

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**"DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION A 66 kV-20 kV
HUALLANCA-PALLASCA"**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

Presentado por:

CARLOS AUGUSTO ESPINOZA VILLAVICENCIO

PROMOCION 1982-II.

Lima-Perú
Noviembre-1984

I N D I C E

INDICE

INTRODUCCION

GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES

1.2. OFERTA EXISTENTE.

1.2.1. Localidades

1.2.2. Minas.

1.3. SISTEMAS DE GENERACION, TRANSMISION Y SUBESTACIONES
EXISTENTES EN EL AREA DEL PROYECTO.

1.3.1. Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato.

1.3.2. Turbina a Gas.

1.3.3. Subestación Huallanca en 66 kV.

1.3.4. Sistema Mina "EL Aguila"

1.3.5. Sistema Trujillo Norte-Motil-Shorey

1.4. ESTUDIO DE DEMANDA.

1.4.1. Pronóstico de Población

1.4.2. Pronóstico de Número de Viviendas

1.4.3. Pronóstico del Número de Abonados Domésticos
y Comerciales

1.4.4. Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica en
los sectores domésticos y alumbrado público.

1.4.5. Pronóstico del Consumo Comercial.

1.4.6. Pronóstico del Consumo de Cargas Especiales.

- 1.4.7. Pronóstico del Consumo Neto Industrial
- 1.4.8. Pronóstico de la Máxima Demanda total de potencia.
- 1.4.9. Minas
- 1.4.10. Resultados del Estudio de Demanda.

SELECCION DE ALTERNATIVAS DE ALIMENTACION

2.1. ALTERNATIVAS PRINCIPALES

2.2. ESTUDIO DE RUTA

- 2.2.1. Fuentes de información
- 2.2.2. Ruta A
- 2.2.3. Ruta B
- 2.2.4. Ruta C
- 2.2.5. Costos utilizados para la comparación económica
- 2.2.6. Resultados y Recomendaciones.

SELECCION TECNICO-ECONOMICA DEL CONDUCTOR

3.1. PRESELECCION DEL CONDUCTOR

3.2. DIMENSIONAMIENTO DFL CONDUCTOR 66 kV

- 3.2.1. Caída de tensión
- 3.2.2. Mínima sección por corona
- 3.2.3. Mínima sección por cortocircuito y ampacitancia
- 3.2.4. Sección Económica del conductor.

3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR 20 kV

3.4. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA

- 3.4.1. Selección del material

3.4.2. Dimensionamiento

3.5. CALCULOS MECANICOS

SELECCION TECNICO-ECONOMICA DE ESTRUCTURAS

4.1. SELECCION DEL MATERIAL

4.2. CONFIGURACION DE LAS ESTRUCTURAS

4.3. PRELOCALIZACION Y SELECCION DE TIPOS DE TORRES

4.3.1. Prelocalización de estructuras

4.3.2. Selección de tipos de torres

4.4. LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS

4.5. ARMADOS

4.6. HIPOTESIS DE CARGA SOBRE LAS TORRES

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO Y MONTAJE

5.1. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS DE ACERO.

5.1.1. Condiciones generales

5.1.2. Criterios de diseño y cálculo

5.1.3. Prescripciones Constructivas

5.1.4. Pernos y Tuercas

5.1.5. Puesta a tierra de las estructuras

5.1.6. Pruebas

5.2. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO Y ACCESORIOS

5.2.1. Alcance

5.2.2. Descripción de los materiales

5.2.3. Prescripciones Constructivas

5.2.4. Pruebas.

5.3. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DEL CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO

5.3.1. Alcance

5.3.2. Tipo de cable

5.3.3. Prescripciones Constructivas

5.3.4. Pruebas.

5.4. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE AISLADORES Y ACCESORIOS DE CADENAS DE AISLADORES

5.4.1. Alcance

5.4.2. Normas Aplicables

5.4.3. Descripción de los materiales

5.4.4. Prescripciones Constructivas

5.4.5. Pruebas.

5.5. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE

5.5.1. Objeto

5.5.2. Ubicación

5.5.3. Breve descripción del proyecto

5.5.4. Especificaciones Técnicas.

CALCULOS JUSTIFICATIVOS

6.1. CALCULOS ELECTRICOS DEL CONDUCTOR

6.1.1. Cálculo de caída de tensión

6.1.2. Cálculo de mínima sección por corona

6.1.3. Dimensionado del conductor por cortocircuito

6.1.4. Sección óptima del conductor.

6.2. CALCULOS MECANICOS DEL CONDUCTOR

6.2.1. Determinación de los parámetros de diseño mecánico.

6.2.1.1. Determinación de la presión del viento.

6.2.1.2. Cálculo de la temperatura máxima del conductor.

6.2.2. Parámetros de diseño mecánico.

6.2.3. Cálculo de Cambio de Estado.

6.3. NIVEL DE AISLAMIENTO

6.3.1. Diseño del aislamiento de la terna de 66 kV

6.3.2. Espaciamiento en el aire para la terna de 66 kV

6.3.3. Diseño del aislamiento de la terna de 20 kV

6.3.4. Espaciamiento en el aire para la línea de 20 kV

6.4. FUNDACIONES

6.5. CALCULO DE LA PUESTA A TIERRA

6.5.1. Selección de las configuraciones.

6.5.2. Selección del material.

6.5.3. Cálculo de las resistencias de las configuraciones.

6.6. INDUCCION ELECTROSTATICA Y ELECTROMAGNETICA ENTRE LAS DOS TERNAS DE LA LINEA HUALLANCA-PALLASCA Y LAS LINEAS DE COMUNICACION..

METRADO Y PRESUPUESTO

7.1. Introducción

7.2. Consideraciones en el metrado de las cantidades

7.3. Metrado

7.4. Presupuesto.

CONCLUSIONES

A N E X O S

ANEXO N° 1 Bibliografía

ANEXO N° 2 Hojas de Localización de Estructuras

ANEXO N° 3 Planos.

* * * * *

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

ELECTROPERU S.A. a través de la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, ha previsto el desarrollo de estudios de 7 Pequeños Sistemas Eléctricos con el fin de disponer de las herramientas principales para la posterior ejecución de los trabajos que harán posible el suministro de la energía eléctrica a estas localidades.

El presente trabajo se circunscribe al diseño de la línea de transmisión a 66 kV que alimentará al PSE-2 Santiago de Chuco-Pallasca-Cabana, con energía de la central hidroeléctrica del Cañón del Pato, tal línea partiría de Huallanca para llegar a la sub-estación de Pallasca, ubicada en la población del mismo nombre, con una longitud total de 75.2 Kms, asimismo incluye el retorno de una terna en 20 kV en el mismo soporte para el servicio de los pueblos ubicados a lo largo de los últimos 31 kilómetros del recorrido de la línea de 66 kV.

Deseo dejar constancia de mi agradecimiento a la firma S & Z Consultores Asociados S.A. por la ayuda recibida para la realización de este trabajo.

C A P I T U L O 1

G E N E R A L I D A D E S

1.1. ANTECEDENTES

La zona del Pequeño Sistema Eléctrico N° 2, Santiago - de Chuco-Pallasca-Cabana está delimitada por los paralelos 8° 10' y 8° 50' de latitud Sur y los meridianos 77° 50' y 78° 10' de longitud Oeste, comprendiendo las provincias de Pallasca del Departamento de Ancash y Santiago de Chuco del Departamento de La Libertad. La ubicación en el territorio peruano se muestra en el Plano N° LT 001. La totalidad de localidades se indican en el cuadro N° 1.1.

La mayor parte de las localidades mencionadas no cuentan con suministro eléctrico y en aquellas que lo poseen, éste es deficiente y bajo condiciones técnicas por debajo de las mínimas aceptables. De la demanda potencial de la zona estimada en 1,800 kW para el año 1983, sólo se suministra 280 kW.

1.2. OFERTA EXISTENTE

1.2.1. Localidades. Las localidades que actualmente cuentan con redes de distribución, son las de Santiago de Chuco, Cachicadan, Santa Cruz de Chuca, Mollebamba, Mollepata, Pallasca, Conchucos, Pampas y Cabana. Para el servicio a Santiago de Chuco y Cachicadan se cuenta con la Central Hidráulica de Huaychaca que opera desde

C U A D R O N° 1.1

LOCALIDADES DEL PSE N° 2

<u>LOCALIDAD</u>	<u>CATEGORIA</u>
1. Provincia Santiago de Chuco	
Santiago de Chuco	Capital de Provincia
Cachicadan	Capital de Distrito
Santa Cruz de Chuca	Capital de Distrito
Angasmarca	Caserío
Tulpo	Caserío
Mollebamba	Capital de Distrito
Mollepata	Capital de Distrito
2. Provincia Pallasca	
Pampas	Capital de Distrito
Puyalli	Caserío
Conchucos	Capital de Distrito
Lacabamba	Capital de Distrito
Tilaco	Caserío
Cochaconchucos	Caserío
Chora	Anexo
Pallasca	Capital de Distrito
Huacaschuque	Capital de Distrito
Huandoval	Capital de Distrito
Bolognesi	Capital de Distrito

Cabana	Capital de Provincia
Tauca	Capital de Distrito
Ancos	Caserío
Llapo	Capital de Distrito
Santa Rosa	Capital de Distrito

3. Localidades Adicionales:

- Provincia Santiago de Chuco

Huayatan	Caserío
Pueblo Nuevo	Caserío
Miraflores	Caserío

- Provincia Pallasca

Miraflores	Caserío
Yeguada	Caserío

las 16.00 horas hasta las 07.00 horas del día siguiente; esta ubicada en el río Huaychaca, entre Santiago de Chuco y Cachicadan. Sus características son:

TURBINAS (2 unidades que trabajan alternadamente una por día)

Marca	FSCA
Tipo	Francis
Potencia nominal	200 kW
Velocidad	900 RPM
Salto Neto	30.5 mts.
Año de Instalación	1971
Estado de conservación	Bueno

GENERADOR (2 unidades)

Marca	: AEG
Potencia nominal	: 225 KVA
Tensión nominal	: 460 voltios
Velocidad	: 900 RPM
Factor de potencia	: 0.8
Frecuencia	: 60 Hz
Año de instalación	: 1971
Estado de conservación	: Bueno

La central queda limitada en su potencia de generación en los meses de Junio a Noviembre, debido a su caudal del río Huaychaca.

Adicionalmente, Santiago de Chuco dispone de una Central Térmica de reserva con un grupo de 250 kW Caterpillar en regular condición de funcionamiento.

La localidad de Pallasca dispone de una Central Térmica ubicada en sus extramuros que operan desde las 18.00 a 24.00 horas con un grupo electrógeno Skoda de 180 KVA, $\text{Cos}\phi = 0.8$ y un generador Mez Frenstat.

Del resto de las localidades, sólo Conchucos y Cabana disponen desde 1979 de Centrales Hidráulicas de pequeña capacidad y que no cubren la demanda, mientras que las localidades de Mollebamba, Mollepata y Pampas cuentan con pequeños grupos electrógenos, los cuales no operan la mayor parte del tiempo por falta de combustible.

1.2.2. Minas. Las minas más importantes están ubicadas en los alrededores de la Unidad Pasto Bueno de la Negociación Minera S.A. (Fermín Málaga Santolalla e Hijos) a una distancia de 29 kilómetros de la localidad de Pampas. Las minas existentes son la Minera Magistral de la zona de Puchaquilca, la Mina el Plomo de Wolframio y la Unidad Pasto Bueno con 3 minas.

La Unidad Pasto Bueno actualmente es autoproductora de energía eléctrica, contando con dos centrales hidráulicas de potencias instaladas de 125 kW y 880 kW respectivamente y un grupo térmico diesel.

Las minas El Plomo y Magistral, poseen ambos grupos electrógenos.

1.3. SISTEMAS DE GENERACION, TRANSMISION Y SUBESTACIONES EXISTENTES EN EL AREA DEL PROYECTO

Los principales sistemas de generación existentes en la región, están conformados por las Centrales del Cañón del Pato y las térmicas a gas de Chimbote y Trujillo. Esta energía es distribuída a través de dos sistemas principales, el primero transmite energía desde Trujillo hacia la zona minera de Quimvilca y el otro alimenta a la mina El Aguila.

1.3.1. Central Hidroeléctrica Cañón del Pato. Se ubica sobre el río Santa a la altura de la localidad de Huallanca aguas arriba de la afluencia del río Quitaracsa. La Central se ubica en caverna y su potencia alcanza a los 150 MW con 6 unidades de 25 MW.

Durante el estiaje la producción de la central está limitada por la disponibilidad de recursos hídricos del río Santa llegándose a valores inferiores a la mitad del caudal de diseño que alcanza a los $48 \text{ m}^3/\text{segundo}$.

Por este motivo se vienen desarrollando diversos estudios de regulación y aducción de nuevos recursos, entre los que se encuentra el proyecto Derivación Quitaracsa, la represa de Recreta, la utilización de la Laguna Parón y otros.

1.3.2. Turbina a Gas. Se encuentra en operación desde 1972 con las denominaciones de subestación Chimbote N° 2 y Trujillo Sur. Las características son las

siguientes:

Marca	: "General Electric"
Modelo	: 5,000 N
Potencia Turbina	: 20,500 kW
Potencia efectiva	: 20,000 kW
Factor de Potencia:	0.85
Tensión Nominal	: 13.8 kV (Chimbote) 10.0 kV (Trujillo)
Combustible	: Petróleo Diesel

En Chimbote se encuentran instaladas 3 unidades y en Trujillo una cuarta.

1.3.3. Subestación Huallanca en 66 kV. Esta subestación que transforma energía de la Central del Cañón del Pato, está constituida por el transformador de 138/66/13.8 kV de Huallanca y dos salidas en 66 kV, una hacia Huaraz-Ticapampa y la otra para la Mina el Aguila. Las principales características son:

Altitud	: 1,817 msnm
Transformador	: OA de 25/25/8 MVA
Tensión Nominal	: Primaria 138 kV Secundaria 66 kV Terciaria 13.8 kV
Salida en 66 kV	: 2 (Huaraz y Mina el Aguila)
Salidas en 13.8 kV	: 2 (Servicios Auxiliares y Corongo).

El estado del transformador es bueno.

1.3.4. Sistema Mina El Aguila. Está compuesta de una línea de transmisión a 66 kV y una subestación de 66/2.4 kV, propiedad de la Compañía Mina Aguila. La línea transmite la energía de la central hidroeléctrica Cañón del Pato - hacia las instalaciones de las minas cercanas a la población de Sihuas. Las características de la línea y subestaciones son las siguientes:

Línea de Transmisión a 66 kV Huallanca-Mina El Aguila

Longitud	: 47 Kms.
Tensión	: 66 kV
Potencia	: 10 MW (consumo actual: 6 MVA)
Número de ternas	: 1
Estructuras	: Parantes tubulares de 4" Ø con crucetas de ángulos de fierro
Conductor	: Sección 2/0 AWG aluminio reforzado con acero
Cable de guarda	: Sección 1/4" Ø acero galvanizado
Estado actual	: Algunas estructuras ligeramente inclinadas; se han registrado frecuentes salidas de servicio por año.

Subestación 66/2.4 kV Mina El Aguila

Altitud	: 4,000 msnm
Transformador	: OA/Futuro FA 7,200/9,300 KVA Conexión estrella-delta con regulación en vacío.
Tensión nominal	: Primario 63 kV Secundario 2.4 kV BIL 375 kV

Estado actual : Bueno

1.3.5. Sistema Trujillo Norte-Motil-Shorey. Este sistema es ta compuesto de la línea en 138 kV, Trujillo Norte-Motil y 3 líneas de 33 kV Motil-Shorey. La línea de 138 kV es propiedad del Consorcio Energético del Valle del Río Moche, así como una de las ternas Motil-Shorey de 33 kV. Las características técnicas de las líneas son las siguientes:

Línea de Transmisión a 138 kV, Trujillo Norte-Motil

Longitud : 60 Kms.
Tensión : 138 kV
Potencia : 20 MW
Número de ternas: 1
Estructuras : Torres de celosía
Conductor : Aluminio-acero ACSR 300 MCM
Estado actual : Bueno (puesto en servicio en 1982)

Línea en 33 kV Motil-Shorey-Líneas 1 y 2

Longitud : 20 Kms.
Tensión : 38 kV con aisladores PIN
Número de ternas: 2
Estructuras : Postes de celosía soldada
Conductor : Cobre 6 AWG
Cable de guarda : 1
Estado actual : Estructuras y aisladores en buen estado. Los conductores ya presentan problemas (tienen más de 30 años de antigüedad).

sarrollo poblacional e información del campo; el método de evaluación del estudio es el de MONENCO (1) - Montreal Engineering Overseas Limited - modificado. El estudio se realiza para un período de 20 años; se define el año 0 en 1983 y el año 20 en 2003 y todos los datos están considerados al 31 de Diciembre de cada año.

Si por cualquier motivo no llegará a implementarse el sistema al año 0, las localidades que poseen período de implementación podrán desplazar su proyección de Mercado Eléctrico como máximo en 3 años, siendo impredecible su comportamiento para un tiempo mayor.

1.4.1. Pronóstico de Población. Se tomó información estadística de los censos de 1961, 1972 y 1981, de los que se extrajo la tasa intercensal anual con la siguiente excepción:

Se adopta 1% para las localidades que poseen tasas menores a 1% o negativa.

1.4.2. Pronóstico de Números de Viviendas. El número de viviendas se obtiene de la relación:

$$\frac{\text{Número de habitantes}}{\text{Habitantes por vivienda}}$$

para ello se dispone de la información de los censos nacionales de 1961, 1972 y 1981 y de la información obtenida en el campo, escogiéndose el más representativo.

1.4.3. Pronóstico del Número de Abonados Domésticos y Comerciales. El número de abonados domésticos se obtiene

de multiplicar la cantidad de viviendas calculadas en 1.4.2. por el coeficiente de electrificación. Este último se obtiene de las curvas del coeficiente de electrificación basados en el método MONENCO y su selección se realiza de acuerdo al trabajo de campo.

En el gráfico N° 1.1. se muestran las diferentes curvas del coeficiente de electrificación.

El número de abonados comerciales resulta de dividir el número de abonados domésticos entre la relación N° de abonados domésticos/N° de abonados comerciales, dado por el método MONENCO.

1.4.4. Pronóstico del Consumo de Energía Eléctrica en los Sectores Domésticos y Alumbrado Público. Se considera la energía necesaria para cada sector independientemente.

- Sector Alumbrado Público:

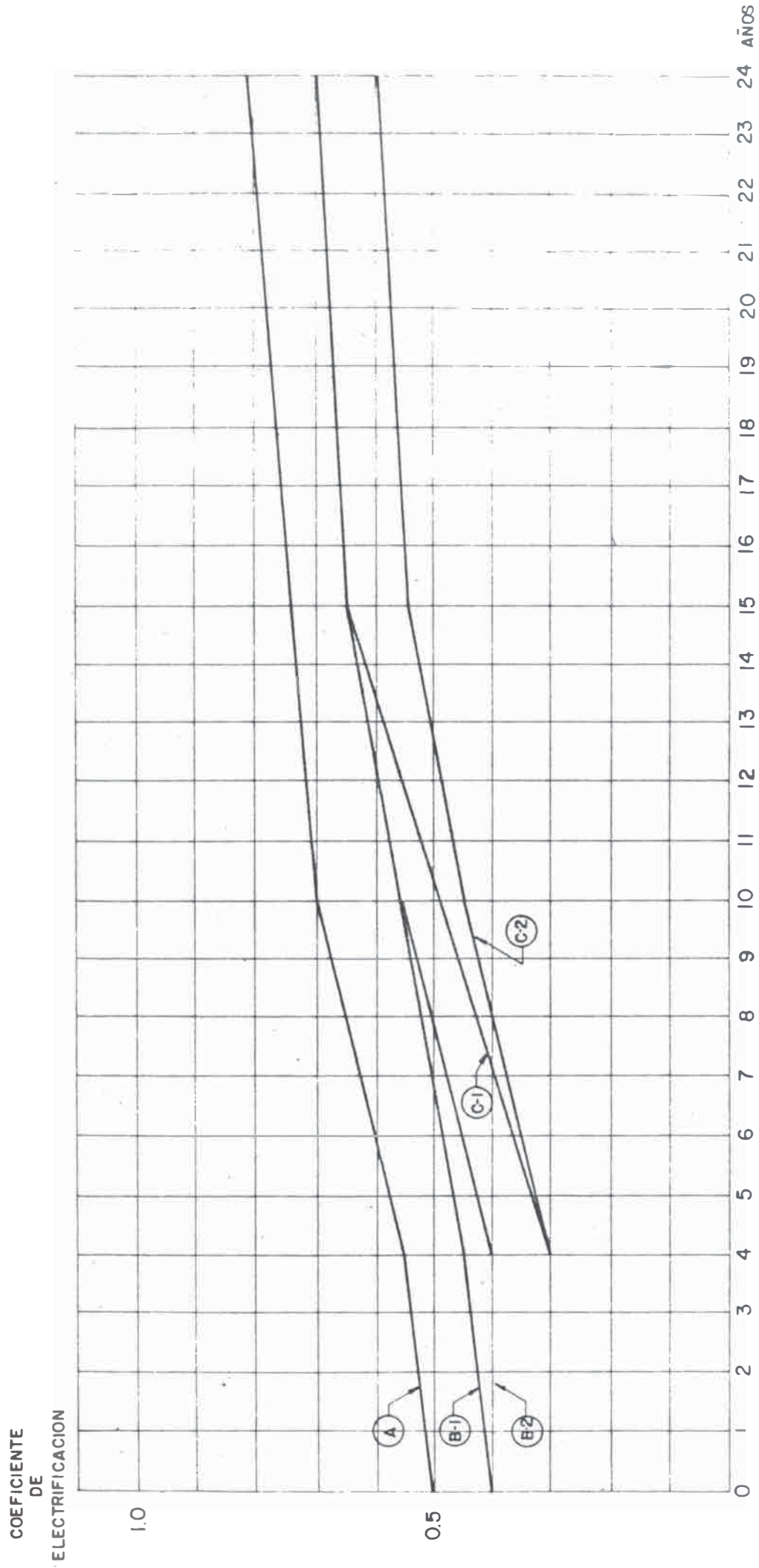
Se toma en cuenta el alumbrado de calles (4 kW/Km en promedio) y alumbrado de parques con un crecimiento del 1% anual

- Sector Doméstico:

Se evalúa linealmente la energía entre rangos de 300 kWh a 500 kWh anuales i.e. 25 kWh a 41 kWh mensual y para las localidades más pequeñas entre 300 kWh y 385 kWh anual.

El factor de carga es evaluado mediante los diagramas de carga correspondientes a cada localidad. En el caso de las pequeñas localidades se considera un factor de carga promedio en todo el período de estudio.

PRONOSTICO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION



1.4.5. Pronóstico del Consumo Comercial. Resulta de multiplicar el consumo unitario doméstico por la relación (consumo unitario comercial)/(consumo unitario doméstico) y por el número de abonados comerciales obtenido anteriormente.

1.4.6. Pronóstico del Consumo de Cargas Especiales. Se ha estimado aproximadamente en un 10% (localidades grandes) y 4% (localidades pequeñas), respectivamente de la suma del consumo doméstico y alumbrado público más el consumo comercial durante todo el período de estudio. En las localidades que tienen cargas especiales existentes de carácter notable y muy grandes (caso Santiago de Chuco) se agrega al anterior consumo y crecen independientemente con una tasa del 3% anual.

1.4.7. Promedio del Consumo Neto Industrial. Se considera los tipos de poblados:

- a) Localidades grandes, se ha asumido consumos iniciales que permanecen constantes durante los primeros 4 años para luego asignarle una tasa de crecimiento igual al 3%.
- b) Localidades pequeñas, se estima un 5% de la suma del consumo doméstico y alumbrado público más el consumo comercial durante todo el período de estudio.

1.4.8. Pronóstico de la Máxima Demanda Total de Potencia

Primero se obtiene el Pronóstico del Consumo Neto Total al sumar los pronósticos anteriormente estimados. A es

te Consumo Neto Total se le suman las correspondientes pérdidas de energía-estimadas en un 10% del consumo neto total con lo que se obtiene el Pronóstico del Consumo Bruto Total.

Finalmente, el Pronóstico de la Máxima Demanda Total de Potencia, resulta al dividir el consumo bruto total entre las horas de utilización.

1.4.9. Minas. Se tienen tres unidades, la Unidad Pasto Bueno conformada por las minas Huaura, Huazapan y Conzuso, la Unidad Minera Puchaquilca con la mina Magistral y la Unidad El Plomo con la mina del mismo nombre. En base a informes y reuniones establecidas con las personas encargadas de la programación de la producción se establece y proyecta la demanda del conjunto de las minas:

Año	1983	1,625 kW
Año	1984	3,000 kW
Año	1990	4,400 kW
Año	2006	4,700 kW

1.4.10. Resultados del Estudio de Demanda

Integración de las Localidades. La evaluación de integración de las cargas de las localidades en estudio al PSE está basada en la concepción misma del sistema, de dar servicio eléctrico con un carácter social y productivo a la zona. No es recomendable efectuar un programa de implementación en base a una evaluación económica, ni usar índices, porque en

el primer caso, la mayor parte de las localidades no resultarían factibles económicamente y aún más, algunas no lo serían ni al final del período de estudio; en el segundo caso si ya están construídas las líneas de transmisión y subtransmisión, el poblado por pequeño que sea, si cuenta con el financiamiento, deberá integrarse en ese momento y como esto último es impredecible, la evolución por índices de distancias, población, importancia de localidad y otros no son de terminantes.

El beneficio global del sistema es la integración conjunta de todos, pero que por aspectos constructivos, no es posible realizarlo en un mismo tiempo, luego se considera una integración por etapas con el criterio de beneficio social, integracionista y productivo.

Por las consideraciones anteriores se concluye, que:

- a) Los poblados que cuenten con servicio eléctrico y en los que sólo es necesario una remodelación parcial y ampliación, se integran al término de la construcción de las líneas de transmisión.
- b) Los poblados que actualmente están en vías de instalar provisionalmente una Central Térmica, también se integran inmediatamente.
- c) Los poblados restantes más importantes y cercanos a la línea de subtransmisión, se integran al sistema dos años después de la integración de los anteriores.
- d) El resto de poblados se integrarán en conjunto dos años después de la integración de los anteriores.

Se considera que la línea de Transmisión y Subtransmisión estará operativa en 1986.

Integración de las Minas.

Se tendrán las siguientes condiciones:

La máxima demanda estaría cubierta por la línea de transmisión y por las centrales hidráulicas.

Las centrales hidráulicas que operarían son de la Unidad Pasto Bueno la de 800 kW y la de 125 kW.

El conjunto de las centrales hidráulicas de las minas sólo generarían como máximo una potencia de 700 kW en 1986, 600 kW en 1990 y 500 kW en el año 2006, por razones de los años de servicio.

La máxima demanda de las minas a considerarse es:

Año 1986	2,300	kW
Año 1990	3,800	kW
Año 2006	4,200	kW

El diagrama de carga del sistema integrado se muestra en el Gráfico N° 1.2 y en el Cuadro N° 1.2 se muestran los resultados de la integración.

CUADRO No 1.2

MAJORA DEMANDA DE LA POTENCIA DE LA INTEGRACION (MW)

ANO	1983	1986	1988	1990	1994	1998	2002	2006
LOCALIDAD								
SANTIAGO DE CHUCO	0	372	390	414	466	514	553	590
CACHICADAN	0	108	113	120	136	151	163	174
SANTA CRUZ DE CHUC	0	0	46	51	60	71	77	85
ANCASMARCA	0	0	42	44	50	56	60	64
TULPO	0	0	68	72	81	92	99	106
MOLLEBAMBA	0	0	44	47	55	64	71	78
MOLLEPATA	0	0	37	38	42	45	48	51
PAMPAS	0	186	211	237	301	359	405	464
PUYALLI	0	0	0	38	44	47	51	52
CONCHUCOS	0	162	170	181	201	217	235	251
LACABAMBA	0	0	36	38	42	47	50	53
TILACO	0	0	0	18	21	24	25	26
COCHACONCHUCOS	0	0	0	17	20	22	23	24
CHORA	0	0	21	22	26	30	33	36
PALLASCA	0	118	123	127	138	149	158	166
HUACASCHURUE	0	0	17	18	20	22	23	24
HUANDOVAL	0	0	63	67	76	86	93	101
BOLOGNESI	0	0	39	40	44	48	52	55
CABANA	0	164	172	182	201	217	235	250
TAUCA	0	112	121	129	148	161	169	182
ANCOS	0	0	17	18	20	23	24	26
LLAPO	0	0	37	39	44	50	53	57
SANTA ROSA	0	0	36	38	42	48	51	55

CUADRO No 1.2

MAXIMA DEMANDA DE LA POTENCIA DE LA INTEGRACION (KW)

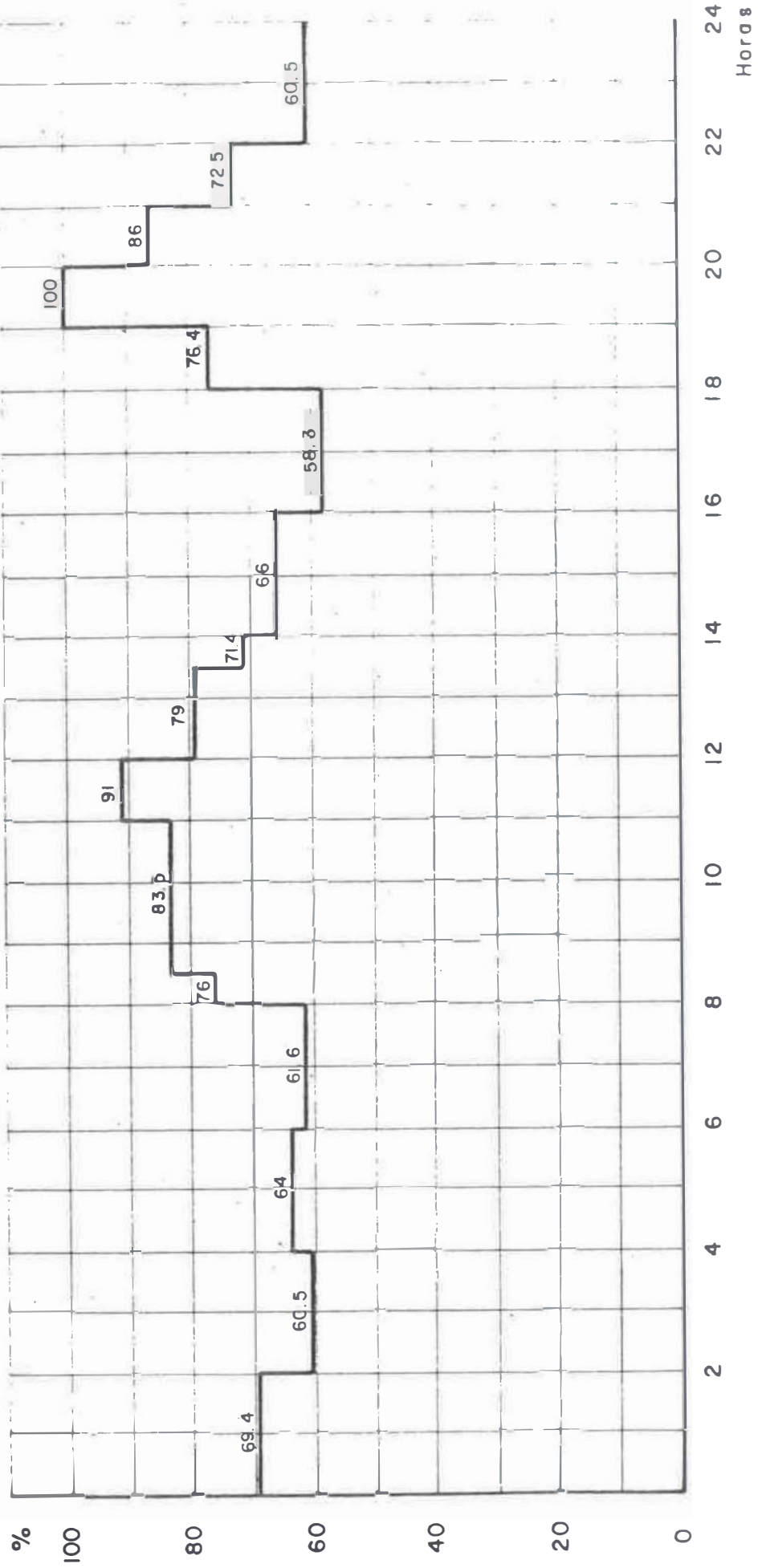
ANO	1983	1986	1988	1990	1994	1998	2002	2006
LOCALIDAD								
HUAYATAN	0	0	0	43	48	54	58	59
PUEBLO NUEVO	0	0	0	18	22	24	26	27
MIRAFLORES 1	0	0	0	22	27	32	35	36
MIRAFLORES 2	0	0	0	37	44	46	48	49
YEGUADA	0	0	0	39	44	49	52	53
MINAS	0	2300	3050	3800	3900	4000	4100	4200
MAXIMA DEMANDA TOTAL DIVERSIFICADA	0	3223	4090	4548	4736	5268	5553	5830

GRAFICO Nº 1.2

DIAGRAMA DE CARGA DEL SISTEMA INTEGRADO

M.D. 100% < > 5616 Kw. Año 2002

M.D. 100% < > 5830 Kw. Año 2006



C A P I T U L O 2

SELECCION DE ALTERNATIVAS DE ALIMENTACION

2.1. ALTERNATIVAS PRINCIPALES

De los datos adquiridos de los sistemas de generación existentes, se concluye que existe potencia instalada excedente, tanto en el Sistema Trujillo Norte-Motil-Shorey - como en la subestación Huallanca, por lo que ambos pueden proporcionar la energía eléctrica que el PSE N° 2 demande.

En la presente tesis solo se expondrán las alternativas directamente ligadas al proyecto de la línea de 66 kV en su forma definitiva; es decir toda la energía a ser suministrada al PSE N° 2 provendrá de la Central del Cañón del Pato. Estas alternativas tienen el común de efectuar la transmisión de la energía en el nivel de tensión de 66 kV, ya que como se indicó en el punto 1.3.3. se dispone de la subestación Huallanca con un transformador de potencia nominal de 25 MVA. Este transformador tiene dos salidas en 66 kV; una hacia Huaraz transportando 8 MVA y otra hacia Mina El Aguila previsto para transportar hasta 10 MW; además existen dos salidas de 13.8 kV para los servicios auxiliares y la localidad de Corongo. Por lo tanto el transformador tiene capacidad para transformar 7 MW adicionales, siendo la potencia que demande el PSE N° 2 de 5.83 MW en el año horizonte. De otra parte los 5.83 MW se encuentran dentro del rango de potencias

que se pueden transmitir económicamente en el nivel de 60 kV a una distancia de 77 Kms. Por las razones delineadas más arriba, es que se decide utilizar el nivel de 66 kV como la tensión de transmisión.

Alternativa 1

En esta alternativa se aprovechan los primeros 21 kilómetros de la línea Huallanca-Mina El Aguila, haciendo luego una derivación para seguir independientemente en una longitud de 56 Kms. hasta Pallasca que es el centro de carga del PSE N° 2

Alternativa 2

Se sale independientemente desde la barra de Huallanca en 66 kV con una sola terna hasta llegar a Pallasca.

Ambas alternativas se muestran en el plano N° LT 002.

En los capítulos 3 y 6 se exponen los criterios técnicos y económicos que lleva a usar la aleación de aluminio como material del conductor para la línea en 66 kV.

Usando la conocida fórmula (6.1) del capítulo 6, se determina como sección mínima por caída de tensión, la de 70 mm^2 en aleación de aluminio para la línea de la Alternativa 2, con el cual se podría transportar hasta 24.7 MW sólo por ampacitancia, adicionalmente se demuestra en el punto 3.2.2. que la sección mínima por efecto corona es de 45 mm^2 .

La Alternativa 1 tiene el serio inconveniente de presentar una caída de tensión superior al 10%, tanto en Pallasca como en Mina El Aguila, debido a que se produce una gran caída de tensión de 9.94 % sólo en el primer tramo común de 21 Kms.

que es por donde se transportan las potencias de ambos centros de cargas. Adicionalmente se tiene que la Alternativa 2 no presenta los problemas asociados con la coordinación de protección, secuencias de desconexión-reconexión y medición que sí presenta la Alternativa 1, además de la confiabilidad de servicio, ya que la línea existente Huallanca-Mina El Aguila tiene un alto índice de salidas por año.

Por estas razones se concluye que la alternativa más recomendable es la Alternativa 2.

2.2. ESTUDIO DE RUTA

Se tuvieron en cuenta los siguientes criterios para la selección de las alternativas de ruta de la línea de 66 kV todas bajo la forma de la alternativa 2, según se expuso en el punto 2.1.:

- Escoger una poligonal que tenga el menor número de ángulos. Tratar que el recorrido tenga una cierta facilidad de acceso por lo que se trata que se aleje lo menos posible de carreteras o caminos existentes o futuros.
- Tratar en lo posible que los ángulos no sean fuertes. Evitar en lo posible los cruces con carreteras importantes, líneas de telégrafo en operación, otras líneas eléctricas, ferrocarriles, tuberías forzadas de plantas hidroeléctricas.
- Evitar en lo posible el paralelismo con líneas de telecomunicaciones; para una tensión de 66 kV, el distanciamiento mínimo entre ejes debe ser de 100 metros.
- Evitar en lo posible de pasar por zonas escarpadas o rocosas

o al menos buscar el ubicar torres, lo menos posible, en sitios muy escarpados o de posibles aluviones y derrumbes. Evitar pasar a lo largo de las cumbres de los cerros si hay peligro de fuertes tempestades eléctricas.

2.2.1. Fuentes de Información. Para la determinación específica de las alternativas, se han tenido en cuenta los datos proporcionados por las siguientes fuentes de consulta:

- Planos del Instituto Geográfico Militar en escalas 1/100,000 y 1/25,000.

Fotografías aéreas de la zona.

Ruta de carreteras existentes y futuras.

Rutas existentes de líneas de transmisión.

Estudio geológico preliminar.

- Areas cultivadas presentes y futuras.

- Visitas a la zona.

2.2.2. Ruta A. Parte de la Central del Cañón del Pato, aprovecha la ruta seguida por la línea de 66 kV existente hasta la localidad de Tres Cruces; luego continúa por la ruta del Huichaypuquio y Llacusbamba, en donde se desvía hacia los poblados de Yupán, Bambas y Cumamires y se dobla siguiendo paralela a la carretera, conectando los pueblos Santa Rosa, Llapo, luego se atravieza hasta Tauca, continuando nuevamente paralela a la carretera por las localidades de Cabana, Huandoval, Huacaschuque hasta llegar

finalmente a Pallasca con una longitud de 77.4 Kms.

- Un corte longitudinal de la ruta se observa en el Plano - N° LT 003.
- El recorrido de esta alternativa se puede observar en el Plano N° LT 004.

Se considera que parte de Pallasca, independientemente la terna de 20 kV de alimentación a los pueblos comprendidos - entre Pallasca y Llapo con una longitud de 31.5 Kms.

2.2.3. Ruta B. Parte de Huallanca por el mismo recorrido - de la ruta A, hasta la localidad de Tres Cruces, de donde continúa siguiendo paralela a la línea de 13.8 kV hasta la localidad de Corongo, aprovechando la carretera existente, luego continúa en forma recta, pasando por Nueva Victoria, Ñahuín, Cerro Pokoc Grande, Laguna Pochorgo, Cerro Santa Rosa y Cerro Miracruz. Esta zona recta pasa por la parte alta de los cerros, los que forman una especie de Me seta; luego continúa por Huandoval y llega a Pallasca totalizando una longitud de 65.9 Kms.

- Un corte longitudinal se puede apreciar en el Plano N° LT 005..

El recorrido de esta alternativa se puede apreciar en el Plano N° LT 004.

La línea de alimentación en 20 kV se considera similar a la Ruta A.

2.2.4. Ruta C. Partiendo de Huallanca continúa la Ruta A hasta Pallasca en 66 kV y la ruta de 20 kV se regresa aprovechando la misma estructura de la línea 66 kV.

2.2.5. Costos Utilizados para la Comparación Económica. Los costos utilizados están referidos a Marzo de 1983 en US dólares. Las fuentes para los precios unitarios para la Sierra fueron:

- Precios de fabricantes nacionales de conductores y estructuras.
- Precios de representantes de importación para los aisladores y herrajes.

Actualización de costos unitarios del Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad del año 1977.

Para los costos de penalización por energía y por demanda se tomaron los costos promedios marginales de la zona, según la referencia (2).

	Costo por Demanda \$/KW-AÑO	Costo por Energía \$/KW-HORA
Para 66 kV	45.75	0.0372
Para 20 kV	26.09	0.0463

Para la estimación del costo de los caminos de acceso - se tomaron los siguientes taludes de corte:

	Talud	Costo US\$/Km.
Carretera en roca	1.2/3.8	4885
Carretera en terreno cultivable	1.2/3.8	27,360
Carretera recta	1.2/3.8	357

2.2.6. RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

ALTERNATIVA A - HUALLANCA-LLAPO-PALLASCA TASA=12%

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNIT.</u>	<u>COSTO TOTAL</u>
L.T. 66 kV 70 mm ²	Km	77.4	22,879	1'770,834
L.T. 20 kV 35 mm ²	Km	31	11,490	356,190
Carretera en roca	Km	3	27,360	82,080
Carretera en terreno cultivado	Km	36.5	4,885	178,302
Carretera recta	Km	1.0	357	357
Demanda Potencia	KW	2111.1	45.75	96,582
Energía	KW-hora	9'598,262	0.0372	357,055
				<u>2'841,400</u>

ALTERNATIVA B - HUALLANCA-CORONGO-PALLASCA TASA=12%

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNIT.</u>	<u>COSTO TOTAL</u>
L.T. 66 kV 70 mm ²	Km	44.9	22,879	1'027,267
L.T. 66 kV 70 mm ² (hielo)	Km	21	25,167	528,507
Carretera en roca	Km	12	27,360	328,320
Carretera en terreno cultivado	Km	28	4,885	136,780
Carretera recta	Km	9.5	357	3,391
L.T. 20 kV 35 mm ²	Km	31	11,490	356,190
Carretera en terreno cultivado	Km	21.5	4,885	105,027
Carretera recta	Km	1.0	357	357
Demanda Potencia	KW	1806.7	45.75	82,659
Energía	KW-hora	8'214,616	0.0372	305,583
				<u>2'874,081</u>

ALTERNATIVA C - HUALLANCA-LLAPO-PALLASCA CON 66 kV

20 kV - TASA = 12%

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>COSTO UNIT.</u>	<u>COSTO TOTAL</u>
L.T. 66 kV 70 mm ²	Km	46.4	22,879	1'061,585
L.T. 66 kV 70 mm ² + 20 kV 35 kV	Km	31	29,740	921,940
Carretera en roca	Km	3	27,360	82,080
Carretera en terreno cultivado	Km	36.5	4,885	178,302
Carretera recta	Km	1.0	357	357
Demanda Potencia	KW	2111.1	45.75	96,582
Energía	KW-hora	9'598,262	0.0372	357,055
				<u>2'697,901</u>

Aún si se actualizan las pérdidas con una tasa de 6.7 % corregida por inflación, la Alternativa C seguiría siendo - la más recomendable.

Al elegir la alternativa C como la más recomendable, implica la desventaja de que en caso de falla en la línea de 20 kV que va en el mismo soporte de la de 66 kV, se necesita efectuar las reparaciones con la línea de 66 kV en caliente, pero a su vez se disponen como ventajas técnicas las siguientes:

- Un menor costo por derecho de paso y expropiaciones.
- Una inspección simultánea de las dos ternas (66 kV y 20 kV)

La ruta general de la línea de 66/20 kV se muestra en los planos LT 006-1 y LT 006-2.

C A P I T U L O 3

SELECCION TECNICO-ECONOMICA DEL CONDUCTOR

3.1. PRESELECCION DEL CONDUCTOR

Se tienen tres tipos de material recomendables para este tipo de líneas: aleación de aluminio, aluminio reforzado con acero ACSR y aluminio puro; el cobre es eliminado-pese a ser fabricado en el país- debido al costo del material en sí, como a los costos asociados a la línea, los que dan al presente los mayores valores.

Estos costos son mayores en terreno accidentado, tal como es el presente caso.

En el cuadro 3.1 se muestran las principales características de los conductores fabricados con los cuatro materiales mencionados, además en la última fila se consignan las secciones mínimas para tener una caída de tensión del 10% de la tensión nominal en el fin de la línea.

Con ayuda de los datos del cuadro 3.1 se decide eliminar el aluminio puro, debido a que en la zona se cuenta con una topografía bastante accidentada, lo que exige el empleo de grandes vanos, inclusive mayores de 1000 metros y el conductor de aluminio puro se comporta en forma frágil bajo estas condiciones, además resulta -en costos- casi equivalente al de aleación de aluminio.

El ACSR tiene un mayor costo relativo que la aleación de aluminio para las mismas características eléctricas y requiere también de un mayor costo asociado a las estructuras, debido

C U A D R O N° 3.1

CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES

	<u>Aleación de Aluminio</u>	<u>ACSR 6Al + 1st</u>	<u>Aluminio Puro</u>	<u>Cobre Duro</u>
Carga máxima en Kg/mm ²	24.8	35.95	17	45.9
Peso especí- fico por uni- dad de longi- tud en Kg/mm ² -Km	2.7	4.05	2.75	8.94
Resistividad en Ohms-mm ² / Km	33.26	25.6	28.8	18.6
Módulo de elas- ticidad final en Kg/mm ²	6,300	8,075	6,180	11,248
Costo CIF Callao US \$/Kg	2.7	3.15	2.37	
Costo Almacén de Lima US \$/Kg	4.49	5.6	4.34	6.98
Sección mínima por caída de tensión-mm ²	70	67.44	67.44	53.51

a que su peso unitario es mayor, por lo que resulta eliminado. Por lo tanto se preselecciona la aleación de aluminio como material para el conductor.

3.2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR, 66 kV

Debido a que esta línea alimentará una carga relativamente pequeña a una distancia relativamente larga, la mínima sección vendrá dada por la restricción de caída de tensión; los cálculos corroboran esta presunción al obtener las restricciones por corona, cortocircuito y capacidad de corriente.

3.2.1. Caída de tensión

Usando la fórmula (6.1), con una DMG entre conductores de 5.8 mts., $\cos \theta = 0.8$ y con el conductor de 70 mm^2 , se obtiene una caída de tensión de 9.7%, menor que la máxima tolerable (10%) por condiciones de servicio.

3.2.2. Mínima sección por corona

En las fórmulas (6.4) y (6.5) con $y = 3600 \text{ m.}$, $\theta = 12^\circ \text{C}$, se tiene $\delta = 0.66$. Con $f_s = 1.1$, $D_m = 5800 \text{ mm.}$ se obtiene con la ecuación (6.3), una desigualdad que se puede resolver por el método de iteración de punto fijo:

$$\frac{\sqrt{2} \cdot 68 \cdot 1.1}{\sqrt{3} \cdot 0.66 \cdot R \cdot \ln \frac{5800}{R}} < 3 \qquad \frac{30.8454}{\ln \frac{5800}{R}} < R$$

Resolviendo $R > 4.276 \text{ mm}$, para un conductor de 7 hilos esto implica una sección mayor que $44.7 \text{ mm}^2 \approx 45 \text{ mm}^2$

Entonces la sección mínima por corona es de 45 mm^2 .

3.2.3. Mínima sección por cortocircuito y ampacitancia

En el punto 6.1.3. se demuestra que la mínima sección por cortocircuito en el año horizonte es de 15.16 mm^2 .

Según la Norma DGE 019 CA-2/1983 un conductor de 16 mm^2 puede transportar hasta 102 amperios en forma segura i.e. 11.66 MVA, lo que está muy por encima del límite de potencia a transportar. Entonces la sección mínima por ampacitancia es de 16 mm^2 .

3.2.4. Sección Económica del Conductor

La evaluación de la sección económica del conductor se efectúa siguiendo los lineamientos del punto 6.1.4. En el costo de la línea de transmisión CLT se han tomado en cuenta costos en Sierra y con simple terna.

a) Tasa = 12%

<u>Sección (mm^2)</u>	<u>CLT</u>	<u>$C_d + C_e$</u>	<u>F.O.</u>
50	1'522,305	624,095	2'146,400
70	1'761,680	453,638	2'215,318
95	2'060,900	329,918	2'390,818
120	2'360,130	258,436	2'618,566

CLT Costo de la línea de transmisión

$C_d + C_e$ Suma del costo por demanda más el costo por pérdidas de energía.

Como por los puntos 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3 la mínima sección es de 70 mm^2 , ésta es la sección más económica.

b) Tasa = 6.7%

<u>Sección (mm^2)</u>	<u>CLT</u>	<u>$C_d + C_e$</u>	<u>F.O.</u>
50	1'522,305	1'042,400	2'564,705
70	1'761,680	757,690	2'519,370
95	2'060,900	551,050	2'611,950
120	2'360,130	431,655	2'791,785

Sección óptima del conductor: 70 mm^2

La tasa de 6.7% corresponde a una tasa nominal del 12% con 5% de inflación.

Conclusión: Se usará como conductor el de aleación de aluminio de 70 mm^2 .

3.3. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR 20 kV

El dimensionamiento del conductor de la línea de 20 kV sigue las mismas pautas generales que las empleadas en el dimensionamiento del conductor de 66 kV, por lo que los cálculos realizados en forma similar a como se procedió con el conductor de 66 kV, no se repetirán. La mínima sección dada por la limitación en la caída de tensión, es de 25 mm^2 . Sin embargo del análisis económico de la sección se encuentra que las de 35 mm^2 y 25 mm^2 dan costos globales aproximadamente equivalente, siendo la de la última sección mencionada ligeramente menor. En este caso se decidió usar la de 35 mm^2 básicamente por razones de índole mecánica; un conductor de menor sección tenderá a vibrar más peligrosamente que otro de mayor sección, así como el

balanceo será mas pronunciado.

Por lo tanto se elige el conductor de 35 mm² aleación de aluminio para la terna de 20 kV.

3.4. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE GUARDA

Se decide poner cable de guarda en los últimos 31 kilómetros del recorrido de la línea a la luz de los datos del nivel isoceraúnico en los pueblos a lo largo de la ruta.

<u>LOCALIDAD</u>	<u>NIVEL ISOCERAUNICO</u>
Huallanca	0
Yuracmarca	3
La Pampa	2-3
Yupán	15
Llapo	12
Tauca	10
Cabana	10
Huacaschuque	3
Pallasca	15

Para este fin se cumplirán los siguientes requerimientos:

- Cables de guarda con suficiente esfuerzo mecánico, deben ser dispuestos a fin de apantallar a los conductores vivos de las descargas atmosféricas del tipo directo.
- Debe existir suficiente separación entre el cable de guarda y los conductores energizados, especialmente a mitad de vano, para prevenir una descarga disruptiva a los conductores, no prevista en el diseño del aislamiento.

Se deben obtener resistencias de puesta a tierra tan bajas como sea económicamente posible.

3.4.1. Selección del material

Se utilizará conductores de acero galvanizado por ser de práctica normal en este tipo de líneas de transmisión, por tener menor costo como material y por dar menores pérdidas de energía. Debido a que se tendrán vanos muy largos, es recomendable usar el tipo EHS extra alta resistencia a fin de no tener excesivas flechas al hacer estos cruces.

3.4.2. Dimensionamiento

El criterio para el dimensionamiento lo constituye la capacidad de resistir - sin perder sus características mecánicas y eléctricas - a las corrientes de cortocircuito. Se tienen los siguientes datos:

- Máxima corriente de cortocircuito fase-tierra : 2,550 amperios
- Tiempo de duración de la falla : 0.5 segundos
- Temperatura máxima admisible : 200 °C
- Temperatura inicial : 30 °C

La ecuación que describe la capacidad de corriente de los cables de guarda a las corrientes de cortocircuito, viene dada por [11]:

$$I = \sqrt{\frac{J S^2 D c \ln [1 + \alpha(\theta - \theta_0)]}{\rho \alpha t}} \quad (3.1)$$

donde: I es la corriente rms en amperios
 ρ es la resistividad en Ohm-cm
J es una constante 4.185 Joules/caloría
S es la sección del conductor en cm^2
c es el calor específico en calorías/gm/°C
D es la densidad en gm/cc
 α es el coeficiente de temperatura de la resistencia en $1/^\circ\text{C}$
t tiempo en segundos
 θ, θ_0 temperatura final e inicial respectivamente en °C

Para cables EHS y en las unidades ya indicadas:

$$\begin{aligned} \rho &= 15.9 \times 10^{-6} & \alpha &= 0.0035 \\ D &= 7.86 & c &= 0.118 \end{aligned}$$

Si bien la corriente que circula por el cable de guarda es menor que la corriente de falla, se trabajará con el valor de esta última, debido a que ambos valores se acercan el uno al otro si el cortocircuito ocurre próximo a la subestación. Esta suposición nos llevará a una sección mínima, si no fuera así se debería hacer un análisis detallado de la distribución de la corriente de cortocircuito, la referencia [12] incluye un resumen de los principales métodos, así como hace mención de la mayoría de trabajos presentados sobre el tema.

Reemplazando valores en la expresión (3.1) con $t = 0.5$ seg., $I = 761$ amp., $\theta = 200$ °C, $\theta_0 = 30$ °C, obtenemos:

$$S > 0.0943 \text{ cm}^2 = 9.43 \text{ mm}^2$$

Se adopta entonces, el conductor de acero galvanizado de 5/16" de diámetro con una sección de 38.3 mm^2 , por ser el mínimo calibre para cables EHS.

3.5. CALCULOS MECANICOS

Los cálculos mecánicos siguen los lineamientos generales del punto 6.2 del capítulo 6. Se efectuó el cálculo de la temperatura máxima con el programa descrito en 6.2.1.2., así como el cálculo del "creep". Los resultados son:

	Temperatura máxima (°C)
TERNA 66 kV	70°
TERNA 20 kV	50°
CABLE DE GUARDA 5/16"	40°

Con estos datos se tiene en forma completa la hipótesis IV del punto 6.2.2.

Para la elección de los valores de tensión máxima y media anual de los conductores se consultó a las diferentes prácticas usadas en otros países. En el gráfico N° 3.1. se muestran los valores utilizados en Alemania y EE.UU. En base a este conjunto de datos se toma:

		Esfuerzo horizontal, hipótesis I
TERNA 66 kV	70 mm^2	4.5 Kg/mm^2
TERNA 20 kV	35 mm^2	4.0 Kg/mm^2
CABLE DE GUARDA 5/16"		14.49 Kg/mm^2

Con lo que se tiene completa la hipótesis I del punto 6.2.2. Usando el programa de cambio de estado descrito en el punto mencionado se efectuaron las corrientes necesarias que se

muestran en las hojas siguientes.

La elección de los valores de tensión media anual de los conductores de 70 mm^2 y 35 mm^2 se hizo con el fin de mantener la distancia que hay entre los conductores de 66 kV y 20 kV, en la torre a lo largo del vano.

La elección del valor de tensión media anual para el cable de guarda, se efectuó de manera que la flecha de éste fuera del orden del 90% de la flecha del conductor de 66 kV.

*** CALCULO DE LA AMPACITANCIA DEL CONDUCTOR ***

TEMPERATURA MAXIMA DE CONDUCTOR LINEA DE 66 KV

DIAMETRO DEL COND.(m) .01075
RESISTENCIA DEL COND.A 20°C(OHM/M) .000495 COEF.TERMICO DE RES.(1/°C) .002
TEMP.DEL AIRE(°c) 30 VELOCIDAD DEL VIENTO(m/s) .9
ABSORTANCIA DE LA SUP.DEL COND .9 EMISIVIDAD DE LA SUP.DEL CON. .9

IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1150

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
41.7352	64

IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1000

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
40.4558	64

TEMPERATURA MAXIMA DE CONDUCTOR LINEA DE 20 KV

DIAMETRO DEL COND.(m) .00756
RESISTENCIA DEL COND.A 20°C(OHM/M) .000978 COEF.TERMICO DE RES.(1/°C) .002
TEMP.DEL AIRE(°c) 30 VELOCIDAD DEL VIENTO(m/s) .9
ABSORTANCIA DE LA SUP.DEL COND .9 EMISIVIDAD DE LA SUP.DEL CON. .9

IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1150

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
39.6671	28

IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1000

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
38.5273	28

TEMPERATURA MAXIMA DEL CABLE DE GUARDA

DIAMETRO DEL COND.(m) .00792
RESISTENCIA DEL COND.A 20°C(OHM/M) .0042511 COEF.TERMICO DE RES.(1/°C) .0035
TEMP.DEL AIRE(°c) 30 VELOCIDAD DEL VIENTO(m/s) .9
ABSORTANCIA DE LA SUP.DEL COND .9 EMISIVIDAD DE LA SUP.DEL CON. .9

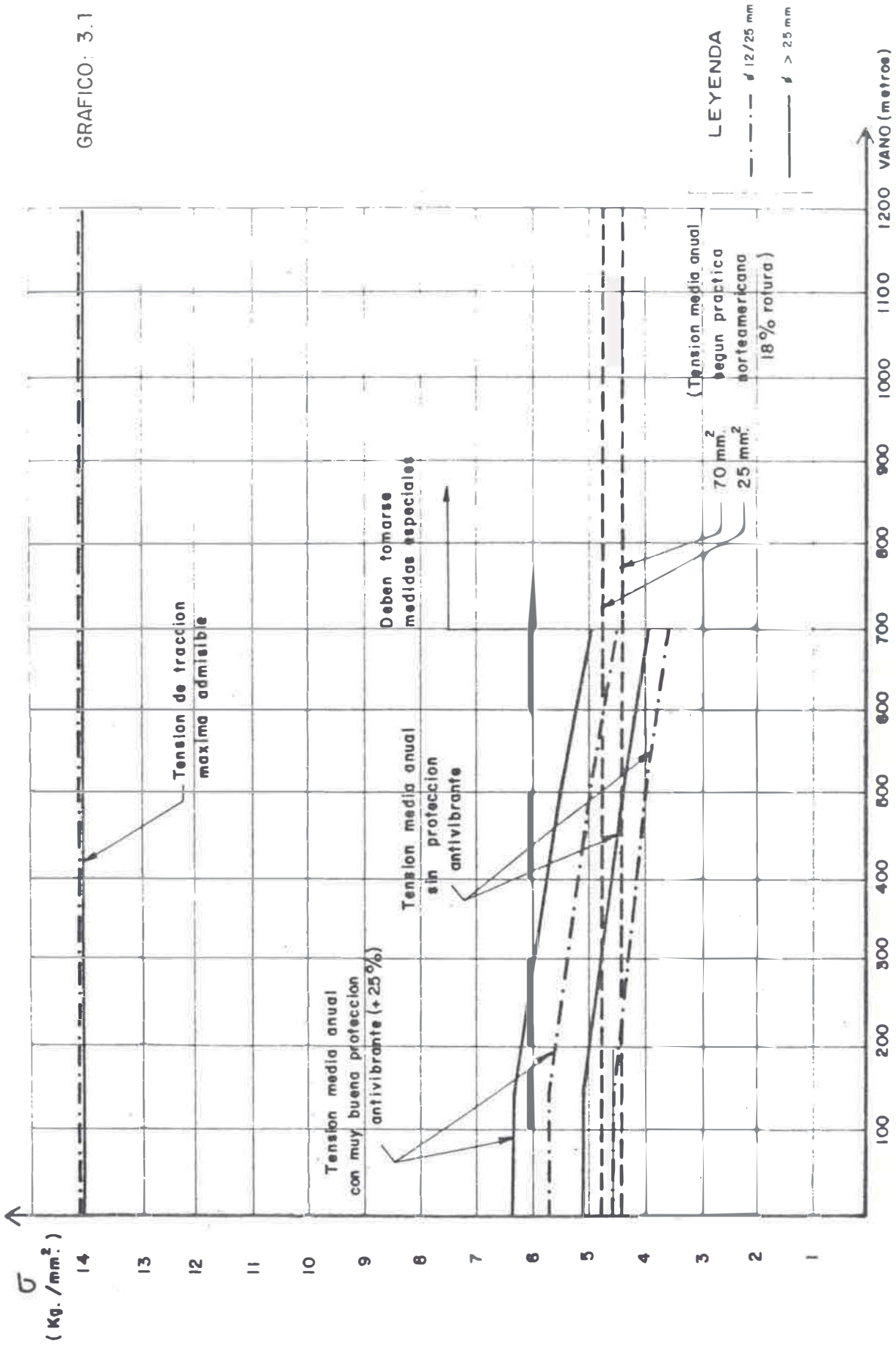
IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1150

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
38.9041	0
39.0248	5

IRRADIACION SOLAR(W/m2) 1000

TEM.COND.	CORRIENTE(amps.)
37.7473	0
37.8679	5

GRAFICO: 3.1



TENSIONES MAXIMAS MEDIAS ANUALES ADMISIBLES
SEGUN DIN 48201, 48204 y 48206 (VDE-0210/5.62)
PARA CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO

*** CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR LINEA DE 66 KV ***

CONDUCTOR ALEACION DE ALUMINIO H/D= 0
 COEF. DILAT. LINEAL(1/°C)= .000023 MODULO ELAST.(kg/mm2)= 6300
 SECCION(mm2)= 70 DIAMETRO(mm)= 10.75 PESO(kg/m)= .19

ESTADO 1 TENSION PUNTO MAS BAJO(kg/mm2)= 4.5 TEMP(°C)= 12
 PRESION DEL VIENTO(kg/m2)= 0

ESTADO 2 TEMP(°C)= 12 PRESION DEL VIENTO(kg/m2) 30 ESP.HIELO(mm) 0

VANO(m)	ESFUERZO(kg/mm2)	TIRO(Kg)	FLECHA(m)	PARAMETRO(m)
100	5.766	405.05	1.16	1682.13
200	6.930	485.13	3.86	1296.07
300	7.599	531.92	7.92	1421.09
400	7.996	559.70	13.38	1495.29
500	8.241	576.86	20.28	1541.13
600	8.399	587.95	28.65	1570.75
700	8.506	595.42	38.50	1590.72
800	8.581	600.65	49.85	1604.69
900	8.635	604.43	62.70	1614.79
1000	8.675	607.24	77.05	1622.29
1100	8.705	609.37	92.91	1628.00
1200	8.729	611.04	110.26	1632.44
1300	8.748	612.35	129.13	1635.96
1400	8.763	613.41	149.50	1638.79
1500	8.775	614.28	171.38	1641.10
1600	8.786	614.99	194.77	1643.00

ESTADO 3 TEMP(°C)= -5 PRESION DEL VIENTO(kg/m2) 0 ESP.HIELO(mm) 0

VANO(m)	ESFUERZO(kg/mm2)	TIRO(Kg)	FLECHA(m)	PARAMETRO(m)
100	6.470	452.92	0.52	2383.79
200	5.606	392.40	2.42	2065.27
300	5.090	356.27	6.00	1875.13
400	4.849	339.42	11.20	1786.42
500	4.728	330.94	17.94	1741.77
600	4.660	326.18	26.21	1716.73
700	4.618	323.27	36.00	1701.40
800	4.591	321.36	47.30	1691.37
900	4.572	320.05	60.11	1684.46
1000	4.559	319.10	74.43	1679.50
1100	4.549	318.41	90.25	1675.82
1200	4.541	317.87	107.59	1673.02
1300	4.535	317.46	126.43	1670.83
1400	4.530	317.13	146.79	1669.10
1500	4.527	316.86	168.65	1667.70
1600	4.524	316.65	192.01	1666.56

ESTADO 4	TEMP(°C)= 70	PRESION DEL VIENTO(Kg/m ²) 0	ESP.NIELO(%) 0		
VANO(m)	ESFUERZO(Kg/mm ²)	TIRO(Kg)	FLECHA(cm)	PARAMETRO(m)	
100	1.715	120.05	1.98	631.95	
200	2.721	190.46	4.99	1002.43	
300	3.316	232.14	9.21	1221.81	
400	3.637	257.42	14.76	1354.85	
500	3.904	273.31	21.72	1436.50	
600	4.053	283.71	30.14	1493.23	
700	4.154	290.79	40.02	1530.45	
800	4.225	295.77	51.39	1556.66	
900	4.277	299.38	64.26	1575.69	
1000	4.315	302.08	78.62	1589.89	
1100	4.345	304.14	94.49	1600.73	
1200	4.368	305.74	111.86	1609.18	
1300	4.386	307.02	130.73	1615.88	
1400	4.401	308.04	151.12	1621.27	
1500	4.413	308.88	173.00	1625.68	
1600	4.422	309.57	196.40	1629.32	

*** CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR DE ACERO GALVANIZADO E/16/11 EHS ***

CONDUCTOR ACERO GALVANIZADO EHS H/D= 0
 COEF. DILAT. LINEAL (1/cC) = .0000115 MODULO ELAST. (kg/mm2) = 19000
 SECCION(mm2) = 38.3 DIAMETRO(mm) = 7.82 PESO(kg/m) = .3058

ESTADO 1 TENSION PUNTO MAS BAJO(kg/mm2) = 14.49 TEMP(cC) = 12
 PRESION DEL VIENTO(kg/m2) = 0

ESTADO 2	TEMP(cC) = 12	PRESION DEL VIENTO(kg/m2)	30 ESP.HIELO(mm) 0		
VANO(m)	ESFUERZO(kg/mm2)	TIRO(Kg)	FLECHA(m)	PARAMETRO(m)	
100	15.469	592.45	0.82	1529.86	
200	16.609	636.14	3.04	1642.68	
300	17.272	661.50	6.59	1708.18	
400	17.640	675.82	11.46	1744.82	
500	17.855	685.85	17.70	1765.62	
600	17.989	689.94	25.29	1779.84	
700	18.075	692.27	34.26	1787.64	
800	18.134	694.55	44.61	1793.51	
900	18.177	696.17	56.32	1797.69	
1000	18.208	697.35	69.42	1800.76	
1100	18.231	698.25	83.88	1803.07	
1200	18.249	698.94	99.73	1804.85	
1300	18.263	699.48	116.95	1806.26	
1400	18.275	699.92	135.56	1807.38	
1500	18.284	700.27	155.53	1808.29	
1600	18.291	700.56	176.87	1809.04	

ESTADO 3	TEMP(cC) = -5	PRESION DEL VIENTO(kg/m2)	0 ESP.HIELO(mm) 0		
VANO(m)	ESFUERZO(kg/mm2)	TIRO(Kg)	FLECHA(m)	PARAMETRO(m)	
100	17.457	668.60	0.57	2166.40	
200	16.243	622.09	2.46	2034.31	
300	15.495	593.45	5.80	1940.64	
400	15.112	578.78	10.57	1892.66	
500	14.906	570.91	16.74	1866.93	
600	14.786	566.32	24.30	1851.92	
700	14.711	563.44	33.24	1842.50	
800	14.661	561.52	43.57	1836.25	
900	14.626	560.19	55.27	1831.89	
1000	14.601	559.23	68.35	1828.74	
1100	14.582	558.51	82.81	1826.39	
1200	14.568	557.96	98.65	1824.59	
1300	14.557	557.53	115.87	1823.18	
1400	14.548	557.19	134.46	1822.06	
1500	14.541	556.91	154.43	1821.16	
1600	14.535	556.68	175.78	1820.42	

ESTADO 4	TEMPERATURA	PREDICION DEL VIENTO, m/s	ESPESOR, m	TEMPERATURA	ESPESOR, m	PREDICION DEL VIENTO, m/s	TEMPERATURA
100	12.514	400.00	3.99	1719.17			
200	12.932	449.70	7.98	1822.02			
300	13.127	500.50	11.97	1847.27			
400	13.595	550.67	15.95	1792.64			
500	13.868	571.14	17.99	1736.86			
600	14.036	537.58	25.60	1757.97			
700	14.145	541.77	34.57	1771.64			
800	14.228	544.67	44.92	1781.00			
900	14.273	546.66	56.64	1787.64			
1000	14.312	548.15	69.73	1792.51			
1100	14.341	549.27	84.21	1796.19			
1200	14.364	550.14	100.05	1799.02			
1300	14.382	550.82	117.28	1801.25			
1400	14.396	551.37	135.88	1803.03			
1500	14.408	551.81	155.86	1804.48			
1600	14.417	552.17	177.22	1805.67			

C A P I T U L O

SELECCION TECNICO-ECONOMICA DE ESTRUCTURAS

4.1. SELECCION DEL MATERIAL

Se disponen de tres tipos de material para la construcción de las estructuras de soporte: concreto, madera y acero, estando por lo general las dos primeras asociadas a postes y la última a postes y estructuras de celosía.

Tanto los postes de madera como los de concreto tienen el serio inconveniente del acceso y de la durabilidad; en el caso de los postes de madera es muy improbable un tiempo de vida mayor a los 10 años, mientras que los postes de concreto podrían fácilmente resultar con microfisuras debido a las vibraciones a las que estarían sometidos durante el transporte.

La estructura de acero de celosía tiene la ventaja de fácil transporte, desde el momento que se puede llevar despiezada, fácil montaje, ya que no requiere de equipos especiales, duración garantizada debido a que se trata de acero galvanizado en un medio exento de corrosión salina, facilidad de conseguir mayores rangos de altura efectiva al suelo, reduciendo por consiguiente el número de estructuras a utilizar en un terreno accidentado y facilidad de usar la misma estructura con una terna adicional de 20 kV.

El uso de una doble terna una de 66 kV y otra de 20 kV con estructuras de madera o de concreto implicaría complicaciones aún mayores, ya que se necesitarían mayores largos y mayores esfuerzos en la punta.

Se usará por lo tanto, torres de acero de celosía.

4.2. CONFIGURACION DE LAS ESTRUCTURAS

Para los dos niveles de tensión que se tienen, de 20 kV y 66 kV, totalizando por lo tanto 2 ternas, resulta más conveniente la disposición tipo pino triangular que la tipo delta horizontal, debido a que esta última implicaría estructuras muy largas y la sobreposición de los circuitos, así como un ancho de paso mayor que para las del tipo pino.

Los dos tipos de torres son los siguientes:

- Tramo Huallanca-Llapo: tipo pino de una sola terna, sin cable de guarda, según reportes de nivel isoceraúnico, en configuración triangular.
- Tramo Llapo-Pallasca: tipo pino con la terna inferior en 20 kV y la terna superior en 66 kV, ambas en configuración triangular y un cable de guarda. Como conductor de la terna de 20 kV, se elige el de aleación de aluminio de 35 mm^2 debido fundamentalmente a razones de índole mecánica, ya que aún con el de 25 mm^2 es suficiente desde el punto de vista eléctrico.

4.3. PRELOCALIZACION Y SELECCION DE TIPOS DE TORRES

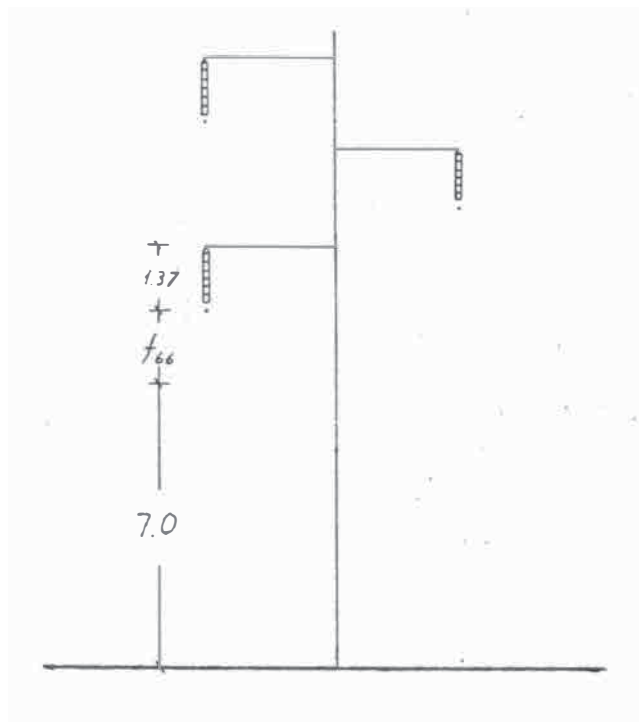
En este punto se mostrará la metodología para determinar en los dos tramos de la línea, lo siguiente:

- Angulo topográfico de desvío
- Vano viento
- Vano gravante
- Gama de alturas.

4.3.1. Prelocalización de Estructuras

Se realizó una prelocalización sobre el levantamiento topográfico de los dos tramos y en el curso de la prelocalización se plantearon varias alternativas para cada tramo, aprovechando las ventajas que para la localización de estructuras presentan los terrenos accidentados como es el presente caso. La prelocalización nos da como resultado la estadística de los vanos y ángulos para los dos tramos. Para fines didácticos sólo se expondrán los cálculos relativos al tramo de doble terna con cable de guarda. De las características de la topografía se consideran necesarias extensiones de ± 3 metros y ± 6 metros con respecto a la torre de altura standard ± 0 .

Altura normal de la torre de simple terna

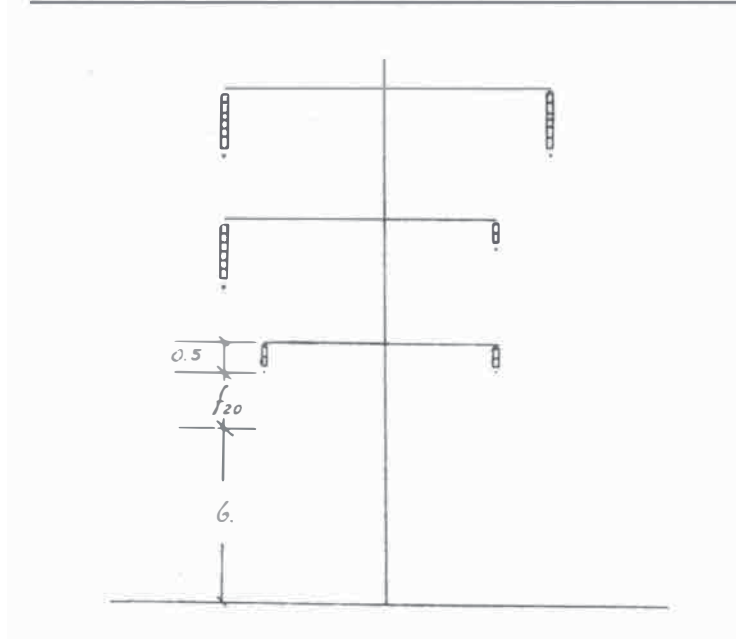


Altura efectiva de torre más baja, h_t :

$$h_t = 7.0 + f_{66} + 1.37 = 8.37 \text{ m} + f_{66}$$

si establecemos $h_t = 9 \text{ m}$, tendremos una flecha de 0.63 m. con lo que en terreno plano llegaríamos hasta 65 m. de vano. Considerando que en terreno plano se usarán las extensiones y que la topografía del terreno llevó a efectuar grandes vanos con torres pequeñas, se considera que con $h_t = 9 \text{ m}$. como la altura de la torre de extensión -6, bastará para cubrir con todo el rango de vanos que se presente.

Altura normal de la torre de doble terna



Altura efectiva de la torre más baja, h_t :

$$h_t = 6 + f_{20} + 0.5$$

Con $h_t = 9 \text{ m}$. tendremos una flecha de 2.5 m. con lo que en terreno plano se llega a efectuar un vano de 120 m.; $h_t = 9 \text{ m}$. será la altura de las torres de doble terna de menor extensión i.e. -6.

4.3.2. Selección de tipos de torres

Para la evaluación económica de las alternativas se incluyó el costo de las torres, estimando previamente los pesos de las mismas mediante la ecuación de Marjerrison:

$$W = K.H. (T^{2/3} + L^{2/3} + V^{1/2}) \quad (4.1)$$

donde: W: peso de la torre sin fundaciones en Kgs.

K: constante empírica de valor 0.15 , si T, L y V han sido multiplicados por 1.5

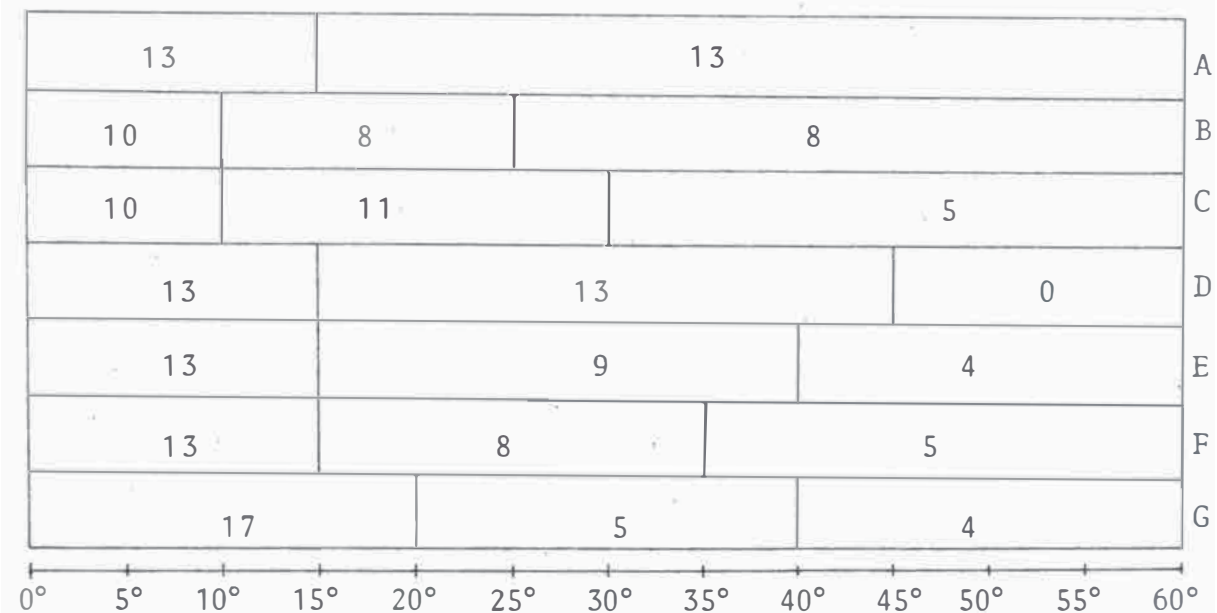
H: altura total de apoyo en metros

T,L,V: carga transversal, longitudinal y vertical aplicadas a la torre, en Kgs.

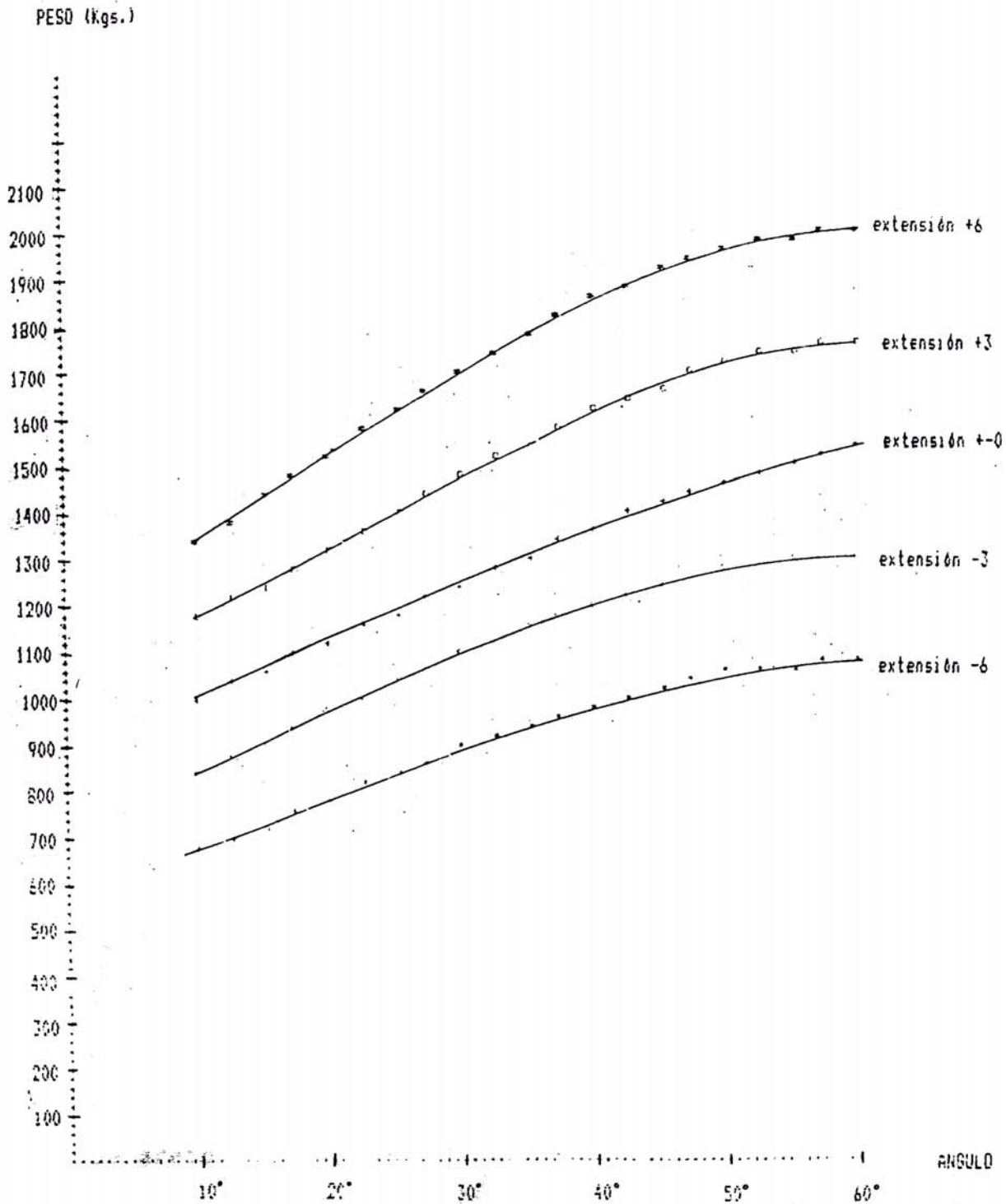
Para la discriminación de ángulos, tenemos los pesos de las torres según los ángulos topográficos correspondientes mostrados en el gráfico N° 4.1.

Planteamos las siguientes alternativas:

ALTERNATIVAS



PESO EN TORRES DOBLE TENNA SEGUN ANGULO



La alternativa E significa que se tendrán tres tipos de torres de ángulos que son: 15°, 40° y 60°. Los números en los casilleros representan el número de torres delimitadas por los ángulos respectivos.

La estadística de vanos es la siguiente:

	+6											
+3	+3		+0		+3			+0				
	+0											
+0	+0		+0		+0		+3	-3				
+0		+6	-3	-3	-6			-6				
	-3	-3	-6					-6				
	-6											
	-6	-6										
0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°

Así se tienen 3 torres con ángulos topográficos entre 10° y 15° y con extensiones +6, -3 y -6 respectivamente. Para la discriminación de alternativas, se observará el criterio de que la más económica es aquella que involucra el menor peso de acero.

Alternativa A:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= W_{-6,15^\circ} + W_{-3,15^\circ} + W_{\pm 0,15^\circ} + W_{+3,15^\circ} + W_{+6,15^\circ} \\ &+ W_{-6,60^\circ} + W_{-3,60^\circ} + W_{\pm 0,60^\circ} + W_{+3,60^\circ} + \\ &W_{+6,60^\circ} = 729.2 \times 3 + 905 \times 2 + 1068.2 \times \\ &4 + 1250 \times 2 + 1432.7 \times 2 + 1071 \times 4 + 1302 \\ &\times 3 + 1534 \times 4 + 1766 \times 2 + 1997 \times 0 \\ &= 31,494 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

$W_{e,A}$ peso de las torres de ángulo A con extensión e por el número de este tipo de torres en la distribución.

Alternativa B:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 674 \times 2 + 841 \times 1 + 1008 \times 4 + 1175 \times 2 + 1342 \\ &\times 1 + 839.7 \times 2 + 1033 \times 3 + 1188.7 \times 2 + 1401.5 \\ &\times 0 + 1614.2 \times 1 + 1071 \times 3 + 1302 \times 1 + 1534 \\ &\times 2 + 1766 \times 2 + 1997 \times 0 \\ &= 29,798 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Alternativa C:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 674 \times 2 + 841 \times 1 + 1008 \times 4 + 1175 \times 2 + 1342 \\ &\times 1 + 895 \times 3 + 1097 \times 3 + 1249 \times 3 + 1477 \times 1 \\ &+ 1705 \times 1 + 1071 \times 2 + 1302 \times 1 + 1534 \times 1 \\ &+ 1766 \times 1 + 1997 \times 0 \\ &= 29,562 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Alternativa D:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 729.2 \times 3 + 905 \times 2 + 1068.2 \times 4 + 1250 \times 2 + \\ &1432.7 \times 2 + 983 \times 4 + 1199.5 \times 3 + 1391,5 \times 4 \\ &+ 1621.5 \times 2 + 1851 \times 0 + 0 \\ &= 29,975 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Alternativa E:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 729.2 \times 3 + 905 \times 2 + 1068.2 \times 4 + 1250 \times 2 \\ &+ 1432.7 \times 2 + 953.6 \times 2 + 1165.33 \times 2 + 1344 \\ &\times 3 + 1573.3 \times 2 + 1802.3 \times 0 + 1071 \times 2 \\ &+ 1302 \times 1 + 1534 \times 1 \\ &= 30,030 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Alternativa F

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 729.2 \times 3 + 905 \times 2 + 1068.2 \times 4 + 1250 \times 2 \\ &+ 1432.7 \times 2 + 924.3 \times 2 + 1131.1 \times 2 + 1296.5 \\ &\times 3 + 1525.1 \times 1 + 1753.6 \times 0 + 1071 \times 2 + \\ &1302 \times 1 + 1534 \times 1 + 1766 \times 1 \\ &= 29,905 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Alternativa G:

$$\begin{aligned} \text{Peso de acero} &= 784.5 \times 4 + 969 \times 3 + 1128.5 \times 6 + 1326 \times 2 \\ &+ 1523.5 \times 2 + 953.6 \times 1 + 1165.3 \times 1 + 1344 \\ &\times 1 + 1573.3 \times 2 + 1802.3 \times 0 + 1071 \times 2 + \\ &1302 \times 1 + 1534 \times 1 \\ &= 30,102 \text{ Kgs.} \end{aligned}$$

Considerando la mejor utilización del acero estructural y como los costos del acero, montaje, transporte y fundaciones son a proximadamente proporcionales al peso de las estructuras, resulta que la alternativa más conveniente es la alternativa C. Se tendrán entonces los siguientes tipos de estructuras:

<u>Tipo</u>	<u>Utilización</u>
SD	- Suspensión Alineamiento 0° Dimensionado para 1°

- AD10 - Angular o anclaje
Angulo hasta 10°
- AD30 - Angular o anclaje
Angulo hasta 30°
- AD60 - Angular o anclaje
Angulo hasta 60°
Terminal

De la prelocalización resultó la siguiente estadística de vanos medios para las torres de suspensión.

Estadística de vanos medios :

<u>Rango</u>	<u>Porcentaje de estructuras</u>	<u>Porcentaje acumulativo</u>	<u>Vano adyacente máximo (m)</u>
0 - 250 m	19.5	19.5	680
251 - 300 m	8.7	28.2	680
301 - 350 m	4.3	32.5	680
351 - 400 m	19.5	52	680
401 - 450 m	13	65	800
451 - 500 m	21.7	86.7	<u>≤ 800</u>
501 - 550 m	8.7	95.4	<u>≤ 800</u>
551 - 600 m	--	95.4	<u>≤ 800</u>
601 - 650 m	2.3	97.7	<u>≤ 800</u>
651 - 700 m	--	97.7	<u>≤ 800</u>
701 - 750 m	2.3	100	<u>≤ 800</u>

Al seleccionar el vano medio para las estructuras de suspensión, debe tomarse en cuenta que sólo habrá un tipo de estructura de suspensión, por lo que deberá tenderse a una mejor utilización horizontal. Del análisis de la estadística de vanos, resulta aconsejable dimensionarla para vanos medios de hasta 400 m. con lo que se cubre más del 50% de los casos.

Un mayor vano medio implicaría sobredimensionamiento para los vanos más pequeños y una mayor longitud de cruceta por corresponder a esta situación un vano adyacente máximo de 800 m.

El rango de vanos medios mayores de 400 m. sería cubierto por la torre AD10, la cual en alineamiento llegaría -de dimensionarse con un vano de 400 m- a cubrir en conjunto con la SD más del 90% de los vanos.

Si la estructura AD10 se dimensiona para un vano medio de 400 m. con ángulo de 10° , en alineamiento llegaría (ref. [7]):

- Para el conductor de 70 mm^2 :

$$\text{Vano} = 400 + \frac{2 \times T \times \text{Sen} \frac{\alpha}{2}}{P_v \times \emptyset \times 10^{-3} \times \text{Cos} \frac{\alpha}{2}} \quad (4.2)$$

Con $P_v = 30 \text{ Kg/m}^2$; $\emptyset = 10.75 \text{ mm.}$; $T = 559.7 \text{ Kg}$ del estado 2 según hojas de cómputo

$$\alpha = 10^\circ$$

$$\text{Vano} = 400 + 303 = 703 \text{ m.}$$

Para el conductor de 35 mm^2 , empleando (4.2) con $\emptyset = 7.56 \text{ mm}$ y $T = 320 \text{ Kg.}$ del estado 2 para vano de 400 m.

$$\text{Vano} = 400 + 247 = 647 \text{ m.}$$

Para el cable de guarda, empleando (4.2) con $\emptyset = 7.92 \text{ m}$ y $T = 675 \text{ Kg.}$ del estado 2 para vano de 400 m.

$$\text{Vano} = 400 + 497 = 897 \text{ m.}$$

Se elige el menor vano para no sobrepasar los esfuerzos establecidos, entonces con la estructura AD10 se puede cubrir vanos medios en alineamiento hasta 650 m. (97.7% del universo),

quedando los vanos restantes para las estructuras de ángulo AD30 y AD60, los cuales serán diseñados para este propósito, con un vano medio de 400 metros.

De la estadística resultante la cruceta para la estructura de suspensión se diseñará para un vano adyacente máximo de 700 m; de las normas VDE se tiene:

- Distanciamiento entre conductores,

d_H en metros horizontal

$$\text{para } 70 \text{ mm}^2 \quad d_H = 0.7 \sqrt{f + L} + U/150 \quad (4.3)$$

$$\text{para } 35 \text{ mm}^2 \quad d_H = 0.65 \sqrt{f + L} + U/150 \quad (4.4)$$

f : flecha en metros

U : tensión nominal en kV

L : longitud de cadena

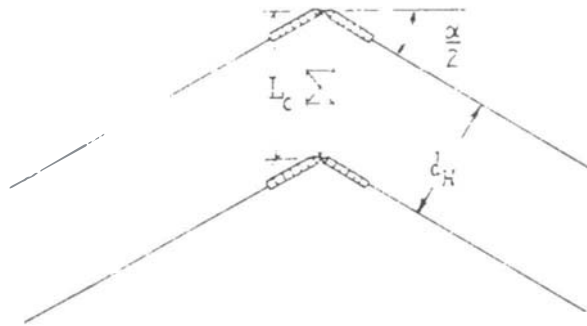
Aplicando (4.3) para el conductor de 70 mm^2 con $f = 40.02 \text{ m}$.
 $L = 1.37 \text{ m}$.

$$d_H = 4.94 \text{ m. se toma } d_H = 5 \text{ m.}$$

para el conductor de 35 mm^2 con $f = 44.04 \text{ m}$., $L = 0.5 \text{ m}$.

$$d_H = 4.47 \text{ m. se toma } d_H = 4.6 \text{ m.}$$

Para el dimensionamiento de las crucetas de las estructuras de anclaje se procede en forma similar a partir de los vanos adyacentes encontrados en la localización y cuidando de tomar en cuenta que la separación horizontal de conductores es menor a mitad de vano que en la estructura, debido al ángulo de la línea.



$$d_H = L_c \times \cos \frac{\alpha}{2} \quad (4.5)$$

El caso especial lo constituye la torre A75 en la que las tres crucetas se han dispuesto en un solo lado a fin de evitar el diseñar una cruceta con excesiva longitud, pues el máximo vano adyacente de 1600 mts. exigiría -en disposición horizontal- una cruceta con D_{fs} (ver plano LT 007) de 13 metros, valor realmente desproporcionado.

Las dimensiones de las estructuras y los correspondientes vanos de prestación, son mostrados en los planos LT 007 y LT 008

4.4. LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS

La localización de estructuras se efectúa con los diagramas de utilización para cada tipo de torre, obtenibles desde que ya se tienen los datos necesarios para cada tipo de torre y limitados por lo siguiente:

- Angulo de oscilación máxima de la cadena de suspensión
- Vano viento
- Angulo de desvío topográfico

Debido a lo accidentado del terreno, la localización se efectuó en forma manual y tomando como base ciertos criterios prácticos, entre los cuales están :

- Aprovechamiento del terreno accidentado ubicando las torres más pequeñas del conjunto de alturas, en algunos casos debido a este proceder se ha conseguido vanos grandes para los que se han tenido que utilizar torres de anclaje como suspensión en alineamiento.

Disminución del número de torres de anclaje al recurrir a la utilización de pesas en la cadena de suspensión con el fin de contrarrestar el vano gravante limitado y así evitar ángulos de oscilación mayores que el de 60° establecido como límite.

- Los ángulos de incidencia del conductor con respecto a la horizontal, tomados en la torre son, de 25° positivo y 10° negativo; esto se considera como un buen margen ya que se usará varilla de armar en todas las cadenas de suspensión, además con esto reduciremos la cantidad de cadenas de amarre.

- Utilización, como último recurso, de las torres más altas existentes en aquellos tramos con pendiente muy pronunciada; incluso avanzando con vanos bastante pequeños.

Utilización de las torres más resistentes en zonas con quebradas demasiado profundas y grandes en extensión, pues la longitud del vano lo acredita, además no es aconsejable ubicar torres en quebradas de terrenos muy inestables.

Para la ubicación de las diversas estructuras se han utilizado un grupo de parámetros, tanto para el conductor de 70 mm^2 (terna de 66 kV), como para el conductor de 35

mm^2 (terna de 20 kV, tramo de dos ternas en el mismo soporte). Los parámetros utilizados van desde 1000 hasta 1500 avanzando de 50 en 50 (adicionalmente también se utilizó el parámetro 1600) y se usaron con el criterio conservativo, es decir se ubicó con el valor del parámetro inmediatamente menor al del parámetro teórico, así si se tuviera que ubicar con un parámetro $C = 1378$, se ubicaría en realidad con el parámetro 1350. Procediendo de esta manera se cumple siempre con los requisitos de seguridad, en cuanto al distanciamiento del conductor más bajo al terreno, ya que si ubicásemos con $C = 1400$, se estaría asumiendo, erróneamente, que el conductor tiene una flecha menor que la que realmente tiene.

Una vez efectuada la localización, queda por efectuar la verificación de la misma en lo que se refiere a las características mencionadas al inicio de este punto, más propiamente:

- Los ángulos de incidencia del conductor con respecto a la horizontal tomados en la torre, deben ser como máximo 25° positivo y 10° negativo, la definición de ángulo positivo o negativo se dará más adelante.
- El vano gravante de cualquier torre de suspensión debe ser siempre mayor que cero para cualquier estado del conductor.
- El valor del vano gravante de cualquier torre de suspensión debe de tener un valor mínimo, en cualquier estado, a fin de asegurar que el balanceo de la cadena de suspensión no supere los 60° máximo.
- En que caso se debe poner cadenas invertidas.

Por lo tanto, el valor de estas varillas dependientes deben ser obtenidas para cada tramo aislado por dos estructuras de anclaje. En una sucesión de vanos limitado por estructuras de anclaje con solo estructuras de suspensión entre ellas, el comportamiento de aquellos es similar al del vano básico definido por:

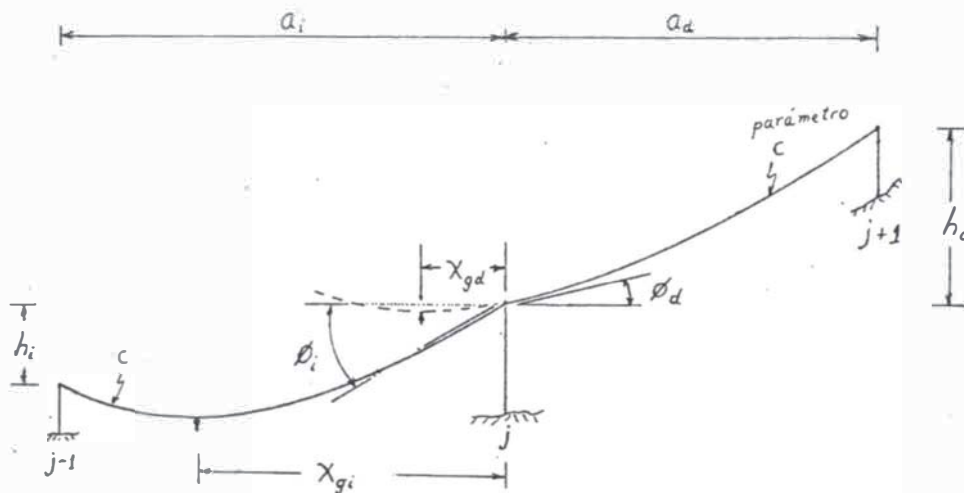
$$a^* = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{k=n} a_k^3}{\sum_{k=1}^{k=n} a_k}} \quad (4.6)$$

el tramo consiste de n vanos

El cambio de estado de todo el tramo será evaluado con la ecuación (6.27) en donde el término $(1 + \frac{h^2}{2a^2})$ es reemplazado por U:

$$U = \frac{\sum_{k=1}^{k=n} a_k (1 + \frac{h_k^2}{2a_k^2})}{\sum_{i=1}^{i=n} a_k} \quad (4.7)$$

Una vez efectuado este cambio de estado se conocerá el parámetro de la catteriana C. Si se tiene una distribución tal como la mostrada:



Entonces para la estructura i el vano gravante izquierdo viene dado por:

$$x_{gi} = \frac{a_i}{2} + c \cdot \arg \operatorname{Senh} \frac{h_i/c}{\sqrt{\operatorname{Senh}^2 \frac{a_i}{c} - (\operatorname{Cosh} \frac{a_i}{c} - 1)^2}} \quad (4.8)$$

dando un valor mayor que cero.

Para la misma estructura el vano gravante derecho viene dado por:

$$x_{gd} = \frac{a_d}{2} - c \cdot \arg \operatorname{Senh} \frac{h_d/c}{\sqrt{\operatorname{Senh}^2 \frac{a_d}{c} - (\operatorname{Cosh} \frac{a_d}{c} - 1)^2}} \quad (4.9)$$

y según la figura mostrada tendrá un valor negativo. El vano gravante de la estructura de suspensión j será por definición la suma de sus vanos gravantes derecho e izquierdo:

$$x_g = x_{gi} + x_{gd} \quad (4.10)$$

El ángulo de incidencia derecho \varnothing_d viene dado por:

$$\varnothing_d = - \operatorname{arc} \operatorname{Cos} \left(\frac{1}{\operatorname{Cosh} (x_{gd}/c)} \right) \quad (4.11)$$

en este caso \varnothing_d será negativo, ya que x_{gd} también lo es.

El ángulo de incidencia izquierdo \varnothing_i será:

$$\varnothing_i = \operatorname{arc} \operatorname{Cos} \left(\frac{1}{\operatorname{Cosh} (x_{gi}/c)} \right) \quad (4.12)$$

siguiendo la convención \varnothing_i será positivo, ya que x_{gi} es positivo.

A fin de realizar todo este enorme trabajo para todos los conductores, a lo largo de todo el trazo, se preparó un programa en lenguaje BASIC que hace uso extensivo de archivos de acceso aleatorio para guardar los datos de las progresivas y las cotas

de los conductores de cada torre, así como el tipo de estructura (si es de ángulo o suspensión) y a partir de un estado dado -generalmente el estado EDS- se procede a realizar todos los cálculos indicados anteriormente. Finalmente el programa presenta como resultado los ángulos derecho e izquierdo que hace el conductor en la torre con respecto a la horizontal, el vano gravante para cada estructura según la condición del cambio de estado impuesto, asimismo los tiros máximos en los conductores para la condición de tiro máximo; ejemplos de la corrida de este programa se muestran en las hojas siguientes.

Para la evaluación del ángulo de oscilación de la cadena de suspensión se usó la fórmula general:

$$t_g \ \emptyset = \frac{2.T.Sen(\alpha/2) + a_m.P_v.D/1000 + \left(\frac{A_{as}}{2} + A_p\right)P_{cad}}{\omega_c \cdot a_g + \frac{W_{as}}{2} + W_{ap} + W_h} \quad (4.13)$$

donde

- \emptyset : ángulo de oscilación
- T : tiro del conductor en Kgs.
- a_m : vano medio en metros
- P_v : presión del viento sobre el conductor en Kg/m^2
- D : diámetro del conductor en mm
- A_{as} : área de la cadena de aisladores en m^2
- A_p : área de las pesas en m^2
- P_{cad} : presión del viento sobre la cadena y pesas en Kg/m^2
- ω_c : peso unitario del conductor, en Kg/m
- a_g : vano gravante en m

DATOS GENERALES TIPO DE CONDUCTOR: Aleacion de aluminio 70 mm²
 PESO UNITARIO(kg/m): .19 MÓDULO DE YOUNG(kg/mm²): 6300
 COEFICIENTE DE TEMPERATURA(1/°C): .000023 SECCIÓN DEL CONDUCTOR(mm²): 70
 DIÁMETRO EXTERIOR DEL CONDUCTOR(mm): 10.75

CONDICIONES INICIALES PARA EL CAMBIO DE ESTADO(condiciones EDS):
 PRESIÓN DEL VIENTO(kg/mm²): 0 TEMPERATURA EN °C: 12
 TENSIÓN UNITARIO HORIZONTAL INICIAL(kg/mm²): 4.5

CONDICIONES DEL ESTADO DE MÁXIMO TENSIÓN:
 PRESIÓN DEL VIENTO(kg/mm²): 30 TEMPERATURA EN °C: 12

CONDICIONES DEL ESTADO DE MÁXIMA TEMPERATURA:
 PRESIÓN DEL VIENTO(kg/mm²): 0
 TEMPERATURA EN °C: 70

CONDICIONES DEL ESTADO DE MÍNIMA TEMPERATURA:
 PRESIÓN DEL VIENTO(kg/mm²): 0 TEMPERATURA EN °C: -5

	ESTADO DE MÍNIMA TEMPERATURA				ESTADO DE MÁXIMA TEMPERATURA				ESTADO MÁXIMO TENSIÓN	
	ANG. IZQUI.	ANG. DERECH.	VANO(m) GRAVAN.	PARAM. (m)	ANG. IZQUI.	ANG. DERECH.	VANO(m) GRAVAN.	PARAM. (m)	TIRO IZQ. (kg)	TIRO DER. (kg)
TRAMO NO 0				‡						‡
VANO BÁSICO: 118.8				‡						‡
1	0.00	-25.40	-1036.0	2259.2 ‡	0.00	-22.33	-292.8	732.0 ‡	0.0	455.9
2	28.25	-26.08	162.1	2259.2 ‡	31.11	-23.16	38.7	732.0 ‡	479.7	499.7
TRAMO NO 1				‡						‡
VANO BÁSICO: 166.8				‡						‡
2	28.25	-26.08	162.1	2119.2 ‡	31.11	-23.16	38.7	913.6 ‡	479.7	499.7
3	30.31	3.28	1274.7	2119.2 ‡	32.98	4.67	682.8	913.6 ‡	535.4	597.5
TRAMO NO 2				‡						‡
VANO BÁSICO: 711.3				‡						‡
3	30.31	3.28	1274.7	1699.7 ‡	32.98	4.67	682.8	1534.7 ‡	535.4	597.5
4	21.79	-8.62	405.8	1699.7 ‡	23.05	-8.45	407.6	1534.7 ‡	645.4	602.6
5	11.85	7.79	594.3	1699.7 ‡	12.02	9.44	555.9	1534.7 ‡	609.2	575.5
TRAMO NO 3				‡						‡
VANO BÁSICO: 446.8				‡						‡
5	11.85	7.79	594.3	1761.7 ‡	12.02	9.44	555.9	1399.2 ‡	609.2	575.5
6	5.06	2.02	217.9	1761.7 ‡	6.72	4.22	267.7	1399.2 ‡	571.9	569.7
7	14.75	5.54	629.2	1761.7 ‡	16.84	7.16	592.8	1399.2 ‡	591.7	572.4
8	7.01	14.01	677.6	1761.7 ‡	8.62	16.63	573.3	1399.2 ‡	574.3	553.6
TRAMO NO 4				‡						‡
VANO BÁSICO: 304.5				‡						‡
8	7.01	14.01	677.6	1869.0 ‡	8.62	16.63	573.3	1229.8 ‡	574.3	553.6
9	-3.64	12.29	285.4	1869.0 ‡	-0.89	14.12	287.2	1229.8 ‡	533.5	548.1
10	-5.10	12.20	234.5	1869.0 ‡	-3.21	14.37	242.8	1229.8 ‡	534.5	548.4
11	-3.70	7.27	117.0	1869.0 ‡	-1.45	9.51	173.9	1229.8 ‡	533.7	539.3
12	1.46	5.17	216.3	1869.0 ‡	3.73	8.25	257.9	1229.8 ‡	533.9	537.3
13	6.76	-6.33	14.1	1869.0 ‡	9.83	-3.58	135.1	1229.8 ‡	539.3	535.0
14	16.65	-1.12	514.2	1869.0 ‡	19.23	1.30	448.6	1229.8 ‡	561.3	533.2
15	10.34	3.65	458.1	1869.0 ‡	12.69	4.62	373.9	1229.8 ‡	544.6	534.7
16	0.09	6.25	207.2	1869.0 ‡	1.06	8.19	199.2	1229.8 ‡	533.3	537.7
17	1.26	3.11	142.8	1869.0 ‡	3.22	5.75	192.7	1229.8 ‡	533.7	535.0
18	7.03	5.65	414.4	1869.0 ‡	9.64	6.87	355.7	1229.8 ‡	539.3	536.5
19	-0.91		-29.8	1869.0 ‡	0.32		6.8	1229.8 ‡	533.2	

W_{ap}	peso de las pesas en Kg
W_{as}	peso de la cadena de aisladores en Kg
W_h	peso de los herrajes en Kg

El criterio usado fué el de que el ángulo de oscilación no sobrepasara los 60°, de lo contrario se usarían pesas de 25 Kg. cada una. En el cálculo se tomó únicamente el 50% de la presión de viento sobre los conductores y como peso de herrajes 8 Kgs. incluyendo 3 Kgs. por peso de amortiguadores.

4.5. ARMADOS

Teniendo como base lo anterior y de acuerdo con las medidas del armado de la torre realizados en forma preliminar en base a cálculos de aislamiento, espaciamiento en el aire y distancia entre fases del punto 6.3, tendremos:

Para el tramo Huallanca-Llapo (simple terna) las dimensiones están mostradas en el plano N° LT 007, se debe de anotar que la torre de anclaje A75 se ha diseñado con las crucetas a un solo lado de la torre, para no tener limitaciones con el vano adyacente de 1600 m. existente.

Para el tramo Llapo-Pallasca (doble terna) las dimensiones están mostradas en el plano N° LT 008.

Según la localización definitiva de las estructuras se procedió a efectuar las correcciones a los valores de los vanos en donde era necesario, asimismo se decidió usar ciertas torres de ángulo con cadenas de suspensión.

4.6. HIPOTESIS DE CARGA SOBRE LAS TORRES

Para la determinación de las cargas actuantes sobre las torres se tomarán en cuenta las siguientes hipótesis:

- Condiciones de cargas normales:

Hipótesis A: Viento transversal máximo, conductores y cable de guarda sanos; temperatura media (12 °C), presión del viento sobre conductores igual a 30 Kg/m² (velocidad de viento = 84.515 Km/Hr), presión del viento sobre cadena de aisladores igual a 57 Kg/m².

Hipótesis B: Viento máximo a 45° del eje de la línea, conductores y cable de guarda sanos, temperatura media (12 °C), las presiones del viento igual a la hipótesis A.

- Condiciones de carga excepcionales:

Hipótesis C: Rotura del conductor más alto de 70 mm² (66kV), demás conductores y cable de guarda sanos, temperatura media (12 °C), condiciones de tensado EDS, presión del viento nulo.

Las dos siguientes hipótesis de carga se verifican en la doble terna (66 y 20 kV).

Hipótesis D: rotura del cable de guarda, con conductores de las dos ternas sanas, temperatura media (12°C) condiciones de tensado EDS, presión de viento nulo.

Hipótesis E: rotura del conductor más alto de 20 kV, demás conductores y cable de guarda sanos, temperatura media (12 °C), condiciones de tensado EDS, presión de viento nulo.

En las hipótesis de rotura del conductor se incluye el peso de 3 personas (aproximadamente 200 Kg), solo en el lugar del conductor roto.

Así también en las hipótesis de rotura de conductor en las torres de anclaje, se considera un tiro hacia arriba (UPLIFT) igual a 200 Kg. en las estructuras simple terna y 100 Kg. en las de doble terna.

La presión del viento sobre la estructura es como sigue:

$$\text{Presión de viento transversal} = 65 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{Presión de viento longitudinal y transversal simultánea} \\ \text{mente} = 45.96 \text{ Kg/m}^2.$$

La cruceta de la torre AD60 se debe verificar con una carga torsional de 300 Kg. (para el conductor de 66 kV) y de 150 Kg (para el conductor de 20 kV).

Para la torre de doble terna AD60 se considerará una hipótesis adicional (HIPOTESIS F), que corresponde cuando dicha torre actúa como torre terminal.

En las hipótesis de carga normales (A y B), las cargas en las torres, tanto horizontales, longitudinales y transversales actuarán simultáneamente.

En las hipótesis de rotura de conductor, se tomará en cuenta un incremento de 200 Kg. en la fase rota, debiéndose además verificar que la rotura del conductor puede ser en cualquiera de las fases de una o de las dos ternas.

Los factores de seguridad para todas las hipótesis de carga serán los indicados en el punto 5.1.2.

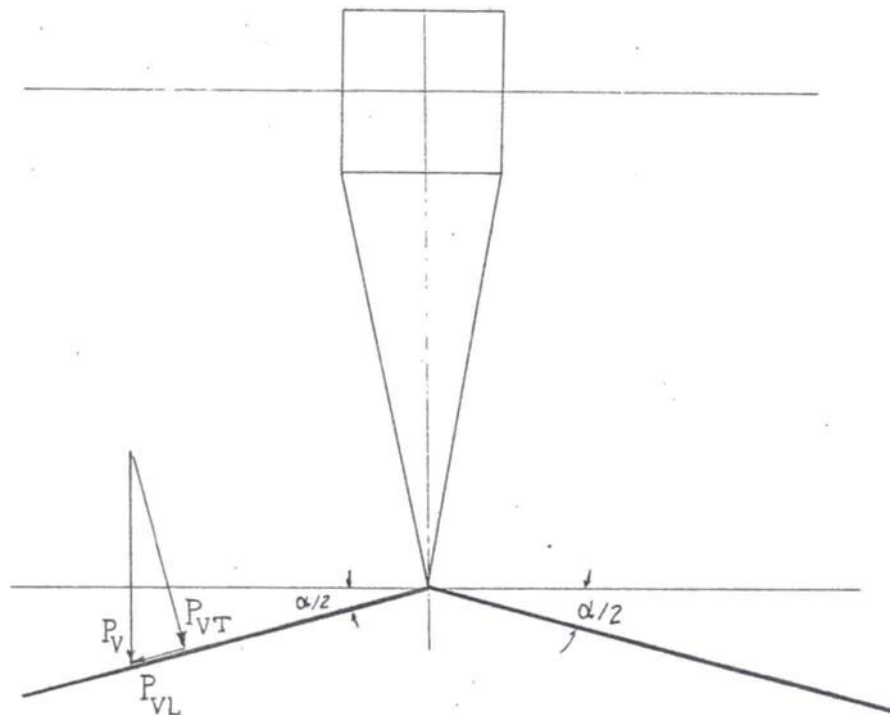
Los isómetros de las estructuras se muestran en los planos Nros. LT 009 y LT 010.

Ejemplo de Cálculo del Isométrico de la Estructura A25

En lo que sigue se muestra el cálculo detallado del Isométrico de la estructura A25. Por tratarse de la simple terna, todos los cálculos se refieren al conductor de 70 mm^2 .

Presiones de viento para la estructura A25.

a) Viento transversal al eje de la línea;

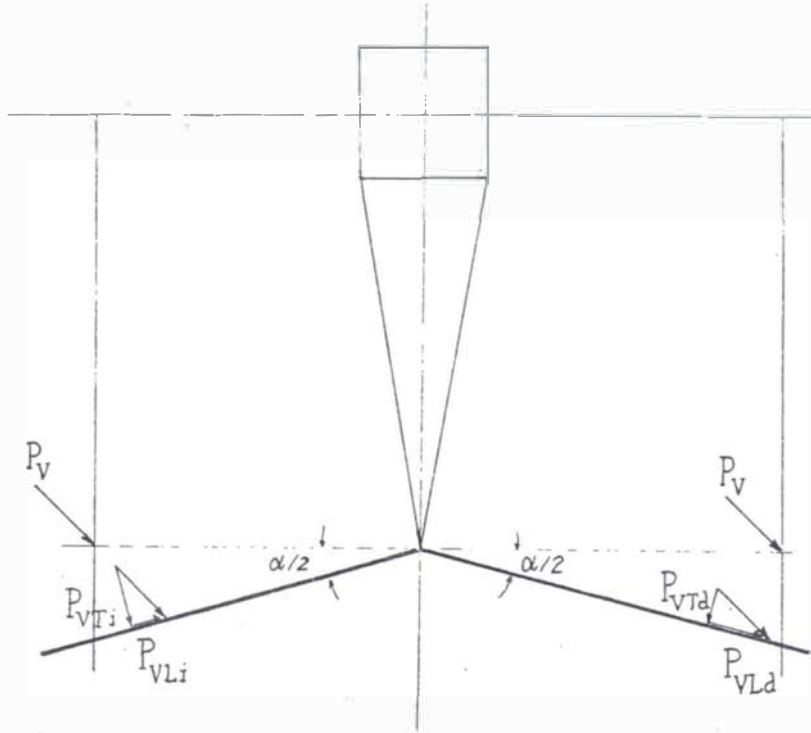


$$P_{VT} = P_V \cos \frac{\alpha}{2} \quad P_{VL} = P_V \cos \frac{\alpha}{2}$$

Con

$$P_V = 30 \text{ Kg/m}^2 \text{ y } \alpha = 25^\circ$$
$$P_{VT} = 29.28 \text{ Kg/m}^2 \approx 30 \text{ Kg/m}^2$$
$$P_{VL} = 6.49 \text{ Kg/m}^2$$

b) Viento a 45° al eje de la línea:



$$P_{VTi} = P_V \cos(45^\circ - \frac{\alpha}{2})$$

$$P_{VLi} = P_V \sin(45^\circ - \frac{\alpha}{2})$$

$$P_{VTd} = P_V \sin(45^\circ - \frac{\alpha}{2})$$

$$P_{VLd} = P_V \cos(45^\circ - \frac{\alpha}{2})$$

reemplazando valores:

$$P_{VTi} = 25.3 \text{ Kg/m}^2$$

$$P_{VLi} = 16.12 \text{ Kg/m}^2$$

$$P_{VTd} = 16.12 \text{ Kg/m}^2$$

$$P_{VLd} = 25.3 \text{ Kg/m}^2$$

Hipótesis A

<u>Cargas transversales :</u>	Viento sobre conductor: 30 Kg/m ²	Total
Angulo topográfico	2 x 559.7 x Sen 25/2	242.3
Viento sobre conductor	30 x 10.75 x 10 ⁻³ x 400 x Cos 25/2	125.9
Viento sobre cadena		9
		377

El vano medio de la estructura es de 400 metros al que le corresponde, según el cambio de estado, un tiro máximo de 559.7 Kgs.

Cargas verticales: el vano gravante de la estructura es de 1300 metros.

			Total
Peso de conductor	0.19 x 1300	247.0	
Peso de cadena (más pesas)		68.4	316.0

Cargas longitudinales: se asume que los vanos adyacentes son de 1050 metros y de 150 metros, cuyos tiros máximos son de 608.37 Kg. y 450.26 Kgs. respectivamente.

Viento sobre conductor	: 30 Kg/m ²		Total
Diferencia de vanos	: (608.37 - 450.26) x Cos 25/2	154.5	
Viento longitudinal	: 10.75 x 10 ⁻³ x (85.5 + 2.3) x 6.49 x Cos 12.5°	5.9	161

Donde: $P_V \times \text{Sen } \frac{\alpha}{2} = 30 \times \text{Sen } \frac{25^\circ}{2} = 6.49 \text{ Kg/m}^2$

Hipótesis B. Viento a 45° del eje de la línea.

Para esta hipótesis se tiene para el vano medio de 400 m. un tiro máximo de 514.11 Kgs.

Con una presión del viento de 30 Kg/m² se tienen las componentes de la presión del viento en la dirección perpendicular y longitudinal a la línea.

LADO IZQUIERDO DE LA ESTRUCTURA:	LADO DERECHO DE LA ESTRUCTURA:
$P_V = 30 \text{ Kg/m}^2$	$P_V = 30 \text{ Kg/m}^2$
$P_{VP} = P_V \times \text{Cos} (45^\circ - \frac{\alpha}{2}) =$ $30 \times \text{Cos } 32.5^\circ = 25.30$ Kg/m^2	$P_{VP} = P_V \times \text{Sen} (45^\circ - \frac{\alpha}{2}) =$ $30 \times \text{Sen } 32.5^\circ = 16.119$ Kg/m^2

$$P_{VL} = P_V \cdot \text{Sen} \left(45^\circ - \frac{\alpha}{2}\right) = 16.119 \text{ Kg/m}^2$$

$$P_{VL} = P_V \cdot \text{Cos} \left(45^\circ - \frac{\alpha}{2}\right) = 25.30 \text{ Kg/m}^2$$

Cargas transversales.

Angulo topográfico	$(514.11 + 559.79) \times \text{Sen } 25^\circ/2$	232.4	Total
Viento sobre conductor	$\frac{(25.3 + 16.11)}{2} \times 400 \times \frac{10.75}{1000} \times \text{Cos } \frac{25^\circ}{2}$	86.9	
Viento sobre cadena		18.0	377

Cargas verticales

Peso de conductor	0.19×1300	247	Total
Peso de cadena (más pesas)		68.4	316.0

Cargas longitudinales: al igual que en la hipótesis A, se toma una diferencia de vanos de 1050 mts -150 mts y con los tiros máximos que resulten de los cambios de estado, con presiones de viento de 25.30 Kg/m^2 y 16.119 Kg/m^2 :

Diferencia de vanos	$(551.1 - 367.2) \times \text{Cos } 25^\circ/2$	179.5	Total
Viento longitudinal	$10.75 \times 10^{-3} \times (16.11 \times 85.1 + 25.30 \times 1.9) \times \text{Cos } 25^\circ/2$	14.9	195

Hipótesis C. Rotura del conductor más alto en EDS.

Cargas transversales

Angulo topográfico	$315 \times \text{Sen } 12.5^\circ$	68.0	68.0
--------------------	-------------------------------------	------	------

Cargas verticales

Peso de conductor	$0.19 \times 1300 \times \frac{2}{3}$	164.6	
Peso de cadena (más pesas)		68.4	
Peso de montaje (peso de tres personas)		200.0	433

Cargas longitudinales

			Total
Rotura del conductor	$315 \times \cos \frac{25}{2}$	307.5	308.0

C A P I T U L O 5

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO Y MONTAJE

5.1. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS DE ACERO

5.1.1. Condicicnes Generales

Objeto

Determinar las Especificaciones Técnicas necesarias para el suministro de estructuras de acero.

Extensión del Suministro

Las estructuras a emplearse en la línea de transmisión Huallanca-Pallasca, serán torres de mínimo peso autosopor - tantes, del tipo celosía en perfiles angulares de acero - galvanizado, ensamblados por pernos y tuercas. Su forma - estará-en general-de acuerdo con los planos correspondientes. El primer tramo que va de Huallanca hasta Llapo será de un solo circuito de 66 kV, sin cable de guarda y el tramo - desde Llapo hasta Pallasca estará conformado por un circuito de 66 kV y uno de 20 kV incluyendo cable de guarda.

Se emplearán los tipos normales de estructuras, tales como los descritos a continuación. Sin embargo, el fabricante - previa coordinación con el Contratista deberá diseñar, sumi - nistrar y montar las estructuras de tipo especial que resul - tasen necesarias donde los ángulos y vanos o las condiciones de carga mecánica, o donde la disposición de los conductores

y aisladores lo requieran.

La extensión del suministro comprende torres de acero, estribos de suspensión y anclaje, dispositivo de escalamiento y antiescalamiento, placas de advertencia, base de aislador rígido y fundaciones metálicas.

Estructuras Normales

Las estructuras normales a utilizarse son las siguientes:

T R A M O		<u>Descripción de cada estructura</u>
<u>Huallanca-Llapo</u>	<u>Llapo-Pallasca</u>	
S	SD	Suspensión para vanos normales
A 10	AD 10	Suspensión para grandes vanos y retención angular hasta 10°
A 40	AD 40	Retención angular hasta 40°
A 60	AD 60	Retención angular menor de 60° y terminal de línea.

Los vanos característicos para cada tipo de estructura de los dos tramos de la línea, están indicados en los Planos - LT007 y LT008.

Altura Normal y Extensión

La altura normal del punto de amarre del conductor inferior es de $h + 0 = 15.5$ sólo en las torres de amarre de doble terna y $h + 0 = 15$ m. en todas las torres restantes.

La parte inferior de cada tipo de estructura deberá ser diseñada, de manera de poder variar fácilmente su altura por tramos fijos de 3.0 m hasta variaciones de -6 (menos 6) a +6 (más 6.0) metros con respecto a la altura normal sin

necesidad de modificar la parte superior de la estructura. Además para adaptarse al perfil transversal asimétrico del terreno, la altura de cada pata de cualquier tipo de estructura y extensión deberá poder ser fácilmente variada, independientemente de las otras, por tramos fijos de 1 (un) metro, desde -1 hasta +3 (-1, +0, +1, +2, +3).

5.1.2. Criterios de Diseño y Cálculo.

Carga de Diseño de Estructuras

Generalidades. Para el diseño y cálculo de los elementos de la estructura, se considerarán dos tipos de carga, es decir:

- Cargas normales
- Cargas excepcionales, correspondientes a la ruptura de un conductor.

Las cargas para cada tipo de estructura de los dos tramos de la línea están indicados en los planos LT009 y LT010.

Factor de Seguridad. No serán menores que:

Para cargas normales 1.80

- Para cargas excepcionales: 1.30

5.1.3. Prescripciones Constructivas

Materiales. El material deberá ser nuevo y libre de defectos, de la mejor calidad y manufactura.

- a) Acero estructural, grado común. El acero común a utilizarse en las estructuras, debe cumplir con los requerimientos de las normas ASTM-A7, "Steel for Bridge and

Buildings" y ASTM-A6, "General Requirements for Delivery of Rollet Steel Plates, Shapes and for Structural Use".

Podrá también emplearse acero que cumple con las Normas DIN-1612.

- b) Acero estructural, grado alta resistencia. El acero de alta resistencia a utilizarse en las estructuras, debe cumplir con los requerimientos de la norma ASTM-A6.

Galvanización. Los perfiles, placas, cubrejuntas, pernos y herrajes similares, deberán ser galvanizados por inmersión en caliente. El material no deberá galvanizarse hasta que no se hayan terminado todas las operaciones en fábrica. La galvanización se realizará de acuerdo con los requisitos de la norma ASTM A123.

5.1.4. Pernos y Tuercas.

Características Generales. Los pernos, tuercas y arandelas para los elementos de las estructuras y para la fijación de los accesorios, serán en acero y cumplirán con la norma ASTM A3-94.

Diseños. Los factores de seguridad serán:

Para cargas normales 1.8

- Para cargas excepcionales: 1.3

Los esfuerzos límites en los cuales el diseño de los pernos y tuercas es basado, serán los siguientes:

- Para esfuerzos de corte 80% del límite elástico del acero
- Para esfuerzos de tracción: 100% del límite elástico del acero.

5.1.5. Puesta a tierra de las estructuras. Cada montante del último cuerpo de las estructuras para el caso de fundaciones de concreto o en las montantes de las fundaciones de parillas metálicas, estarán provistos de dos agujeros de \emptyset 5/8" para conectar el sistema de puesta a tierra. Las perforaciones estarán ubicadas a 80' cm. aproximadamente por debajo del nivel del suelo.

Las configuraciones variarán conforme la resistividad del terreno y deberán asegurar como mínimo los siguientes valores de resistencia de puesta a tierra.

a) Para terrenos con resistividad menor o igual a 1000 ohmios-m = 20 ohmios

b) Para terrenos con resistividad mayor que 1000 Ohmios-m = 30 ohmios

5.1.6. Pruebas. A fin de controlar el diseño y cálculo de los diversos tipos de estructuras propuestas, una prueba de carga será llevada a cabo sobre las estructuras tipo S para el tramo de simple terna y sobre las estructuras tipo SD para el tramo de doble terna. La supervisión podrá eventualmente, a su debido tiempo, renunciar a unas pruebas, quedando entendido que el fabricante garantizará la resistencia mecánica respectiva, aplicados sus coeficientes de seguridad indicados.

A la estructura completa con crucetas y estribos se le aplicarán simultáneamente las cargas especificadas en los planos N° LT009 y N° LT010 para la condición de carga normal

seguidos por las cargas correspondientes a la condición excepcional. Cada condición de carga se mantendrá aplicada durante un mínimo de 5 minutos.

5.2. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO Y ACCESORIOS

5.2.1. Alcance

Estas Especificaciones Técnicas cubren las condiciones requeridas para el suministro de conductores de aleación de aluminio y sus accesorios, tales como juntas de empalme y herramientas para su aplicación, varillas de armar, amortiguadores, etc.; describen su calidad mínima aceptable, fabricación, inspección, pruebas y entrega.

5.2.2. Descripción de los Materiales

Las características principales de los materiales cubiertos por estas especificaciones, tanto para la terna de 66 kV como para la terna de 20 kV, son:

- Conductores de aleación de aluminio de 70 y 35 mm² cableados, de características principales señaladas en el Cuadro 5.2.1.

Accesorios adecuados para estos conductores:

- Varilla de armar
- Juntas de empalme
- Manguitos de reparación
- Pasta para aplicación de empalmes
- Amortiguadores.

5.2.3. Prescripciones Constructivas

Normas Aplicables

Los materiales cubiertos por estas Especificaciones Técnicas cumplirán con las prescripciones de las siguientes Normas, en donde sea aplicable, según la versión vigente - en la fecha de convocatoria a licitación:

DGE 019 CA-2/1983

IEC 104 - Recomendaciones para los hilos de aleación de aluminio del tipo Al-Mg-Si, para conductores eléctricos.

IEC 208 - Conductores cableados en aleación de aluminio.

- Para accesorios:

ASTM-A153 Zinc Coating (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware. Otras normas, previa aprobación del Propietario.

Galvanizado. Todas las partes metálicas ferrosas, excepto aquellas de acero inoxidable, serán galvanizadas en caliente, según las prescripciones de la Norma ASTM A 153. El galvanizado tendrá textura lisa y se efectuará después de cualquier trabajo de maquinado. La preparación del material para el galvanizado y el proceso mismo del galvanizado no afectarán las propiedades mecánicas de las piezas trabajadas.

Del Conductor.

Cableado. El conductor estará compuesto de hilos cableados concéntricamente y de único hilo central. Los hilos de la última capa o capa exterior serán cableados a la mano derecha, estando las capas interiores cableadas en

sentido contrario entre sí.

La fabricación de los conductores, será tal, que cuando sean sometidos a sollicitaciones axiales, durante el desarrollo y el tendido, la torsión producida sea tan pequeña como sea posible.

Juntas o Uniones. Los conductores serán fabricados de manera que en cada bobina no haya ninguna junta o unión.

Disposiciones Varias. La fabricación del conductor se efectuará en una parte de la fábrica especialmente acondicionada para tal propósito.

Durante la fabricación y almacenaje deberán tomarse precauciones para evitar la contaminación del aluminio por el cobre u otros materiales. En caso de que alguna maquinaria de la que se prevé emplear en esta fabricación, haya sido utilizada previamente en la fabricación de conductores distintos al de aleación de aluminio, el Postor los indicará en su oferta y durante la fabricación proporcionará al Propietario un certificado de que la máquina ha sido cuidadosamente limpiada, antes de ser usada para el conductor de aleación de aluminio.

De los Accesorios. Los accesorios que se describen a continuación, serán usados con los conductores de aleación de aluminio de 70 y 35 mm² respectivamente, cuyas características se indican en el Cuadro 5.2.1.

Varillas de Armar. Las varillas de armar se instalarán sobre los conductores de fase y toda esta unidad estará dentro de la grapa de suspensión descrita en 5.4.4

serán de aluminio, de por lo menos 2.00 m. de longitud, y serán del tipo preformado para ser montadas fácilmente sobre el conductor.

Las varillas mecánicamente serán diseñadas para distribuir y reducir los esfuerzos de abrasión, compresión radial y de flexión del conductor en la grapa y eléctricamente protegerán al conductor de descargas eléctricas.

Juntas de Empalme. Serán del tipo compresión, de aluminio o aleación de aluminio, con resistencia a la tracción, no menor que el 95% de la carga de rotura de los conductores. La conductibilidad eléctrica y la capacidad de corriente del empalme realizado no deben ser menores a los de la misma longitud del conductor.

Manguitos de Reparación. Serán del tipo compresión, de aluminio o aleación de aluminio, apropiadas solamente en caso de leves daños locales en la capa exterior del conductor. La característica mecánica será similar al de la junta de empalme descrita anteriormente.

Pasta para Aplicación de Empalmes. La pasta especial es un compuesto rellenedor de todos los accesorios de compresión; será químicamente inerte, de alta eficiencia eléctrica e inhibidor contra la oxidación. La pasta deberá retener una viscosidad normal indefinidamente, no se escurrirá ni a la temperatura de 120 °C y permanecerá manejable a -15 °C como mínimo, será soluble en el agua y - atóxico.

El suministro de la pasta rellenedora se hará en envases de

cartucho de 500 gramos aproximadamente, para inyectarlos en pistola especial de calafatear ; el cual también deberá ser afectado e incluirá un juego de escobillas adecuadas de limpieza de la superficie del conductor.

Amortiguadores de Vibración. Serán del tipo Stockbridge, - con dispositivo de amarre al conductor compatible con el aluminio. El Postor puede proponer como alternativas otros tipos con dispositivos de amortiguamiento comprobados.

La grapa de unión entre el amortiguador y el conductor será diseñada de modo que se evite daños sobre el conductor y sobre cada uno de los hilos, además será adecuada para sujetarse al conductor. Las grapas no poseerán dimensiones menores que 3 veces el diámetro del conductor.

5.2.4. Pruebas. Las pruebas se ajustarán a lo prescrito en las normas señaladas en 5.2.3.

CUADRO N° 5.2.1

CARACTERISTICAS REQUERIDAS DEL CONDUCTOR DE ALEACION DE
ALUMINIO - TERNA DE 66 KV

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>MAGNITUD</u>
- Sección nominal	mm ²	70
- Sección real	mm ²	68.98
- Número de hilos	---	19
Diámetro de los hilos	mm	2.15
Diámetro exterior del conductor	mm	10.75
- Peso teórico unitario del conductor	Kg/Km	190
- Resistencia eléctrica máxima D.C. a 20 °C	Ohm/Km	0.495
Carga de rotura mínima del conductor	Kg	1738
- Módulo de elasticidad final	Kg/mm ²	6300
- Coeficiente de expansión lineal por °C	1/°C	23.0 x 10 ⁶
- Capacidad de corriente	Amperios	270

CUADRO N° 5.2.1

CARACTERISTICAS REQUERIDAS DEL CONDUCTOR DE ALEACION DE
ALUMINIO - TERNA de 20 KV

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>MAGNITUD</u>
- Sección nominal	mm ²	35
- Sección real	mm ²	34.91
- Número de hilos	---	7
- Diámetro de los hilos	mm	2.52
- Diámetro exterior del conductor	mm	7.56
- Peso teórico unitario del conductor	Kg/Km	96
- Resistencia eléctrica máxima D.C. a 20 °C	Ohm/Km	0.978
- Carga de rotura mínima del conductor	Kg	909
- Módulo de elasticidad final	Kg/mm ²	5600
- Coeficiente de expansión lineal por °C	1/°C	23.0 E-6
- Capacidad de corriente	Amperios	170

5.3. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DEL CABLE DE GUARDA DE ACERO GALVANIZADO

5.3.1. Alcance

Estas Especificaciones Técnicas cubren las condiciones requeridas para el suministro del cable de guarda de acero galvanizado y sus accesorios, tales como grapa de suspensión, grapa de anclaje, manguito de empalme y material de conexión a la torre.

5.3.2. Tipo de cable

El cable a utilizarse como cable de guarda en la línea de transmisión Hullanca-Pallasca en el tramo de Llapo a Pallasca, únicamente, será de acero galvanizado, fabricado de acuerdo a la norma ASTM A363. Deberá tener una calidad y pureza tales que, una vez trefilado a la dimensión especificada y cubierta con la capa protectora de zinc, el cable tenga las propiedades y características señaladas por la mencionada norma para el grado Extra High Strenght. Las características principales requeridas son las que se enumeran en el cuadro N° 5.3.1, adjunto a las presentes especificaciones.

Accesorios para este cable:

- Grapa de Suspensión
- Grapa de Anclaje
- Manguito de Empalme
- Material de Conexión a la Torre

5.3.3. Prescripciones Constructivas

Normas de Fabricación

La norma a ser utilizada según la versión vigente a la fecha de la convocatoria a licitación, será la siguiente: ASTM A363 Standard Specifications for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Overhead Ground Wire Strand.

Para los accesorios regirá la norma ASTM A153.

Galvanizado

Los alambres de acero serán galvanizados de acuerdo a la Norma ASTM A363. Después de galvanizados los alambres no serán sometidos a tratamientos térmicos.

Los accesorios serán galvanizados de acuerdo a la norma ASTM A-153.

Del cable

Cableado: El cable estará compuesto de hilos cableados con céntricamente y de único hilo central. Los hilos de la última capa o capa exterior serán cableados a la mano derecha.

La fabricación del cable será tal, que cuando sea sometido a sollicitaciones axiales durante el desenrollado y el tendido, la torsión producida sea tan pequeña como sea posible.

Juntas o Uniones

El cable será fabricado de manera que en cada bobina no haya ninguna junta o unión.

De los Accesorios

Grapa de Suspensión: Será del tipo cable pasante, de hierro maleable, la cuna inferior de la grapa será larga, por lo menos 10 veces el diámetro del cable de guarda.

Grapa de Anclaje: Será del tipo compresión, de acero galvanizado, completo con todos sus accesorios, como cuellos, horquillas y adaptadores.

Manguito de Empalme: Será del tipo compresión, de acero galvanizado, de una resistencia no menor al 95% del correspondiente cable de guarda.

Material de Conexión a la Torre: Será utilizado un tramo del mismo cable de guarda y las uniones se harán a través de conectores, arandelas de presión, tuercas y contratuercas de acero galvanizado.

El detalle de los estribos y conexión del cable de guarda se muestra en el plano LT 011.

5.3.4. Pruebas

Las pruebas se ajustarán a lo especificado en las normas señaladas en 5.3.3.

CUADRO N° 5.3.1

CARACTERISTICAS REQUERIDAS DEL CABLE DE ACERO GALVANIZADO

(Diámetro 5/16") - GRADO EHS

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>MAGNITUD</u>
- Sección transversal	mm ²	38.3
- Número de hilos	- - -	7
- Diámetro de los hilos	mm	2.61
- Diámetro exterior	mm	7.92
- Peso técnico unitario	Kg/Km	305
- Resistencia eléctrica máxima a 60 Hz con 10 amperios	Ohm/Km	4.25
Carga de rotura mínima	Kg	5080
- Módulo de elasticidad final	Kg/mm ²	21000
- Coeficiente de expan sión lineal por °C	1/°C	11.5 E-6

5.4. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE AISLADORES Y ACCESORIOS DE CADENAS DE AISLADORES

5.4.1. Alcance

Estas Especificaciones Técnicas cubren el suministro de aisladores de suspensión tipo caperuza y los accesorios de cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, describen su calidad mínima aceptable, fabricación, pruebas y entrega.

5.4.2. Normas Aplicables

Los materiales cubiertos por estas Especificaciones cumplirán con las prescripciones de las Normas siguientes según la versión vigente a la fecha de la convocatoria a licitación.

Aisladores

IEC 383 Pruebas de aisladores de material cerámico o vidrio para líneas con tensión superior a 1000 V.

Accesorios

IEC 120 Recomendaciones para los ensamblajes casquillo-bola

IEC 305 Características de los elementos de cadenas de aisladores.

IEC 372 Dispositivos de fijación para elementos de cadenas (1 y 2) de aisladores.

ASTM Zinc Coating (hot dip) on Iron and Steel Hardware.

5.4.3. Descripción de los Materiales

Del Aislador

El aislador tipo caperuza a utilizarse será del tipo Standard de 10" x 5 3/4" con acoplamiento bola-casquillo.

Las características principales requeridas son las que se en cierran en el Cuadro N° 5.4.1.

De los Accesorios

Los accesorios a utilizarse en las cadenas de aisladores son:

Cadenas de Suspensión

- Adaptador horquilla-bola
- Adaptador casquillo-ojo
- Grampa de suspensión

Cadenas de anclaje

- Adaptador horquilla-bola
- Adaptador casquillo-ojo
- Grampa de anclaje
- Grampa de doble vía

Los accesorios serán los adecuados para utilizarse según el conductor de que se trate; esto es conductor de aleación de aluminio 70 mm² para la línea de 66 kV; conductor de aleación de aluminio 35 mm² para la línea de 20 kV.

De las Cadenas de Aisladores

Las cadenas de aisladores estarán compuestas de las siguientes unidades:

- L.T. 66 kV Huallanca-Pallasca

Tramos de menos de 3,500 msnm.

Cadenas de suspensión: 5 unidades

Cadenas de anclaje 6 unidades

Tramos a más de 3,500 msnm

- Cadenas de suspensión: 6 unidades
- Cadenas de anclaje : 7 unidades

- L.T. 20 kV Llapo-Pallasca

- Cadenas de suspensión: 2 unidades
- Cadenas de anclaje : 3 unidades

Las características eléctricas del sistema son:

	<u>L.T. 66 kV</u>	<u>L.T. 20 kV</u>
Tensión nominal	66 kV	20 kV
Tensión máxima	72.5 kV	24 kV
Tensión promedio	12 °C	12 °C
Temperatura mínima	-5 °C	-5 °C
Altitud	3500 msnm	3500 msnm

Los aisladores deberán llevar una indicación del modelo, marca de fábrica, año de fabricación y carga de rotura correspondiente. Ver plano LT 012.

5.4.4. Prescripciones Constructivas

Del Aislador

Material Dieléctrico: El material del dieléctrico podrá ser de porcelana o vidrio templado.

Porcelana: La porcelana será de una estructura homogénea, libre de defectos, cuidadosamente vitrificado y con una superficie de color marrón.

Vidrio: El vidrio tendrá una estructura homogénea sin trazas de cristalización y sin defectos internos, será

adecuadamente templado para alcanzar la máxima resistencia mecánica a los choques, compatible con la naturaleza del material.

Cementación: Los elementos aislantes serán fijados a los partes metálicas mediante cemento u otro material de fijación de una probada calidad, que no deberá reaccionar químicamente con las partes metálicas, ni ser motivo de fractura o aflojamiento debido a contracción y/o dilatación. Las características mecánicas y térmicas del material deberán quedar inalteradas en el tiempo, sin fenómenos de envejecimiento.

Partes metálicas:

- Los casquillos y bolas de los aisladores serán normalizados en conformidad con las recomendaciones IEC-120.
- Cada aislador tendrá un dispositivo de fijación o pasador de bloqueo en bronce fosforoso, latón o acero inoxidable.
- El acoplamiento corresponde a la clasificación IEC-A(16 mm).

Galvanización: Las partes metálicas serán galvanizadas mediante inmersión en caliente de acuerdo a la Norma ASTM-A153 vigente a la fecha de fabricación.

De los accesorios

Adaptadores horquilla-bola, casquillo-ojo: El acoplamiento debe ser compatible entre accesorios y el aislador utilizado y entre grapa y conductor. La resistencia mecánica de los accesorios será el 90% de la resistencia a la rotura del conductor.

El suministro se efectuará tal como figura en los planos del proyecto. Ver plano LT 012.

Grapa de suspensión: La grapa será del tipo pesante y tan liviana como sea posible, preferentemente aluminio. La grapa deberá tener el menor momento de inercia posible y poderse balancear libremente en el plano vertical hasta un ángulo de 60° con la horizontal.

La unión de la grapa de suspensión al adaptador casquillo-ojo será mediante un perno pasante de 5/8" Ø provisto de chaveta de seguridad.

El tiro de rotura de la grapa de suspensión solicitado es el 90% del tiro respectivo del conductor correspondiente.

Grapa de anclaje: La grapa de anclaje será del tipo de compresión de extremidad y será apta para alojar al conductor correspondiente. La grapa de anclaje se unirá a la cadena de aisladores por medio del adaptador casquillo-ojo, cuyo diámetro mínimo de ojo, será 17 mm ; para lo cual se solicita que la grapa sea del tipo horquilla en el acoplamiento, el cual también deberá facilitar la formación de la cadena de anclaje invertido, cuando la ubicación de la torre lo requiera, sin necesidad de modificar en el número, tipo y disposición de accesorios.

La grapa de anclaje tendrá como tiro de rotura mínimo el 90% del tiro del conductor correspondiente.

Grapa de doble vía: Será de aluminio, del tipo a 3 pernos, lo suficientemente seguras para no per

mitir el deslizamiento del conductor y de una conductibilidad eléctrica no menor a la del conductor.

Varilla de armar: Las varillas de armar se instalarán sobre los conductores de fase y toda esta unidad estará dentro de la grapa de suspensión. Las varillas de armar serán de aluminio de por lo menos 2.00 metros de longitud y serán del tipo preformado para ser montado fácilmente sobre el conductor.

5.4.5. Pruebas

En general los materiales cubiertos por esta Especificación, deberán satisfacer las pruebas eléctricas, mecánicas y de galvanización, prescritas en las Normas aplicables.

5.5. ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MONTAJE

5.5.1. Objeto

El propósito de estas Especificaciones Técnicas de Montaje, es definir el trabajo que debe efectuar el Contratista para la construcción de la L.T. Huallanca-Pallasca; definir su calidad mínima aceptable y recomendar los procedimientos, que en casos específicos deben ser seguidos por el Contratista para dicho montaje.

5.5.2. Ubicación

El área del Proyecto se localiza en las provincias de Huaylas, Corongo y Pallasca del Departamento de Ancash, según se muestra en el plano LT 001.

CUADRO N° 5.4.1

TABLA DE DATOS TECNICOS

AISLADOR UNITARIO

<u>DESCRIPCION</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>REQUERIDO</u>
Tipo de aislador	--	Standard
Diámetro máximo de la parte aislante	mm	255
Paso	mm	146
Tipo de acoplamiento normalizado IEC	mm	16 mmA
Diámetro del perno	mm	16
Longitud de la línea de fuga	mm	<u>≥ 290</u>
Resistencia electromecánica de ruptura	Kg	10,200
Tensiones de resistencia eléctrica:	KV	70
- A seco para 60 segundos a frecuencia industrial	KV	40
- Bajo lluvia para 60 segundos a frecuencia industrial	KV	100
- A impulso onda 1.2/50 μ seg. positiva y negativa	KV	

5.5.3. Breve Descripción del Proyecto

- Designación : L.T. Huallanca-Pallasca de dos ternas
Una terna en 66 kV de Huallanca a Pallasca.
La segunda terna en 20 kV de Pallasca a Llapo.
- Longitud : Terna de 66 kV con 77.4 Km. aprox.
Terna de 20 kV con 31.5 Km. aprox.
- Estructuras : Torres autosoportantes de celosía en
perfiles angulares de acero galvanizado.
- Nº de circuitos: Dos circuitos. Primera terna de 66
kV de Huallanca a Pallasca.
Segunda terna de 20 kV de Pallasca a Llapo.
- Conductor : Terna de 66 kV: Aleación de aluminio
 70 mm^2
Terna de 20 kV: Aleación de aluminio
 35 mm^2 .
- Cadenas de aisladores : Cadenas de aisladores tipo caperuza,
de dimensiones y unidades por cadena
según las Especificaciones Técnicas
- Topografía : Terreno ondulado accidentado, con tramos que comprenden zonas de cultivar..

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Trazado y Acceso

Trazado de las líneas y Distribución de las Estructuras: Se representará el perfil del trazado a escala:

- Horizontal 1:2000

- Vertical 1: 500

Los trazados y las distribuciones de las estructuras son de definitivos, pudiendo, sin embargo, ser aún sometidas a pequeños desplazamientos debidos a situaciones locales particulares.

El Contratista deberá efectuar todas las inspecciones y controles a lo largo del trazado de la línea, que considere necesarios y asumirá la responsabilidad del levantamiento plano-altimétrico.

Replanteo de la línea: El Contratista será responsable de efectuar todo el trabajo de campo necesario para replantear la ubicación de las estructuras de las líneas de transmisión. El replanteo deberá ser efectuado por personal experimentado. El Contratista someterá a la aprobación del Supervisor la planilla de las estructuras replanteadas, indicando su proposición para el tipo de fundación y para la disposición de las patas de cada estructura.

Ubicación y Orientación de las Estructuras: El Contratista ubicará los ejes de cada estructura, las eventuales patas desniveladas de cada estructura y el tipo de fundación más adecuado. Estas ta

reas deberán ser de satisfacción del Supervisor en cuanto al acatamiento de la ubicación de cada estructura con respecto a los planos del perfil de la línea.

Al controlar el alineamiento de las estructuras, utilizando el teodolito, el centro de cualquier estructura no deberá estar más afuera de 5 cm. del eje de las líneas.

Derechos de Servidumbre y de Paso: Los "Derechos de Servidumbre de Electroductos" (según la ley sobre la Industria Eléctrica vigente en Perú), serán adquiridos por el Propietario.

Construcción de Caminos de Acceso: El Contratista proveerá los caminos de acceso que él requiera durante la construcción para llegar hasta cada estructura. Tales caminos seguirán en general la ruta más directa posible, evitando la destrucción innecesaria de la propiedad de terceros, especialmente de sembríos. Los daños causados por negligencia o por el incumplimiento de la presente disposición, serán indemnizados por el Propietario, quien a su vez hará el correspondiente descuento al Contratista de la valorización respectiva.

Los caminos de acceso que puedan requerirse para la construcción de la línea deberán ser construídas de tal forma que puedan seguir siendo utilizados posteriormente, para el tránsito de los vehículos de mantenimiento del Propietario.

En los lugares donde las líneas cruzan con terrenos cultivados, el Contratista confinará sus actividades, para la erección de las estructuras y tendido de las líneas, a áreas míni

mas indispensables aprobadas por el Supervisor.

Transporte y Manipuleo de Materiales: El Contratista transportará y manipulará todos los materiales con el mayor cuidado. Los materiales serán transportados hasta los frentes de trabajo, sin arrastrarlos, ni rodarlos por el suelo. Las pérdidas y roturas que puedan ocurrir durante el transporte serán por cuenta del Contratista.

CONSTRUCCION DE LAS FUNDACIONES

Criterios de Ejecución de las Fundaciones: El Contratista realizará todas las excavaciones requeridas para las fundaciones de las estructuras. Será a cargo del Contratista el determinar para cada ubicación de estructura, los taludes de excavación mínimos necesarios y de proporcionar todo el material para asegurar la estabilidad de las paredes de la excavación.

Se admitirá el empleo de explosivos solamente en terrenos con fuertes porcentajes de roca, cumpliendo con todas las leyes y reglamentos vigentes en el Perú, con respecto al uso de dichos materiales.

Dimensiones de la Excavación: El volumen de la excavación será el mínimo compatible con la estabilidad de las paredes. Si la pendiente natural del terreno lo requiere, se adoptarán patas desniveladas. La profundidad teórica de las fundaciones será respetada en cada

una de las cuatro patas de la estructura a fin de asegurar la estabilidad al arrancamiento.

Plantillas y Ejecución del Relleno: Los montantes de las fundaciones de enrejado metálico, así como los que se empotran en las fundaciones de concreto, serán mantenidos en su posición durante el período de colocación y endurecimiento del concreto y del relleno de la excavación, por medio de plantillas. El relleno de todos los tipos de fundaciones será cuidadosamente compactado, por medios mecánicos, en capas de 15 cm. a fin de asegurar una perfecta consolidación hasta el nivel del terreno natural.

MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS

Método de Montaje: Las estructuras serán montadas de acuerdo al método propuesto por el Contratista y aprobado por el Supervisor. Cualquiera sea el método de montaje, es imprescindible :

- Evitar esfuerzos excesivos en los elementos de las estructuras, particularmente en las estructuras que se levantan ya ensambladas. A tal fin es importante que los puntos de la estructura donde se fijan los cables de montaje sean elegidos juiciosamente.
- Arristrar los cuatro montantes de la estructura de modo que ellos permanezcan en su posición correcta.
- Evitar daños al galvanizado.

Preparación y Manipulación de los Elementos: Todas las superficies de acero

a ensamblarse, antes de empernarlas, serán limpiadas de toda mugre o moho acumuladas durante el transporte y/o almacenamiento antes de comenzar el montaje. No es permitido arrastrar elementos o secciones ensamblados sobre el suelo o sobre otras piezas.

En el montaje de la estructura, los pernos de posición vertical deberán ponerse con la cabeza hacia arriba y los de posición horizontal con la cabeza hacia el interior de la estructura. El empleo de pasadores ensanchadores para llevar las perforaciones forzadamente al alineamiento, será prohibido, si esta práctica daña la galvanización o produce excesivos esfuerzos anormales.

Piezas dañadas y daños a la Galvanización: Las piezas que tienen una deformación más grande que 1:600 del largo libre para piezas sujetas a compresión o que 1:300 del largo libre para piezas sujetas a sólo tracción, serán rechazadas. Retorcimientos o doblados agudos, serán causas suficientes para rechazar las piezas. Daños mayores en el galvanizado serán causa suficiente para rechazar la pieza afectada y los daños menores serán reparados limpiando con escobilla y removiendo las partículas de zinc sueltas y los indicios de óxido para luego recubrir con dos sucesivas capas de una pintura rica en zinc (95% de zinc en la película seca) con un portador fenólico o a base de estireno de acuerdo a las instrucciones del fabricante, finalmente se recubrirá con una capa de resina laca.

Tolerancia de Montaje: Las tolerancias siguientes no serán sobrepasadas en una estructura completamente montada, antes y después del tendido de los conductores:

- Verticalidad : 3 mm. por metro de altura
- Alineamiento: 5 centímetros
- Orientación : 1/2 grado sexagesimal.

Ajuste y fijación de los Pernos: El ajuste final de todos los pernos será llevado a cabo cuidadosa y sistemáticamente por una cuadrilla especial. Se fijarán los pernos a manera de evitar su remoción sin herramientas especiales.

Medida de la Resistencia de Tierra: En presencia del Supervisor, el Contratista medirá la resistencia de tierra de la fundación de cada estructura. La supervisión notificará al Contratista si la resistencia a tierra debe ser mejorada, en cuyo caso el Contratista colocará elementos adicionales de puesta a tierra.

Control Final: Después del montaje, cada estructura será revisada cuidadosamente con el fin de controlar tanto el estado de la superficie de los perfiles, como el adecuado ajuste de las tuercas. Además, se procederá a limpiar cuidadosamente los perfiles, conforme a las instrucciones de la Supervisión.

MONTAJE DE AISLADORES Y ACCESORIOS

El Contratista instalará los aisladores con el máximo cuidado, de tal modo que no sufran ningún daño.

Los aisladores que están agrietados o astillados, que tienen chavetas sueltas o dobladas o con otros defectos aparentes, serán separados y puestos de lado para que sean rechazados y marcados de manera indeleble, a fin de que no sean nuevamente presentados.

Después del montaje, los aisladores estarán limpios, las partes aisladas brillantes y todas las otras partes libres de materiales extraños.

Las cadenas de aisladores serán montadas por el Contratista y de acuerdo con los detalles mostrados en los planos finales de los dispositivos. Donde sea requerido por el Supervisor, las cadenas de aisladores en anclaje serán montadas con los aisladores en posición invertida.

MONTAJE DE CONDUCTORES

Prescripciones generales: El desarrollo, el tendido y la regulación de las flechas de los conductores serán llevadas a cabo de acuerdo a los métodos propuestos por el Contratista y aprobados por la Supervisión. Estos métodos serán tales como para impedir esfuerzos excesivos, daños a los conductores, estructuras, aisladores y de más partes de la línea.

El trabajo de tendido y regulación de los conductores será suspendido, si el viento en el terreno alcanza una velocidad tal que los esfuerzos impuestos a las diversas partes de la Obra sobrepasen los esfuerzos correspondientes a la condición de carga normal.

Las grapas y mordazas empleados en el montaje serán de un diseño aprobado, tal como para evitar movimientos relativos de los alambres y/o capas de los conductores, a menos que se fijen en los extremos de los conductores a ser posteriormente cortados. Las mordazas que se fijen en los conductores, en puntos que quedarán en las líneas, serán del tipo de mandíbulas paralelas con superficies de contacto alisadas y rectas.

Las poleas de tensión tendrán un diámetro al fondo de la ranura igual a lo menos a 30 veces del diámetro del conductor.

El tamaño y la forma de la ranura, la naturaleza del metal y las condiciones de la superficie, serán tales que la fricción sea reducida a un mínimo y que los conductores estén protegidos contra cualquier causa de daño. La profundidad de la ranura será suficiente para permitir el tránsito del conductor y de los empalmes sin riesgo de descarrilamiento.

Juntas de Conductores

Criterio de Empleo: El Contratista buscará la mejor utilización de largos máximos a fin de reducir el número de juntas. Las juntas no estarán a menos de 15 m. desde la grapa de conductor más cercana. No habrá más que una junta por conductor en cualquier vano.

No se emplearán juntas:

- a) Separadas en menos de dos vanos.
- b) En vanos que cruzan líneas eléctricas o de telecomunicaciones, caminos públicos, etc.

Particular atención será puesta para ver que los conductores y los barriles estén limpios; los extremos de los conductores

serán cortados a manera de no presentar alambres dañados o faltantes.

Los empalmes de tipo a compresión, para conductores serán a justados en los conductores de acuerdo con las prescripciones del fabricante de manera que una vez terminados presenten el valor más alto de sus características mecánicas y eléctricas. Los empalmes serán ejecutados por personal debidamente experimentado. Donde los conductores han sido dañados, la supervisión determinará si pueden ser utilizados manguitos de reparación o si los tramos dañados deben ser cortados y los conductores juntados o si deben ser rechazados.

Una vez terminada la compresión de las juntas o de las grapas de tensión, la resistencia eléctrica de la pieza no deberá sobrepasar la resistencia del correspondiente conductor de un largo igual.

El Contratista llevará un registro de cada junta, grapa de compresión, manguitos, etc. indicando su ubicación, la fecha de ejecución, la resistencia eléctrica y el nombre del montador responsable. Este registro será entregado a la Supervisión al completar cada sección de la línea.

Tendido y Regulación de los Conductores

Criterios Generales: El tendido y la regulación de los conductores serán llevados a cabo de manera que las tensiones y flechas indicadas no sean sobrepasadas para las correspondientes condiciones de carga, que la componente horizontal de la tensión resulte uniforme en toda la

sección y que las cadenas de suspensión sean verticales en todas las estructuras en alineamiento.

El tendido será llevado a cabo separadamente por secciones delimitadas por estructuras de anclaje. El tendido intermedio será requerido cada vez que no es posible garantizar la uniformidad de la componente horizontal de la tensión entre todos los vanos de la sección, debido a la fricción en las poleas o a diferencias en el nivel del suelo.

En tal caso, el Contratista tomará las medidas necesarias para evitar que las estructuras terminales del tendido intermedio sean sometidos a esfuerzos que sobrepasen los esfuerzos en condición de carga normal.

Los cabrestantes y las máquinas frenadores serán ubicadas en posiciones tales que no resulten esfuerzos excesivos en las estructuras más cercanas.

Fijación a las grapas: Los conductores en poleas serán trasladados a su posición final con una tolerancia de 15 cm. A tal fin, pueden ser usadas cadenas de aisladores con las poleas fijadas debajo de los aisladores.

En cada grapa de suspensión, las varillas de armado serán montadas inmediatamente antes del ajuste en la grapa.

Puesta a tierra: Durante y después del tendido, los conductores deberán ser puestos permanentemente a tierra. El Contratista será responsable de la perfecta ejecución de las diversas puestas a tierra, las cuales deberán ser de plena satisfacción de la Supervisión. El Contra

tista anotará los puntos en los cuales se han efectuado las puestas a tierra de los conductores, con el fin de removerlas antes de la puesta en servicio de la línea.

Amortiguadores: Después que los conductores de la línea hayan sido tendidos a su flecha correcta, el Contratista montará los amortiguadores de vibración en cada conductor en la forma y a las distancias prescritas.

Control de Flecha y Tensión: 48 horas como mínimo serán dejadas después del tendido y antes de la regulación de la flecha para que el conductor se estabilice y al fijar las tensiones de regulación se tomará en cuenta una oportuna asignación para asentamientos durante este período.

La flecha y la tensión de los conductores serán controladas a lo menos en dos vanos por cada sección de tendido. Estos dos vanos estarán suficientemente lejos uno del otro, para permitir una verificación correcta de la uniformidad de la tensión.

El Contratista proporcionará apropiados dinamómetros, miras topográficas, taquímetros y demás aparatos necesarios para un apropiado control del tendido. A solicitud del Supervisor los dinamómetros serán probados y si es necesario serán recalibrados.

El control de la flecha por medio visual sólomente no será aceptado.

Tolerancias

Para vanos menores de 600 metros se admitirán las siguientes tolerancias de tendido:

- Flecha de cada conductor 1 %
- Suma de las flechas de los
tres conductores de fase 0.5 %

Para vanos mayores de 600 metros, estos porcentajes se reducirán a la mitad.

Regulación de las Cadenas de Aisladores: La regulación de las cadenas de suspensión se hará de acuerdo a la Tabla de Regulación oportunamente elaborada por el Contratista y que contendrá las posiciones de las grapas con referencia a un punto fijo de la estructura y para las diferentes temperaturas de templado. Las cadenas de aisladores que, después del templado aparezcan inclinadas en la dirección de los conductores de la línea, serán enderezados por el Contratista a su costo y de acuerdo con un método aprobado por el Supervisor en las plazas asignadas por la Supervisión.

Registro de Tendido: Para cada sección de la línea, el Contratista llevará un registro del tendido, indicando la fecha de tendido, la flecha de los conductores, así como la temperatura del ambiente y del conductor y la velocidad del viento. El registro será entregado a la Supervisión al término del montaje.

C A P I T U L O 6

CALCULOS JUSTIFICATIVOS

6.1. CALCULOS ELECTRICOS DEL CONDUCTOR

6.1.1. Cálculo de caída de tensión

La caída de tensión se evalúa con la expresión:

$$\Delta V\% = \frac{x \text{ Sen } \emptyset + r \text{ Cos } \emptyset}{10.V^2 \cdot \text{Cos } \emptyset} \cdot (P.L) \quad (6.1)$$

donde:

$\Delta V\%$: caída de tensión porcentual

x : reactancia inductiva en Ohms/Km

r : resistencia en Ohms/Km

$\text{Cos } \emptyset$: factor de potencia de la carga

V : tensión eficaz línea-línea en kilovoltios

P : potencia $3\emptyset$ de la carga en kilovattios

L : longitud de la línea en kilómetros

La resistencia debe ser la correspondiente a la máxima temperatura de operación del conductor.

6.1.2. Calculo de mínima sección por corona

Se siguió el criterio de no tener efecto corona para la máxima tensión de servicio, para ello debe cumplirse la desigualdad:

$$E_{\text{ext.cond.}} < 3 \text{ KV/mm} \quad (6.2)$$

El campo eléctrico pico viene dado en forma muy aproximada por:

$$E_{\text{pico}} = \frac{\sqrt{2} \cdot V \cdot f_s}{\sqrt{3} \cdot \delta \cdot R \cdot \ln \frac{D}{R}} \quad (6.3)$$

donde: E_{pico} : campo eléctrico pico en kV/mm
 V : tensión eficaz línea-línea en kV
 f_s : factor que toma en cuenta la rugosidad y suciedad del conductor
 δ : factor de corrección de la densidad del aire
 D_m, R : distancia media geométrica entre conductores y radio del conductor en mm. respectivamente.

El factor de corrección de la densidad del aire δ se obtiene de (3):

$$\delta = \frac{273 + 25}{76} \times \frac{h}{273 + \theta} \quad (6.4)$$

h : presión barométrica en centímetros de columna de mercurio

θ : temperatura media en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto que se considere

Conociendo la altitud y en metros sobre el nivel del mar se determina el valor de h (3):

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336} \quad (6.5)$$

6.1.3. Dimensionado del conductor por cortocircuito

Según el estudio del Sistema Eléctrico, realizado por MONENCO, el que es el último estudio referencial disponible en cuanto a niveles de cortocircuito en las barras del sistema interconectado, se tiene que la potencia de cortocircuito en la barra Huallanca 66 kV, es de 209 MVA y en el lado de 138 kV de 1171 MVA, previéndose que para el año 2004 la P_{CC} en la barra de 138 kV, será de 1618 MVA. Como la barra de 66 kV es

una cola del sistema en la que no se prevee generación adicional, se tendrá que su P_{cc} aumentará sólo debido al aumento de P_{cc} en la barra de 138 kV, esto es:

$$\frac{1}{P_{cc,66kV} \cdot 2,004} = \frac{1}{209} + \frac{1}{1618} - \frac{1}{1171} \quad (6.6)$$

$$P_{cc,66kV} = 220 \text{ MVA en el año 2004}$$

Corriente de cc en 66 kV: $i = \frac{220 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV}} = 1925 \text{ amperios}$

Siguiendo el método de la referencia (4) para un tiempo de desconexión t_K de 1 segundo y una relación corriente inicial / corriente permanente de 3, se tiene:

$$\text{Corriente eficaz de calentamiento} = 1925 \times \sqrt{(m + n)} \quad (6.7)$$

Los valores de m y n se obtienen de la figura 4-6 de la referencia citada.

Para m con un valor $x = 1.0220 + 0.96899 \cdot \exp(-3.0301 \cdot R/X)$
Con $R/X = 0.0061$; $x = 1.973$ y $m = 0.1$. Para n con un valor $IK''/IK = 3$, se tiene $n = 0.52$. Entonces de (6.7):

$$\text{Corriente eficaz de calentamiento} = 1925 \cdot \sqrt{(0.1 + 0.52)} = 1516 \text{ Amp.}$$

La sección mínima por cortocircuito viene dada por la figura 4.7 de la misma referencia, asumiendo que la temperatura del conductor, justo antes de ocurrir el cortocircuito era de 40 °C y al cabo de 1 segundo era de 200 °C, con lo que la densidad de corriente máxima es de:

$$S_{thN} = 100 \text{ Amp/mm}^2$$

La sección mínima será:

$$S_{\min} = \frac{1516 \text{ Amp}}{100 \text{ Amp/mm}^2} = 15.16 \text{ mm}^2 \quad (6.8)$$

6.1.4. Sección óptima del conductor

Para la selección óptima del conductor se trata de minimizar la función objetivo FO:

$$\begin{aligned} \text{F.O.} = & \text{Costo de la línea} + \text{Pérdidas actualizadas} \times \\ & \text{Costo de energía} + \text{Pérdidas actualizadas de} \\ & \text{potencia} \times \text{Costo por demanda} \end{aligned} \quad (6.9)$$

Para el costo de la línea se toma como una función lineal de la sección del conductor. Las pérdidas de energía equivalente actualizadas con una tasa de interés i , vienen dadas por:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas de energía} \\ \text{actualizadas} \end{aligned} = \sum_{t=1}^n \frac{3 \times I^2(t) \cdot r \cdot 1.8,760 \cdot fp(t)}{(1+i)^t} \text{ (kWh)} \quad (6.10)$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas de potencia} \\ \text{actualizadas} \end{aligned} = \sum_{t=1}^n \frac{3 \cdot I^2(t) \cdot r \cdot 1}{(1+i)^t \cdot 1000} \text{ (kW)} \quad (6.11)$$

donde:

$I(t)$: corriente máxima al año t , en amperios

r : resistencia del conductor en Ohm/Km

l : longitud de la línea en Km

$fp(t)$: factor de pérdidas en el año t .

No se consideran otras pérdidas sean por fugas o por corona; el salvamento de las líneas es cero.

6.2. CALCULOS MECANICOS DEL CONDUCTOR.

6.2.1. Determinación de los parámetros de diseño mecánico

Las principales fuentes consultadas fueron:

- Ministerio de Agricultura
- SENAMHI
- Instituto de Estructuras - UNI
- Línea Huallanca-mina "EL Aguila"
- Recomendaciones del Código Nacional de Electricidad, tomo IV
- Encuestas realizadas a las autoridades y personas notables del área de influencia del proyecto.

De acuerdo a estas fuentes y efectuando el análisis de los datos, se tienen las siguientes condiciones climáticas:

- No existe formación de hielo
- Temperatura media igual a 12 °C con velocidad de viento nula
- Temperatura mínima igual a -5 °C con velocidad de viento nula
- Temperatura máxima igual a 30 °C con velocidad de viento nula
- Velocidad de viento máxima para un período de recurrencia de 50 años igual a 60 Km/h con temperatura media de 12 °C.

6.2.1.1. Determinación de la presión del viento

La velocidad del viento para el diseño se calcula con:

$$V_d = K_1 \times K_2 \times \left(\frac{H_m}{H_0}\right)^{0.1} \times V_{50} \quad (6.12)$$

siendo, V_d : velocidad de viento a ser utilizada en el proyecto

K_1 : factor de topografía, 1.20

K_2 : factor de tiempo de recurrencia, 1.20

H_m : altura media de conductores, 15 m

H_o : altura de medición de V_{50} , 10 m

V_{50} : velocidad de viento con recurrencia a 50 años

$$V_d = 1.20 \times 1.20 \times \left(\frac{15}{10}\right)^{0.1} \times 60 = 89.98 \text{ Km/h}$$

Esta última es la velocidad para una ocurrencia de 5 segundos
Para el cálculo de la velocidad, para un tiempo de 5 minutos:

$$V_{d,5'} = 0.8226 \cdot V_{d,5''} = 74.01 \text{ Km/h}$$

La presión del viento sobre las estructuras P_{ve} , en Kg/m^2 resulta de:

$$P_{ve} = 0.00472 \cdot \gamma \cdot (V_{d,5''})^2 \left(\frac{H_m}{H_o}\right)^{1/6.25} \quad (6.13)$$

con $\gamma = 1.60$; $H_m = 15$ mts.; $H_o = 10$ mts y $V_{d,5''} = 89.98$ Km/h

$$P_{ve} = 65 \text{ Kg/m}^2$$

La presión del viento sobre conductores P_{vc} en Kg/m^2 viene dada por:

$$P_{vc} = 0.00472 \cdot (V_{d,5'})^2 \left(\frac{H_m}{H_o}\right)^{1/3.5} \quad (6.14)$$

con $H_m = 15$ mts.; $H_o = 10$ mts. y $V_{d,5'} = 74$ Km/h:

$$P_{vc} = 30 \text{ Kg/m}^2$$

La presión del viento sobre los aisladores resulta de (6.13) con $\gamma = 1.4$:

$$P_{va} = 57 \text{ Kg/m}^2$$

En conclusión se tendrán las siguientes presiones de viento:

$$\text{sobre estructuras} : P_{ve} = 65 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{sobre conductores} : P_{vc} = 30 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{sobre aisladores} : P_{va} = 57 \text{ Kg/m}^2$$

6.2.1.1. Cálculo de la temperatura máxima del conductor

Conociendo la temperatura máxima ambiental, en este caso de 30 °C, se le debe usar en el cálculo de ampacitancia para obtener la temperatura real máxima en el conductor. Adicionalmente existe el efecto de deformación permanente del conductor o efecto "creep" que es un elongamiento irreversible que sufren los conductores, el cual para efectos de cálculo de cambio de estado puede ser reemplazado por una elevación de temperatura en el conductor.

Cálculo de ampacitancia. Este cálculo se basa en los métodos de las referencias [5] y [6] que hacen uso de la siguiente ecuación de balance térmico:

$$P + P_s = P_c + P_r \quad (6.15)$$

donde P es el calor ganado en W/mt debido a la corriente I en amperios:

$$P = I^2 \cdot r \quad [\text{W/m; amp; ohm/m}] \quad (6.16)$$

P_s es el calor ganado debido a la irradiación solar en W/m.

$$P_s = a \cdot Q \cdot \emptyset \quad [\text{W/mt; W/mt}^2; \text{m}] \quad (6.17)$$

P_c es la pérdida de calor debido a la convección forzada o natural

Pérdida de calor por convección forzada (velocidad de viento $\neq 0$) en W/m:

$$P_c = \left[0.30785 + 0.4117 \left(\frac{\emptyset \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f (\theta_c - \theta_a) \quad (6.18)$$

para valores de $\frac{\emptyset \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} = 0.1$ a 1000

$$P_c = 0.2295 \left(\frac{\emptyset \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f \cdot (\theta_c - \theta_a) \quad (6.19)$$

para valores de $\frac{\emptyset \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} = 1000$ a 18000

Pérdida de calor por convección natural (velocidad del viento = 0) en W/mt:

$$P_c = 3.6462 \cdot \rho_f^{0.5} \cdot \emptyset^{0.75} \cdot (\theta_c - \theta_a)^{1.25} \quad (6.20)$$

donde ρ_f es la densidad del aire en Kg/mt³:

$$\rho_f = 1.29 \times \frac{273}{(273 + \theta_f)} \times \frac{1}{10^3 / 18336} \quad (6.21)$$

μ_f es la viscosidad absoluta del aire en Kg/mt-seg

$$\mu_f = 1.7185 \times 10^{-5} + 4.67674 \times 10^{-8} \cdot \theta_f \quad (6.22)$$

k_f es la conductividad térmica del aire en W/°C-mt²

$$k_f = 0.07953 + 2.4427 \times 10^{-4} \cdot \theta_f \quad (6.23)$$

La pérdida de calor por radiación P_r en W/m es:

$$P_r = 5.67 \cdot \epsilon \cdot \pi \cdot \emptyset \cdot \left(\left(\frac{\theta_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{\theta_a + 273}{100} \right)^4 \right) \quad (6.24)$$

En las fórmulas, desde la (6.16) hasta la (6.24), se tiene:

r : resistencia en Ohms/m del conductor

a : coeficiente de absorción solar

Q : irradiación solar en W/m^2

\emptyset : diámetro del conductor en metros

V : velocidad del viento en m/seg.

θ_c : temperatura del conductor en $^{\circ}C$

θ_a : temperatura ambiente en $^{\circ}C$

$$\theta_f = \left(\frac{\theta_c + \theta_a}{2} \right) \quad (6.25)$$

y : altitud sobre el nivel del mar en metros

ϵ : coeficiente de emisividad

Se preparó un programa en lenguaje BASIC para obtener-por iteraciones sucesivas- la temperatura que provoca el paso de una corriente I por un conductor bajo condiciones dadas.

Cálculo del alargamiento irreversible o "creep"

Se basa en el método de las referencias [7] y [8], en las cuales se consigna la fórmula del alargamiento inelástico ϵ para conductores de aleación de aluminio:

$$\epsilon = K \cdot \theta^n \cdot p^\alpha \cdot t^\mu \quad [mm/Km] \quad (6.26)$$

θ : temperatura del conductor en $^{\circ}C$

p : esfuerzo unitario del conductor en Kg/mm^2

t : tiempo en horas

K, η, α, μ constantes $K = 0.15$ $\eta = 1.4$
 $\alpha = 1.3$ $\mu = 0.16$

6.2.2. Parámetros de diseño mecánico

Según lo expuesto en la parte 6.2.1., se establecen cuatro hipótesis de cálculo mecánico del conductor:

Hipótesis I - De condiciones normales

- Temperatura media = 12 °C
- Presión del viento = 0
- Espesor del hielo = 0
- Esfuerzo horizontal, según el conductor ver 3.5

Hipótesis II - De viento máximo

- Temperatura media = 12 °C
- Presión del viento = 30 Kg/m²
- Espesor del hielo = 0

Hipotesis III - De temperatura mínima

- Temperatura mínima = -5 °C
- Presión del viento = 0
- Espesor del hielo = 0

Hipotesis IV - De temperatura máxima

- Temperatura máxima, según 6.2.1.2
- Presión del viento = 0
- Espesor del hielo = 0

6.2.3. Cálculo de Cambio de Estado

Se usa la ecuación general de cambio de estado de un vano a con un desnivel h:

$$p^3 \left(1 + \frac{h^2}{2 \cdot a^2}\right) + p^2 \left(\frac{\omega_o^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot S^2 \cdot p_o^2} \cdot \cos \psi + (\theta - \theta_o) \alpha E - p_o \left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right)\right) =$$
$$= \frac{\omega^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot S^2} \cos \psi \quad (6.27)$$

- p : componente horizontal incógnita del esfuerzo unitario de tensión del conductor en Kg/mm^2 a la temperatura θ .
- p_0 : componente horizontal conocida del esfuerzo unitario de tensión del conductor en Kg/mm^2 a la temperatura θ_0
- ω : peso longitudinal del conductor y de la carga suplementaria en Kg/m
- ω_0 : idem que ω pero en el estado inicial o
- a, h : vano y desnivel entre apoyos, en metros
- E : módulo de elasticidad del conductor en Kg/mm^2
- S : sección del conductor en mm^2
- α : coeficiente de dilatación lineal del conductor, $1/^\circ\text{C}$

$$\text{Cos } \emptyset = \frac{a}{\sqrt{a^2 + h^2}} \quad (6.28)$$

La deducción de la ecuación (6.27) puede ser encontrada en la referencia [9]. Esta ecuación puede ser reducida a una ecuación cúbica de la forma $x^3 + px + q = 0$, en la que $x = 1/p$; esta ecuación cúbica se resuelve entonces por el Método de Cardán de la referencia [10]. Con estos pasos expuestos es que se implementó un programa de cambio de estado del conductor en lenguaje BASIC que tiene como entradas las características dimensionales y mecánicas del mismo, así como el estado inicial del cual ya se conoce el esfuerzo unitario.

6.3. NIVEL DE AISLAMIENTO

6.3.1. Diseño del aislamiento de la terna de 66 kV

El aislamiento de esta terna se diseñará para que pueda soportar, tanto las sobretensiones de maniobra co

mo de frecuencia industrial, que se tenga una línea de fuga apropiada para el grado de aislamiento requerido y que se cumpla con los niveles básicos de aislamiento, según normas IEC. No se diseñará para las tensiones de impulso más elevadas que se ocasionan por descargas atmosféricas, pues llevaría a un diseño antieconómico y a todas luces desproporcionado.

Para el nivel de tensión de 66 kV, se tiene:

Tensión nominal U_n : 66 kV

Tensión máxima de servicio U_m : 72.5 kV

Factor de impulso por maniobra N_1 : 3.3

Factor de sobretensión a frecuencia industrial N_2 : 1.1

Factor de reducción del aislamiento N_3 : $F_h \cdot F_s$

Factor de densidad relativa del aire F_h

Factor de condiciones adversas F_s

Con 3600 m.s.n.m, una temperatura de 30° y con las fórmulas (6.4) y (6.5) se tiene $\delta = 0.625$ $F_h = 1/\delta = 1.6$. Se asume $F_s = 1.0$, ya que en la zona no existen grados de suciedad notorios, por lo tanto $N_3 = 1.6$

La tensión del aislamiento contra sobretensiones de maniobra:

$$U_{sm} = U_m \cdot N_1 \cdot N_3 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 313 \text{ kV} \quad (6.29)$$

La tensión de aislamiento contra sobretensiones a frecuencia industrial:

$$U_{sf} = U_m \cdot N_2 \cdot N_3 = 127.6 \text{ kV (rms línea-línea)} \quad (6.30)$$

No se considera necesario el uso de armaduras metálicas tipo cuerno para la cadena de aisladores, por lo que el mínimo de

unidades está dado por la tensión de aislamiento contra sobretensión de maniobra más una unidad; usando la curva característica de tensiones de contorno y de aislamiento en húmedo para sobretensiones de maniobra del aislador 294 x 146 mm normal, se determinan 6 unidades.

Para altitudes menores que 2,500 m.s.n.m. se tiene $F_h = 1.4$ y $U_{sm} = 274$ kV, con lo que el número mínimo de unidades será de 5 unidades.

Se tiene entonces para aisladores standard tipo casquillo - bola de 254 mm x 146 mm y 7000 Kg de resistencia mecánica:

Número de aisladores	Altitud menor que 2500 m.s.n.m	Altitud mayor que 2500 m.s.n.m
Cadenas de suspensión	5	6
Cadenas de anclaje	6	7

Todas estas configuraciones tienen un nivel básico de aislamiento superior a 325 kV cresta, onda positiva de 1.2/50 μ s según IEC. Faltaría entonces comprobar por línea de fuga; para una zona como la del PSE-2 en la que prácticamente no existe contaminación, se asumirá un grado de aislamiento un tanto elevado igual a 3.2 cm/kV, con lo que el número de aisladores standard de 254 x 146 mm con una línea de fuga por unidad igual a 290 mm. vendrá dado por:

$$N = \frac{72.5 \text{ kV}/\sqrt{3}}{29 \text{ cm}/3.6 \text{ cm/kV}} = 4.6 \text{ ó } 5 \text{ aisladores}$$

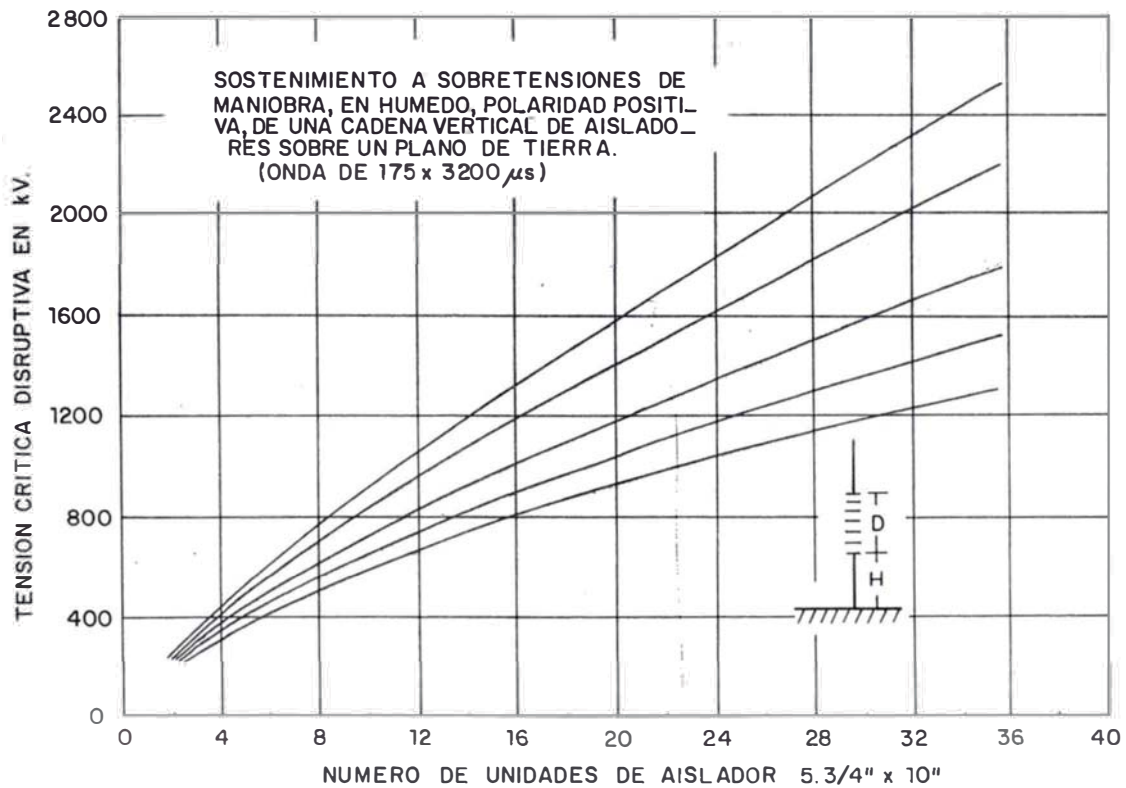
Con lo que el número de aisladores requeridos, queda tal como se mostró en la pequeña tabla mostrada.

6.3.2. Espaciamientos en el aire para la terna de 66 kV

Para la longitud standard de espaciamento en el aire, cuando la cadena no tiene armaduras, se le toma igual a la longitud de separación entre electrodos tipo barra que tienen la misma tensión de impulso a 50% que la cadena de aisladores, así todos los flameos ocurrirán a lo largo de la cadena.

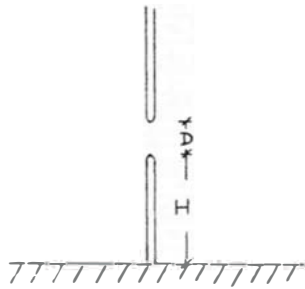
Del gráfico de la figura 6.11 de la referencia [14] se tiene para 6 aisladores.

$$V_{50\%} = 470 \text{ kV}$$



Según la misma referencia, la relación entre la tensión de impulso de maniobra positiva a 50% y el espaciamento entre electrodos tipo barra está dada por la siguiente relación empírica:

$$V = 689 D^{0.812} - 219 D^{1.07} \exp(-0.515(H/D)^{0.404}) \quad (6.31)$$



Con $H/D = 0.1$ y $V = 470$ se tiene $D = 0.892$ m., se toma $D = 0.9$ m.

La longitud de espaciamento mínimo en el aire es la distancia de separación entre línea y torre cuando se presenta la máxima oscilación bajo efecto de viento y que debe ser capaz de soportar el valor pico de la sobretensión a frecuencia de servicio, que como ya se calculó es $127.6 \times \sqrt{2}/\sqrt{3} = 104$ kV, la relación empírica entre distanciamiento d en metros y la sobretensión pico a frecuencia industrial es:

$$U_{\text{media}} = 1.4 \times \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \quad (6.32)$$

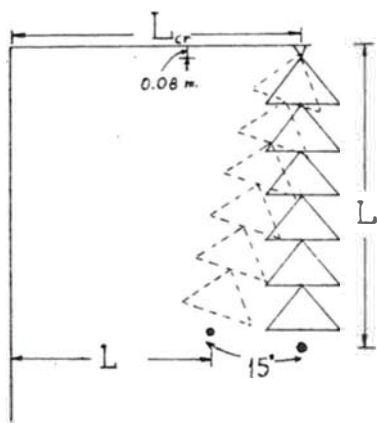
Con $U_{\text{media}} = 104$ kV; $d = 0.17$ m. Sin embargo según varias normas, esta distancia viene dada por:

$$d_{\text{min}} = 0.1 + \frac{U}{150} \quad [\text{m}, \text{kV}] \quad (6.33)$$

si $U = 72.5$ kV; $d_{\text{min}} = 0.583$ mts. por lo que se adoptará $d = 0.6$ m.

Con estos datos ya se puede diseñar la cruceta, para ello se seguirán los dos criterios que plantea la referencia [14], concretamente:

- a) a 15° de oscilación de cadena coordinado con las sobretensiones de maniobra:



$$L = 5 \frac{3}{4}'' \times 6 + 0.30 \text{ m} = 1.18 \text{ m}$$

longitud de cadena

$$L_{CR} = L \text{ Sen } 15^\circ + L = 1.49 \text{ m}$$

$$L_{CR} = 1.49 \text{ m}$$

- b) a 60° de oscilación de cadena coordinado con la tensión de servicio:

$$L_{CR} = L \text{ Sen } 60^\circ + d \quad (6.34)$$

según (6.33) $d = 0.6 \text{ m}$. luego $L_{CR} = 1.62 \text{ m}$. y se adopta

$$L_{CR} = 1.70 \text{ m}$$

Separación vertical entre crucetas viene dada por:

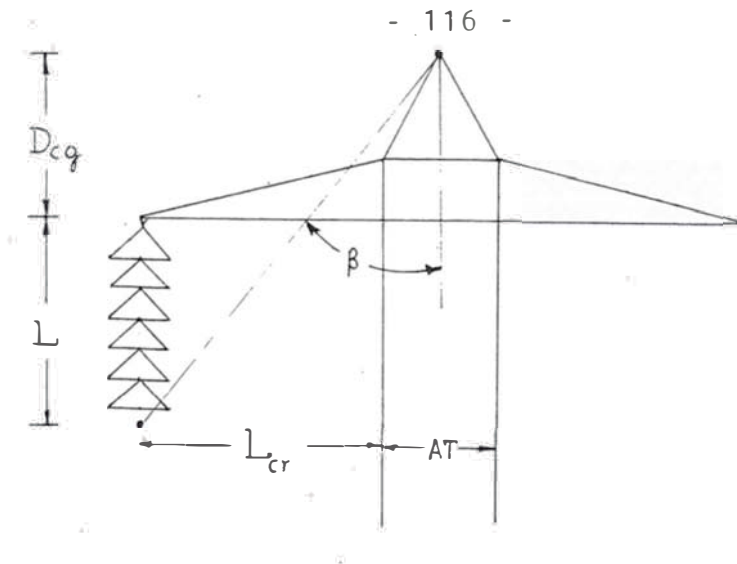
$$d_c = 0.08 + L + D \quad (6.35)$$

donde según (6.31) resultó $D = 0.9 \text{ m}$. entonces:

$$d_c = 2.2 \text{ m}$$

La distancia al cable de guarda D_{cg} dependerá del ángulo de protección escogido, en este caso $\beta = 30^\circ$

$$\text{tg } \beta = \frac{L_{CR} + (AT/2)}{D_{cg} + L} \quad (6.36)$$



Con $AT = 0.80$ m. se obtiene:

$$D_{cg} = 2.50 \text{ m}$$

De igual forma se procede para el distanciamiento de las torres de anclaje y terminales, según las ecuaciones (6.34) con 40° de oscilación, (6.35) y (6.36) con la diferencia de que la longitud de cadena será:

$$L = 5 \frac{3}{4}'' \times 7 + 0.35 = 1.37 \text{ m}$$

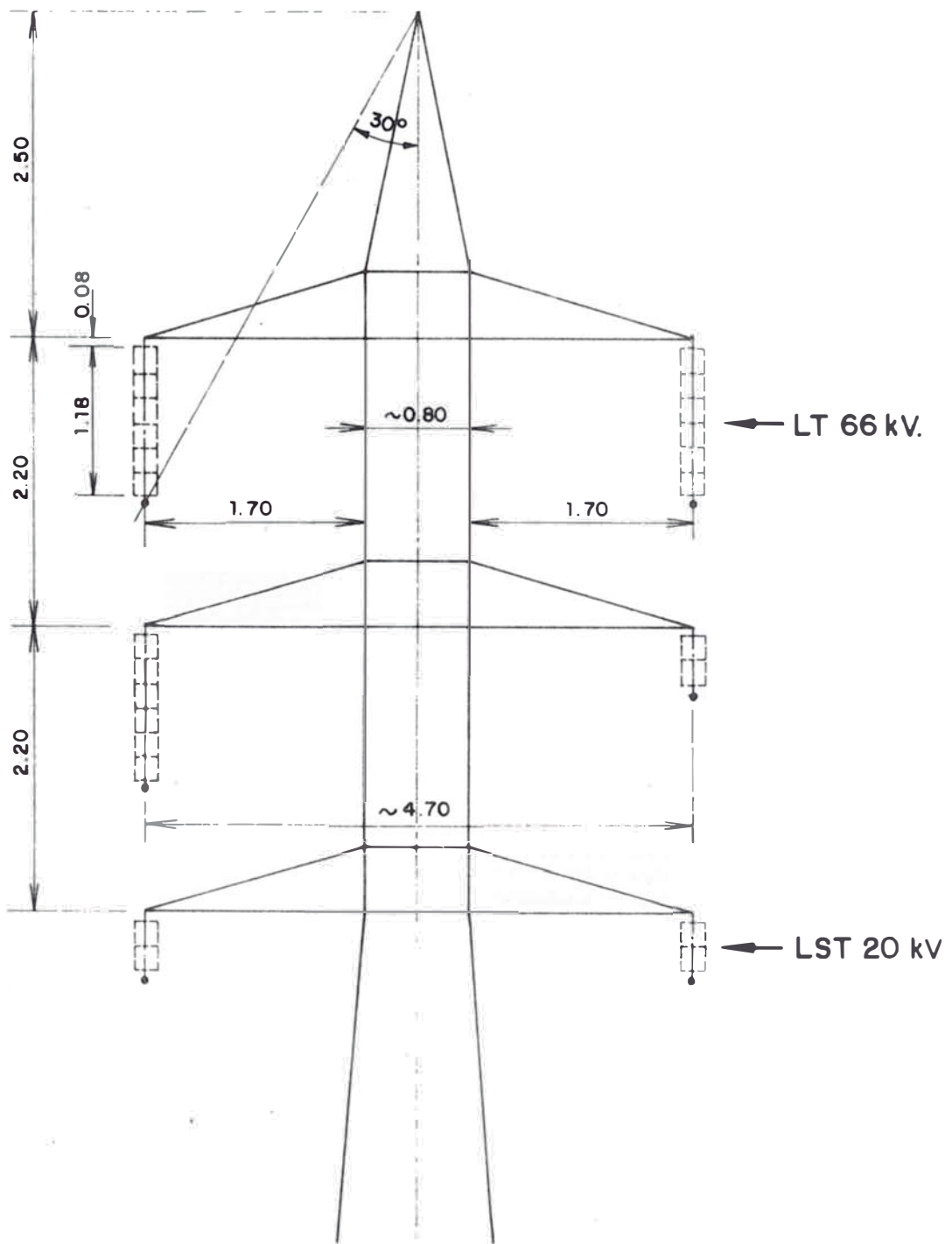
se obtiene:

$$L_{cra} = 1.70 \text{ m.}, \text{ longitud de cruceta}$$

$$d_{ca} = 2.40 \text{ m.}, \text{ separación vertical entre crucetas}$$

$$D_{cg} = 3.00 \text{ m.}$$

Luego-sólo preliminarmente-se tendrá las cabezas de torres tipo suspensión y anclaje en doble circuito mostradas en las siguientes hojas, según la localización definitiva de torres y los vanos encontrados se procederá a efectuar ajustes en los valores hallados, especialmente aquellos referidos a la longitud de cruceta y a D_{cg} .

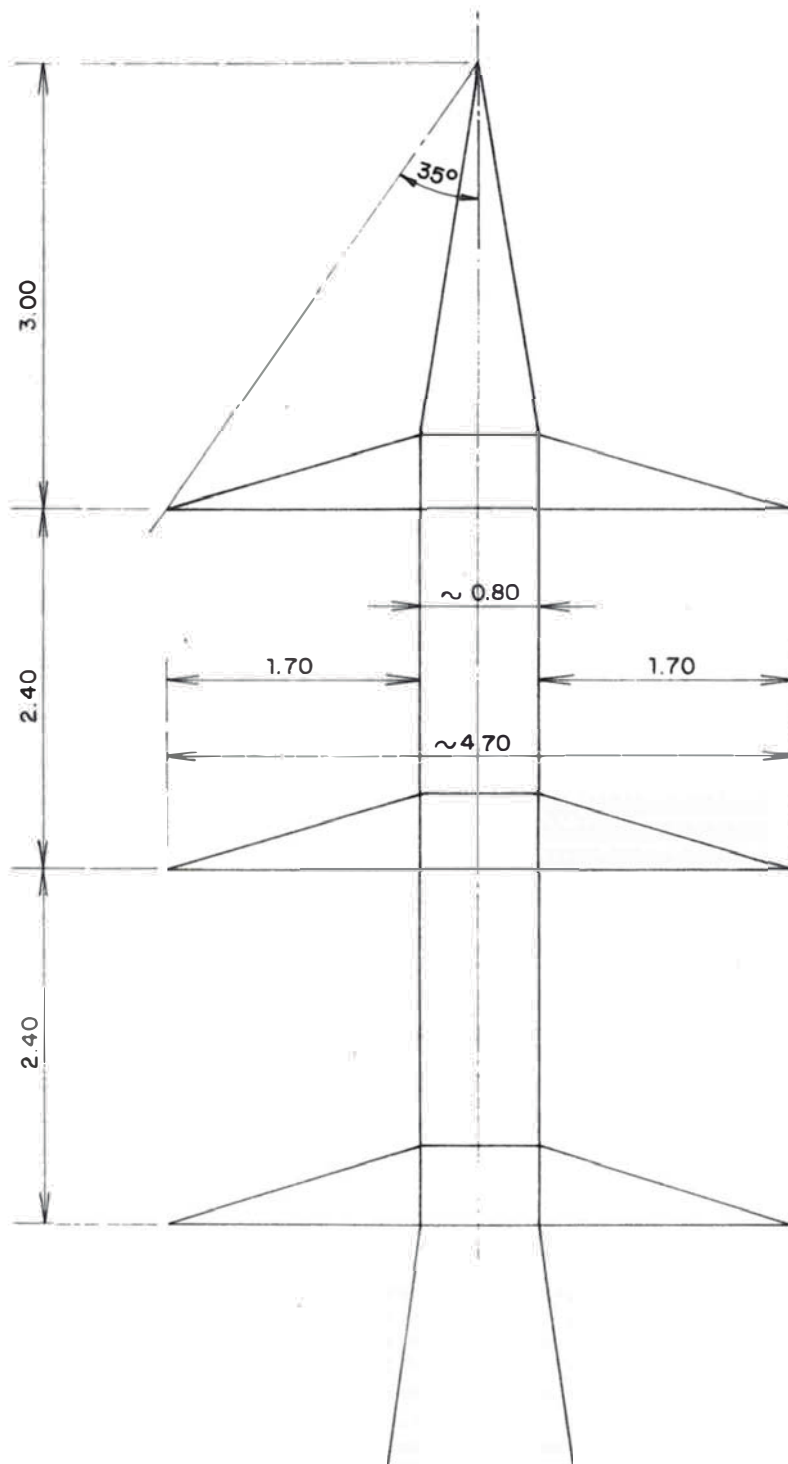


CABEZA DE TORRE TIPO SUSPENSION

DOBLE CIRCUITO

1 TERNA 66 kV.

1 TERNA 20 kV.



CABEZA DE TORRE TIPO ANCLAJE
DOBLE CIRCUITO

6.3.3. Diseño del aislamiento de la terna de 60 kV

Para el cálculo del aislamiento se adoptaron los criterios de la referencia [16], así como las recomendaciones del IEC, así:

a) La tensión máxima de servicio fué calculada con los siguientes factores de corrección:

• Por temperatura:

$$F_t = (273 + t)/313 \quad (6.37)$$

$$\text{para } t = 27 \text{ }^\circ\text{C} \quad F_t = 0.95 \approx 1.0$$

• Por altitud:

$$F_h = 1 + 1.25 (H - 1000) \times 10^{-4} \quad (6.38)$$

$$\text{para } H = 3600 \text{ msnm} \quad F_h = 1.325$$

• Entonces la tensión máxima de servicio:

$$kV_m = F_h \cdot F_t \cdot kV \quad (6.39)$$

$$kV_m = 1.0 \times 1.325 \times 20 = 26.5 \text{ kV}$$

b) El valor mínimo de la tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio, será:

$$U_c = 2.1 (kV + 5) \quad (6.40)$$

con $kV = 20$ se tiene $U_c = 52.5 \text{ kV}$ que afectándolo por los factores de corrección:

$$U_{cm} = U_c \cdot F_h \cdot F_t = 69.56 \text{ kV}$$

c) De acuerdo a las Normas IEC-Pub-71, el nivel básico de aislamiento (BIL) a condiciones normales es:

Tensión máxima : 24 kV

BIL : 125 kV

Sostenimiento a frecuencia industrial : 50 kV

d) La línea de fuga requerida será:

$$L_f = \frac{24}{\sqrt{3}} \text{ kV} \times 3.2 \frac{\text{cm}}{\text{kV}} = 44.3 \text{ cm}$$

Por las consideraciones anteriores se utilizarán aisladores de suspensión standares (254 mm x 146 mm) del tipo casquillo-bola en un número de 2 unidades para las cadenas de suspensión y 3 unidades para las de anclaje. Para 2 unidades se tiene:

Tensión disruptiva bajo.
lluvia a 60 Hz = 90 kV > 69.56 kV

BIL = 255 kV > 125 kV x 1.325 =
165.6 kV

Línea de fuga total = 58 cm. > 44.3 cm.

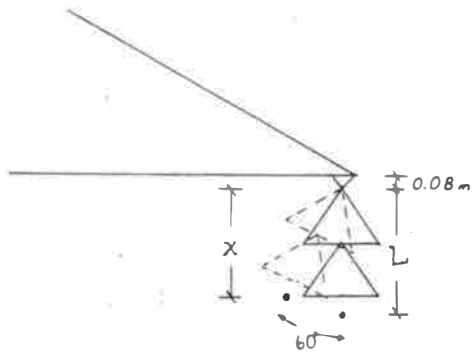
6.3.4. Espaciamiento en el aire para la terna de 20 kV

Los espaciamientos en el aire para la terna de 20 kV estarán sobredimensionados desde el punto de vista del aislamiento; esto se debe a que la longitud de cruceta será coordinada con el máximo vano que se pretenda alcanzar con las estructuras de doble terna (desde el punto de vista del aislamiento la longitud standard de espaciamiento en el aire resultaría de 0.27 m).

Chequeo del máximo ángulo de oscilación: según la referencia [16], el mínimo espaciamiento en el aire resulta de aplicar la fórmula (6.33) con U = 20 kV:

$$d_{\min} = 0.233 \text{ m.}$$

entonces según la figura se debe cumplir $x + 0.08 > 0.233 \text{ m}$



$$L = 5 \frac{3}{4}'' \times 2 + 0.3 = 0.592 \text{ m.}$$

$$x = L \cos 60^\circ = 0.2961 \text{ m}$$

$$\text{con lo que } x + 0.08 = 0.376 \text{ m} > 0.233 \text{ m}$$

La separación vertical entre la cruceta de 20 kV, con la que se tiene un conductor de 66 kV, será igual a la calculada en el punto 6.3.2 ya que sólo depende del nivel de tensión de 66 kV.

6.4. FUNDACIONES

Se recomienda tres tipos principales de fundaciones de terminadas por el tipo de suelo:

- Fundaciones del tipo pilote en roca, sin armar
- Fundaciones del tipo parrilla de acero
- Fundaciones del tipo parrilla de acero con una losa de concreto en la base, siendo la mezcla de concreto 1:2:4 en volumen.

Estas dos últimas fundaciones se emplean en los suelos tipo depósitos coherentes.

En general a lo largo de la línea se encuentran cinco tipos de suelos, dos del tipo rocoso y los tres restantes del tipo depósitos coherentes, la clasificación general es la siguiente según el Estudio Geológico Superficial correspondiente.

Materiales involucrados	Máxima capacidad de carga admisible (Kg/cm ²)	Densidad (Tn/m ³)	Angulo de rozamiento (grados)
Rocas sedimentarias	10	2.2-2.8	> 45°
Depósitos coherentes tipo D ₁	4-6	1.8-2.2	22.5° - 32.5°
Depósitos coherentes tipo D ₂	2-3	1.8-2.2	15.0° - 22.5°
Depósitos coherentes tipo D ₃	0.5-1	1.8	15°

Los cálculos de las fundaciones se efectuaron con los valores de la tabla que tuvieron menor magnitud a excepción de la máxima capacidad de carga admisible en los suelos tipo depósitos D₃, en que se tomó el valor de 1 Kg/cm², ya que el valor de 0.5 Kg/cm² llevaría a fundaciones sobredimensionadas innecesariamente. En este y los otros casos es mejor tomar la decisión final en base a la medida directa de la máxima capacidad de carga admisible, así como de la densidad y el ángulo de rozamiento.

Para el cálculo de las fundaciones se tomó un factor de sobrecarga de 1.5 sobre las cargas verticales transversales y longitudinales ejercidas por los conductores sobre la torre y se evaluaron las fuerzas ejercidas por el viento sobre la superficie que ofrece la estructura autosoportante; se obtuvo el momento total de volteo sobre la torre y a continuación se evaluó el tiro máximo sobre cada pata de la torre:

$$TR = \frac{MT}{2 \times a} - \frac{W}{4} - \frac{V}{8} \quad (6.41)$$

MT momento total de volteo en Kg-mt
a separación entre patas de las torres en metros
W peso de la torre en kilogramos
V carga vertical total ejercida por los conductores en Kgs.
TR tiro máximo en kilogramos.

Se efectuó la verificación de que el peso del terreno que se opone al tiro TR sea mayor que éste con un factor de seguridad de 1.2 y que las presiones admisibles no sobrepasen los valores de capacidad de carga máxima admisible de los suelos.

Para los suelos depósitos D_2 y D_3 se incluyó adicionalmente un solado de concreto de mezcla 1:2:4 en volumen a fin de uniformizar las presiones sobre el terreno, lo que conduce a un ahorro en el número de perfiles angulares "L" en el fondo de la parrilla metálica y a cierta reducción en las dimensiones laterales de la fundación.

Aún para un solo tipo de torre resulta laborioso el encontrar las incógnitas, dado que éstas están interrelacionadas a través de las restricciones; por esta razón se hizo un programa en lenguaje BASIC para efectuar tanteos sucesivos con varias variables en forma simultánea e incrementando cada una de ellas en forma discreta hasta satisfacer las condiciones de diseño. Dicho programa da como resultados el lado y profundidad de la excavación, el tipo de perfil angular "L" de las montantes y de los que van en la base de la parrilla, así como el número necesario de éstos, el tipo

del canal "U" de la base, el peso total de perfiles por fundación y el costo total.

Es a partir de los resultados de este programa que se procedió a efectuar una racionalización de fundaciones a fin de tener la menor variedad de éstas y de aprovechar en la forma más conveniente los perfiles angulares; como ayuda para efectuar esta racionalización, se usaron los planos de la geología superficial del trazo de la línea Huallanca-Pallasca.

En los planos Nros. LT 013 y LT 014 se indican los tipos de fundación adoptados definitivamente, así como sus dimensiones básicas correspondientes.

6.5. CALCULO DE LA PUESTA A TIERRA

6.5.1. Selección de las configuraciones

Se selecciona la forma de puesta a tierra tipo contrapeso horizontal por su funcionalidad, ya que a partir de una configuración simple se puede formar configuraciones similares, pero de forma más grande, con simples adiciones que sirvan para terrenos con mayor resistividad.

La configuración básica es un contrapeso horizontal en forma cuadrada con dos jabalinas enterradas verticalmente a la que se pueden añadir contrapesos horizontales a lo largo de la línea para su uso en terrenos con resistividades cada vez mayores.

6.5.2. Selección del material

Se selecciona como material el cobre dado que es un metal resistente a la corrosión cuando se encuentra en un medio con condiciones favorables, encontrándose en este caso cerca de estructuras metálicas, las cuales tenderán a actuar como protectores anódicos en el proceso electroquímico. La corriente que circula por un conductor de puesta a tierra en situaciones de falla, se relaciona con la temperatura del mismo, según la siguiente fórmula:

$$I^2 = \frac{J \cdot \gamma \cdot S^2 \cdot \theta \cdot c}{\rho_{20} \cdot (1 + \alpha(\frac{\theta}{2} - 20)) t} \quad (6.42)$$

donde:

- I : corriente en amperios
- c : calor específico del conductor en cal/°C-gr
- γ : peso específico del conductor en gr/cm³
- S : sección transversal en mm²
- θ : diferencia de temperaturas en °C
- ρ_{20} : resistencia específica a 20 °C en Ohm-mm²/m
- α : coeficiente de temperatura de la resistencia
- J : es una constante de valor 4.185
- t : tiempo de duración de la falla, en segundos.

Los valores para el cobre son:

$$\begin{aligned} c &= 0.092 \text{ cal/gr-}^\circ\text{C} & \gamma &= 8.90 \text{ gr/cm}^3 \\ \alpha &= 0.0038 \text{ } 1/^\circ\text{C} & \rho_{20} &= 0.014241 \text{ Ohm-mm}^2/\text{m} \\ I &= 2550 \text{ Amp.} & \text{y} & & t &= 0.5 \text{ seg. se tiene:} \end{aligned}$$

$$S^2 \theta = 16358.35 \cdot (1 + \alpha(\frac{\theta}{2} - 20))$$

para un conductor 6 AWG con $S = 13.3 \text{ mm}^2$ se tendrá: $\theta = 103.6 \text{ }^\circ\text{C}$, lo que es aceptable, sin embargo se elige el conductor sólido de cobre N° 4 AWG por razones mecánicas, ya que en el curso de la instalación estará sometido a intenso manipuleo.

6.5.3. Cálculo de las resistencias de las configuraciones

La resistencia de un contrapeso de forma cuadrado de lado L_c enterrado a una profundidad h , teniendo el conductor del contrapeso un diámetro d_c , es:

$$R_c = 0.366 \frac{\rho}{L_{tc}} \log_{10} \left(\frac{4.25 L_{tc}}{d_c \cdot h} \right) \quad (6.43)$$

$$L_{tc} = 4 \cdot L_c \quad \rho: \text{resistividad del terreno en Ohm-m}$$

La resistencia total de dos jabalinas de longitud L_j distanciadas en D_ω y enterradas una profundidad h , siendo el diámetro de las jabalinas d_j , es:

$$R_{2j} = \frac{0.366 \cdot (K+1) \rho}{2 K L_j} \log_{10} \left(\frac{2 \cdot L_j}{d_j} \sqrt{\frac{4h + 3 L_j}{4h + L_j}} \right) \quad (6.44)$$

$$\text{donde: } K = D_\omega \cdot \ln \left(\frac{4 L_j}{d_j} \right) \quad (6.45)$$

La resistencia del conjunto contrapeso cuadrado con dos jabalinas en esquinas opuestas, es:

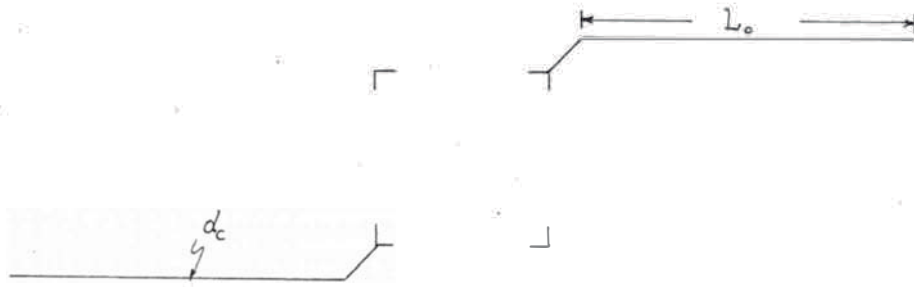
$$R_{c2j} = \frac{R_c \cdot R_{2j} - R_m^2}{R_c + R_{2j} - 2R_m} \quad (6.46)$$

donde R_m es la resistencia mútua entre los dos conjuntos da

da por:

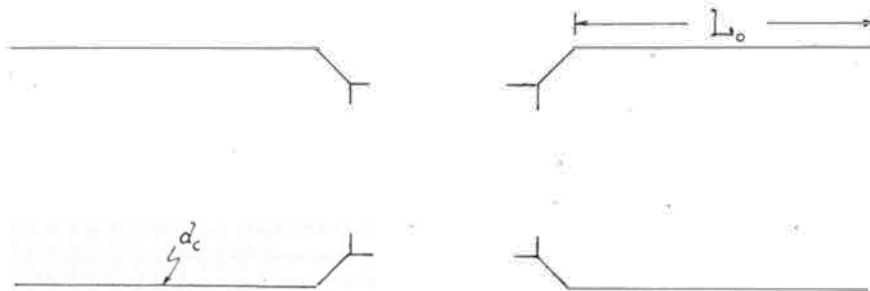
$$R_m = \frac{\rho}{\pi \cdot L_{tc}} \left(\ln \frac{1.27 \cdot L_{tc}}{L_j} + 1 \right) \quad (6.47)$$

La resistencia de un contrapeso simple, enterrado a una profundidad h , es:



$$R_{cs} = 0.183 \frac{\rho}{L_o} \left(\log_{10} \frac{4L_o}{d_c} + \log_{10} \frac{L_o}{h} - 0.25 \right) \quad (6.48)$$

Análogamente la de un contrapeso doble, es:



$$R_{cd} = 0.0915 \frac{\rho}{L_o} \left(\log_{10} \frac{4L_o}{d_c} + \log_{10} \frac{L_o}{h} + 1.265 - 0.93 \frac{h}{L_o} \right) \quad (6.49)$$

La resistencia combinada contrapeso cuadrado con 2 jabalinas + contrapeso simple R_{cjs} y la del contrapeso cuadrado con 2 jabalinas + contrapeso doble R_{cjd} vienen dadas por las si

güentes relaciones:

$$R_{cjs} = \frac{R_{cj} \cdot R_{cs}}{R_{cj} + R_{cs}} \quad (6.50)$$

$$R_{cjd} = \frac{R_{cj} \cdot R_{cd}}{R_{cj} + R_{cd}} \quad (6.51)$$

El detalle de las configuraciones y las dimensiones se encuentran en el plano N° LT 015; usando las dimensiones indicadas en dicho plano y usando las fórmulas (6.31) a (6.39), se obtiene:

$$\begin{aligned} L_c &= 3 \text{ m} & L_j &= 6' \\ h &= 0.8 \text{ m} & d_j &= 5/8'' \\ d_c &= 5.189 \text{ mm} & L_o &= \text{según tipo} \end{aligned}$$

<u>Tipo</u>	<u>Resistencia R</u>	<u>Rango de resistividad</u>
A	0.1166 ρ	0 < ρ < 150 para R ≤ 20 Ohmios
B	0.058066 ρ	150 < ρ < 300 para R ≤ 20 Ohmios
C	0.03164 ρ	300 < ρ < 600 para R ≤ 20 Ohmios
D	0.02232 ρ	600 < ρ < 900 para R ≤ 20 Ohmios
E	0.019389 ρ	900 < ρ < 1500 para R ≤ 30 Ohmios
F	0.01643 ρ	1500 < ρ

6.6. INDUCCION ELECTROSTATICA Y ELECTROMAGNETICA ENTRE LAS DOS TERNAS DE LA LINEA HUALLANCA-PALLASCA y LAS LINEAS DE COMUNICACION

El haber adoptado la configuración de dos ternas, de diferente tensión, en un mismo soporte conlleva a ciertos problemas en el mantenimiento de la línea de menor tensión, ya

que este mantenimiento deberá hacerse con la terna de 66 kV en caliente. Con respecto a este punto conviene saber a que valores llega la tensión inducida electrostáticamente por la terna de 66 kV, sobre la de 20 kV, cuando esta última se halla desconectada y aislada de tierra.

El método de cómputo de estas tensiones inducidas se encuentra explicado en la referencia [13], capítulo 3 "Electrical Conductor

Characteristics of EHV-UHV", el primer paso es calcular la Configurations and Circuits

matriz de susceptancia de toda la configuración:

$$\left| \begin{array}{c} \text{Matriz de} \\ \text{susceptancia} \end{array} \right| = 2 \pi f \left| \begin{array}{c} \text{Matriz de} \\ \text{capacitancia} \end{array} \right| \quad (6.52)$$

f : frecuencia de la red

una explicación didáctica de la matriz de capacitancia y cómo calcularla se encuentra en la referencia [15], capítulo 6 "The High-energy Transmission Line", así como en la referencia [13] antes citada, se tendrá entonces:

$$\left| \begin{array}{c} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} \text{Matriz de} \\ \text{susceptancia} \end{array} \right| \left| \begin{array}{c} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \end{array} \right| \quad (6.53)$$

donde 1, 2 y 3 se refieren a los conductores de la terna de

66 kV; 4, 5 y 6 a la de 20 kV y 7 al cable de guarda. De las condiciones antes impuestas se tendrá como incógnitas V_4 , V_5 y V_6 , dados:

$$V_1 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ \quad I_4 = 0$$

$$V_2 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle -120^\circ \quad I_5 = 0$$

$$V_3 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 120^\circ \quad I_6 = 0$$

$$V_7 = 0$$

de la ecuación (6.41) se tendrá un sistema de ecuaciones complejas lineales en V_4 , V_5 y V_6 , luego de multiplicar V_1 , V_2 , V_3 y V_7 por los respectivos elementos de la matriz de susceptancia. Todas estas operaciones se encuentran condensadas en un programa de computación que dada una configuración de conductores encuentra las matrices de susceptancia e inversa de susceptancia y que especificados los conductores con tensión resuelve el sistema de ecuaciones para obtener las tensiones inducidas electrostáticamente, los resultados se aprecian en la hoja siguiente en donde se tiene:

Tensiones inducidas electrostáticamente

$$V_4 = 7151 \text{ voltios}$$

$$V_5 = 6495 \text{ voltios}$$

$$V_6 = 2905 \text{ voltios}$$

Se puede sacar como conclusión que cuando la terna de 20 kV esté siendo reparada o bajo mantenimiento, se deberán poner todas sus fases a tierra, primero en la subestación de Pallasca y luego localmente por el operador; al ponerse a tierra

CALCULO DE INDUCCION ELECTROSTATICA TERNAS DE 66 kV Y 20 kV

CONDUCTOR No	RADIO EN METROS	COORDENADA X(mts)	COORDENADA Y(mts)
1	.005375	-2.5	15.65
2	.005375	2.5	15.65
3	.005375	-2.5	13.45
4	.00378	2.3	14.2
5	.00378	-2.3	12
6	.00378	2.3	12
7	.00396	0	19.4

MATRIZ INVERSA DE SUSCEPTANCIA (ohms-km) FILA POR FILA
413557

88094.8	413557					
123180	80490.3	406330				
85704.5	143832	83659.3	425712			
96521.2	73351.3	136225	78798.3	417682		
73351.3	96521.2	78322.3	118172	79663.9	417682	
97965.1	97965.1	77761.6	84855.2	66873	66873	438377

MATRIZ DE SUSCEPTANCIA (mhos/km) FILA POR FILA
2.87299E-06

-2.48171E-07	2.9416E-06					
-5.74822E-07	-1.80332E-07	3.02651E-06				
-2.05599E-07	-7.22851E-07	-1.90829E-07	2.88906E-06			
-3.03041E-07	-1.46875E-07	-7.17218E-07	-1.76852E-07	2.82526E-06		
-1.63615E-07	-3.12213E-07	-2.03586E-07	-5.10614E-07	-2.46129E-07	2.74709E-06	
-3.73624E-07	-3.59966E-07	-1.90699E-07	-2.13022E-07	-1.31438E-07	-1.40227E-07	2.56158E-06

TENSION EN VOLTIOS APLICADA A LOS SIGUIENTES CONDUCTORES:

CONDUCTOR 1 ----> 38105.1 +j 0
 CONDUCTOR 2 ----> -19052.6 +j-33000
 CONDUCTOR 3 ----> -19052.6 +j 33000
 CONDUCTOR 7 ----> 0 +j 0
 SI SE CONECTASEN A TIERRA LOS CONDUCTORES 4 5 6
 LA CORRIENTE QUE IRIA A TIERRA (en amperios) SERIA:
 PARA EL CONDUCTOR 4 ----> .0175567 +j-9.57361E-03
 PARA EL CONDUCTOR 5 ----> -.0188213 +j-4.91579E-03
 PARA EL CONDUCTOR 6 ----> 3.58471E-03 +j-3.59273E-03

EN CASO DE ESTAR AISLADOS ENTONCES LA TENSION INDUCIDA EN VOLTIOS SERIA:

TENSION INDUCIDA EN EL CONDUCTOR 4 ----> -3838.44 +j-6034.26
 TENSION INDUCIDA EN EL CONDUCTOR 5 ----> -2173.27 +j 6120.45
 TENSION INDUCIDA EN EL CONDUCTOR 6 ----> -2216.02 +j-1878.16

la terna de 20 kV en la subestación, las tensiones inducidas electrostáticamente quedarán prácticamente reducidas a cero, pero quedarán las tensiones inducidas electromagnéticamente por la corriente que transporta la terna de 66 kV. Para evaluar estas tensiones se obtuvo la matriz de impedancia del sistema de conductores:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Matriz de} \\ \text{impedancia} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \quad (6.54)$$

los números tienen la misma referencia que en el caso anterior

Con:

$$\begin{aligned} I_1 &= 56 \text{ amp } /0^\circ & I_4 &= 0 \\ I_2 &= 56 \text{ amp } /-120^\circ & I_5 &= 0 \\ I_3 &= 56 \text{ amp } /120^\circ & I_6 &= 0 \end{aligned}$$

por simple multiplicación con los términos apropiados de la matriz de impedancia, se obtiene:

$$\begin{aligned} V_4 &= 1.3147 /128.9^\circ \text{ voltios/Km} \\ V_5 &= 3.3704 /-138.4^\circ \text{ voltios/Km} \\ V_6 &= 1.344 /170.6^\circ \text{ voltios/Km} \end{aligned}$$

Con un paralelismo de 31 kilómetros, se tendrá:

$$\begin{aligned} V_4 &= 40.75 \text{ voltios} \\ V_5 &= 104.48 \text{ voltios} \\ V_6 &= 41.664 \text{ voltios} \end{aligned}$$

MATRIZ DE IMPEDANCIA (OHM/KM) PARA EL SISTEMA DE CONDUCTORES EQUIVALENTES

FILAS Y COLUMNAS ESTAN EN EL MISMO ORDEN QUE LA LISTA DE ENTRADA

1	0.58911E 00					
	0.98879E 00					
2	0.58515E-01	0.58911E 00				
	0.46194E 00	0.98879E 00				
3	0.58587E-01	0.58588E-01	0.58926E 00			
	0.45272E 00	0.51063E 00	0.98864E 00			
4	0.58587E-01	0.58587E-01	0.58660E-01	0.11071E 01		
	0.49933E 00	0.47265E 00	0.48972E 00	0.10148E 01		
5	0.58636E-01	0.58635E-01	0.58708E-01	0.58708E-01	0.11072E 01	
	0.45407E 00	0.46808E 00	0.51999E 00	0.51214E 00	0.10147E 01	
6	0.58635E-01	0.58635E-01	0.58708E-01	0.58708E-01	0.58756E-01	0.11072E 01
	0.46808E 00	0.45407E 00	0.48186E 00	0.54246E 00	0.53447E 00	0.10147E 01

Si bien estas tensiones no son lo que se diría elevadas, es decididamente recomendable que los operarios usen guantes aisladores y se proceda con la precaución debida en este tipo de operaciones. Una vez concluido el mantenimiento, el operador deberá interrumpir la puesta a tierra local, lo que implica interrumpir el paso de la corriente establecida por aquella (al establecer la puesta a tierra local se cerró un circuito conformado por las tres fases de la terna de 20 kV, la puesta a tierra, tanto local como en la subestación y el retorno por tierra), esta corriente depende de las resistencias de puesta a tierra local, la de las torres y la impedancia efectiva del cable de guarda.

Otro caso de interés lo constituye la inducción de tensión electrostática de la línea Huallanca-Pallasca, sobre una línea de telégrafo con retorno por tierra, suponiendo que ésta se encontrara por un instante aislada completamente de tierra. Se hallaron las matrices de susceptancia para diferentes configuraciones que difieren entre sí, sólo en la distancia entre soportes; las condiciones son:

Tensiones a neutro en la terna de 66 kV

$$V_1 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ \quad V_2 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle -120^\circ \quad V_3 = \frac{66 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 120^\circ$$

Tensiones a neutro en la terna de 20 kV

$$V_4 = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ \quad V_5 = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle -120^\circ \quad V_6 = \frac{20 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 120^\circ$$

y tensión cero en el cable de guarda. Se obtiene:

<u>Distancia entre soportes (metros)</u>	<u>Tensión induci da (voltios)</u>
10	419.2
50	29.4
200	1.6

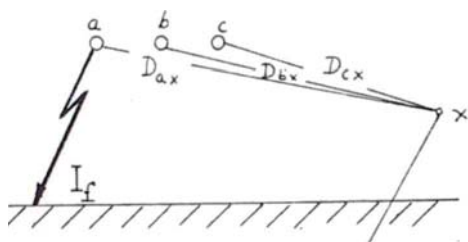
Si bien la línea de telégrafo existente en la zona tiene re-
torno por tierra, los datos arriba expuestos indican el peli-
gro que se tendría sí, guardando la línea de telégrafo y la
línea de 66/20 kV, un paralelismo prolongado con una separa-
ción de 10 metros, se procediese a efectuar una maniobra por
la cual la línea de telégrafo quedase aislada de tierra.

Las corrientes capacitivas totales que se derivan a tierra,
siempre que la línea telegráfica tenga retorno por tierra,
son:

<u>Distancia entre soportes (metros)</u>	<u>Corriente a tierra (miliamperios)</u>
10	1.232
50	0.0862
200	0.0048

la primera corriente anotada constituiría una fuente poten-
cial de ruido en el sistema local de comunicaciones.

El peligro más serio para las líneas de comunicación alámbric-
as locales con retorno por tierra, lo constituyen las tensio-
nes inducidas electromagnéticamente, por efecto de una fa-
lla línea a tierra en la terna de 66 kV. La ecuación que
da estas tensiones es:



$$D_{ex} \approx 711 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (6.55)$$

$$V_x = I_f \left(\frac{f}{60} \right) \left(0.0596 + j0.174 \cdot \log_{10} \frac{ex}{\sqrt[3]{D_a \times D_b \times D_{cx}}} \right) \quad (6.56)$$

V_x tensión longitudinal inducida en conductor x, en volt.

I_f corriente de falla en amperios

f frecuencia en hertz

ρ resistividad del suelo en Ohm/m

la distancia D es la profundidad equivalente de retorno de la corriente por tierra, para $\rho = 100$ Ohm-m, se obtiene $D = 918$ m., por lo que no es de extrañar que se tenga una gran tensión inducida de una "espira" a la otra; el criterio límite lo señala la CCITT (Comité Consultatif International Téléphonique et Télégraphique), según ésta la tensión longitudinal inducida por no más de 0.15 segundos, es de 430 voltios. Para este límite así definido se obtienen:

Distancia entre soportes (metros)	Longitud máxima de paralelismo (Km)
10	2.15
50	2.87
100	3.55
200	4.61

Se observa la poca influencia de la distancia entre soportes en los resultados, debido a que como ya se indicó, esta distancia es pequeña, comparada con las dimensiones de las "espiras" formadas por el fallo a tierra.

Un adecuado distanciamiento de las líneas telegráficas se ha tenido en cuenta en la selección de la ruta, pero debido a la mayor importancia y costo de la línea de transmisión 66/20 kV Huallanca-Pallasca, en caso que fuese necesario a posteriori un alejamiento con la línea telefónica, resulta más conveniente el efectuar la relocalización de la línea de telecomunicación en los tramos en los cuales se sobrepasara la longitud máxima de paralelismo. Por otro lado una adecuada selección de los pararrayos en los equipos de sintonización de ENTEL, son suficientes para evitar cualquier daño en los mismos o en los usuarios debido a los cortocircuitos.

C A P I T U L O 7

METRADO Y PRESUPUESTO

7.1. INTRODUCCION

El presente volumen tiene como objeto describir el análisis realizado para la obtención de las cantidades y costos de la línea de 66 kV Huallanca-Pallasca.

El presupuesto base global asciende a la cantidad de un millón setecientos treinta mil dólares (U.S. \$ 1'730,000.00).

7.2. CONSIDERACIONES EN EL METRADO DE LAS CANTIDADES

La evaluación del metrado ha requerido dividirlo en 3 partidas :

- Obras Civiles
- Suministro de Materiales; y
- Montaje Electromecánico

La determinación de la mayoría de los items ha sido obtenida directamente de las Hojas de Localización con los planos de diseño para las puestas a tierra y los planos de diseño de las fundaciones.

En el caso de la determinación de las excavaciones necesarias para la nivelación de los perfiles diagonales, se hizo un muestreo aprovechando la precisión de las curvas de nivel de la planimetría, las pendientes del perfil y la sectorización del estudio geotécnico de la ruta.

El volumen de excavación y compactación se ha estimado en un 10% mayor de lo neto requerido.

Para el estimado de caminos de acceso, se elaboró un anteproyecto de los posibles puntos a donde llegar.

El suministro de conductores incluye un 10% más de la longitud teórica proyectada de la línea para tener en cuenta des perdicios y reservas, los aisladores incluyen un 5% adicional para repuesto y se incluyen 2 torres más por el mismo motivo.

El estimado de herrajes de las cadenas de aisladores se ha realizado asumiendo que se utilicen los herrajes recomendados en las especificaciones técnicas respectivas.

Para la determinación de costos se tomó un promedio de 23,000 dólares por kilómetro y la desagregación de costos según el documento publicado por la División de Evaluación de la Demanda de Electroperú que da una desagregación de costos muy confiable para los propósitos de la presente tesis.

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO:

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
1.0.	<u>OBRAS CIVILES</u>		
1.1.	Ingeniería Local (Revisión perfil, determinación de estribos, estudio de suelos, determinación de fundaciones)	G1	G1
1.2.	Replanteo y Revisión del Perfil (Levantamiento de perfiles diagonales y replanteo)	Km	75.2
1.3.	Excavación según Perfiles Diagonales		
1.3.1.	Material suelto	m ³	150
1.3.2.	Roca	m ³	18.5
1.4.	Excavación de Fundaciones		
1.4.1.	Roca	m ³	59
1.4.2.	Material suelto	m ³	1300
1.4.3.	Material suelto con agua	m ³	39
1.5.	Relleno		
1.5.1.	Relleno compactado	m ³	1339
1.5.2.	Solado de concreto	m ³	141
1.5.3.	Concreto para fundación en roca	m ³	63.9
1.6.	Camino de acceso		
1.6.1.	Tipo I	Km	21
1.6.2.	Tipo II	Km	30
1.6.3.	Tipo III	Km	5
1.6.4.	Tipo IV	Km	39
1.6.5.	Tipo V	Km	3
1.6.6.	Tipo VI	Km	2
1.6.7.	Tipo VII	Km	
1.6.8.	Tipo VIII	Km	19
1.7.	Limpieza de Vías de Acceso Existentes		
1.8.	Deforestación	G1	G1
1.9.	Derechos de paso (e indemnización de árboles y cultivos)	G1	G1
2.0.	<u>SUMINISTRO DE MATERIALES</u>		
2.1.	Estructuras		
2.1.1.	Torre S-6	u	4
2.1.2.	Torre S-3	u	16

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO:

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
2.1.3.	Torre S+ -0	u	14
2.1.4.	Torre S + 3	u	8
2.1.5.	Torre S + 6	u	2
2.1.6.	Torre A10-6	u	6
2.1.7.	Torre A10-3	u	8
2.1.8.	Torre A10+ -0	u	13
2.1.9.	Torre A10 + 3	u	2
2.1.10	Torre A10 + 6	u	
2.1.11	Torre A25 - 6	u	3
2.1.12	Torre A25 - 3	u	7
2.1.13	Torre A25+ -0	u	5
2.1.14	Torre A25 + 3	u	4
2.1.15	Torre A25 + 6(incluye una de repuesto)	u	2
2.1.16	Torre A75 - 6	u	5
2.1.17	Torre A75 - 3	u	2
2.1.18	Torre A75+ -0	u	3
2.1.19	Torre A75 + 3	u	2
2.1.20	Torre A75 + 6	u	1
2.1.21	Torre SD - 6	u	5
2.1.22	Torre SD - 3	u	14
2.1.23	Torre SD+ -0	u	11
2.1.24	Torre SD + 3	u	1
2.1.25	Torre SD + 6	u	
2.1.26	Torre AD10-6	u	4
2.1.27	Torre AD10-3	u	5
2.1.28	Torre AD10+ -0	u	8
2.1.29	Torre AD10 + 3	u	2
2.1.30	Torre AD10 + 6	u	1
2.1.31	Torre AD30 - 6	u	4
2.1.32	Torre AD30 - 3	u	2
2.1.33	Torre AD30+ -0	u	4
2.1.34	Torre AD30 + 3	u	3
2.1.35	Torre AD30 + 6(incluye una de repuesto)	u	4
2.1.36	Torre AD60 - 6	u	4
2.1.37	Torre AD60 - 3	u	3
2.1.38	Torre AD60+ -0	u	2
2.1.39	Torre AD60 + 3	u	1

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA-

ANALIZO.

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
2.1.40	Torre AD60 + 6	u	1
2.1.41	Prueba Torre S+ -0	G1	
2.1.42	Prueba Torre SD+ -0	G1	
2.2.	Fundaciones		
2.2.1	Tipo C1	u	36
2.2.2	Tipo C2	u	52
2.2.3	Tipo C3	u	20
2.2.4	Tipo P1, Peso de acero: 78.26 Kg.	u	96
2.2.5	Tipo P2, Peso de acero: 83.4 Kg.	u	68
2.2.6	Tipo P3, Peso de acero: 91.43 Kg.	u	20
2.2.7	Tipo P4, Peso de acero: 149.13 Kg.	u	4
2.2.8	Tipo PS1, Peso de acero: 74.94 Kg.	u	152
2.2.9	Tipo PS2, Peso de acero: 104.48 Kg.	u	44
2.2.10	Tipo PS3, Peso de acero: 78.27 Kg.	u	92
2.2.11	Tipo PS4, Peso de acero: 92.71 Kg.	u	60
2.2.12	Tipo PS5, Peso de acero: 105.94 Kg.	u	8
2.2.13	Tipo PS6, Peso de acero: 125.83 Kg.	u	52
2.2.14	Tipo Ps7, Peso de acero: 150.79 Kg.	u	20
2.2.15	Tipo PS8, Peso de acero: 213.51 Kg.	u	12
2.3.	Aisladores		
2.3.1	Aislador tipo caperuza-bola similar al NGK CA501 MA	u	6448
2.4.	Conductores		
2.4.1	Conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	Km	248
2.4.2	Conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	Km	103
2.4.3	Cable de acero de 5/16" 0	Km	34
2.5.	Accesorios de aisladores		
2.5.1	Grillete de anclaje	u	797
2.5.2	Eslabón bola	u	1222
2.5.3	Casquillo-ojo	u	1222
2.5.4	Extensión horquilla-ojo	u	797
2.5.5	Extensión horquilla-eslabón	u	189
2.5.6	Grapa de suspensión para conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	296
2.5.7	Grapa de suspensión para conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	129

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO:

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
2.5.8	Grapa de anclaje para conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	567
2.5.9	Grapa de anclaje para conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	230
2.5.10	Armadura preformada para suspensión de conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	296
2.5.11	Armadura preformada para suspensión de conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	129
2.5.12	Pesa de 25 Kg.	u	13
2.6.	Accesorios de Conductores		
2.6.1	Amortiguador para conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	1272
2.6.2	Amortiguador para conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	526
2.6.3	Juntas de empalme para conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	180
2.6.4	Juntas de empalme para conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	73
2.6.5	Manguitos de reparación para conductor de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	100
2.6.6	Manguito de reparación para conductor de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	40
2.6.7	Grapa de vías paralelas de 3 pernos para conductores de aleación de aluminio de 70 mm ²	u	284
2.6.8	Grapa de vías paralelas de 3 pernos para conductores de aleación de aluminio de 35 mm ²	u	114
2.7.	Accesorios de cable de guarda		
2.7.1	Horquilla bola	u	77
2.7.2	Rótula ojo	u	77
2.7.3	Grapa de suspensión	u	43
2.7.4	Grapa de anclaje	u	77
2.7.5	Grapa paralela	u	82
2.7.6	Amortiguadores	u	526
2.7.7	Junta de empalmes	u	25
2.7.8	Manguito de reparación	u	25
2.7.9	Conector de tierra	u	82
2.8.	Herramientas para mantenimiento		
2.8.1	Juego de tierra temporaria de 25 pies de largo	u	1

MÉTRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO:

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
2.8.2	Probador de aisladores	u	1
2.8.3	Intercambiador de aisladores	u	1
2.8.4	Vehículo de patrullaje	u	1
2.8.5	Juego de dados	Jgo	3
2.8.6	Prensa hidráulica	u	1
2.8.7	Bomba hidráulica manual	u	1
2.8.8	Manómetro	u	1
2.8.9	Manguera para alta presión	u	1
2.8.10	Pasta para aplicación de empalme (mínimo 50 empalmes)	G1	G1
2.9.	Puesta a tierra		
2.9.1	Jabalina de acero galvanizado de 5/8" x 6'	u	368
2.9.2	Conductor de cobre 4 AWG	Kg	9.82
2.9.3	Conector de tierra de bronce estañado	u	368
2.9.4	Conector de dos vías de bronce estañado	u	368
3.0.	<u>MONTAJE ELECTROMECHANICO</u>		
3.1.	Montaje de Estructuras		
3.1.1	Torre S-6	u	4
3.1.2	Torre S-3	u	16
3.1.3	Torre S+ -0	u	14
3.1.4	Torre S+3	u	8
3.1.5	Torre S+6	u	2
3.1.6	Torre A10-6	u	6
3.1.7	Torre A10-3	u	8
3.1.8	Torre A10+ -0	u	13
3.1.9	Torre A10+3	u	2
3.1.10	Torre A10+6	u	
3.1.11	Torre A25-6	u	3
3.1.12	Torre A25-3	u	7
3.1.13	Torre A25+ -0	u	5
3.1.14	Torre A25+3	u	4
3.1.15	Torre A25+6	u	1
3.1.16	Torre A75-6	u	5
3.1.17	Torre A75-3	u	2
3.1.18	Torre A75+ -0	u	3

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.1.19	Torre A75+3	u	2
3.1.20	Torre A75+6	u	1
3.1.21	Torre SD-6	u	5
3.1.22	Torre SD-3	u	14
3.1.23	Torre SD+ -0	u	11
3.1.24	Torre SD+3	u	1
3.1.25	Torre SD+6	u	
3.1.26	Torre AD10-6	u	4
3.1.27	Torre AD10-3	u	5
3.1.28	Torre AD10+ -0	u	8
3.1.29	Torre AD10+3	u	2
3.1.30	Torre AD10+6	u	1
3.1.31	Torre AD30-6	u	4
3.1.32	Torre AD30-3	u	2
3.1.33	Torre AD30+ -0	u	4
3.1.34	Torre AD30+3	u	3
3.1.35	Torre AD30+6	u	3
3.1.36	Torre AD60-6	u	4
3.1.37	Torre AD60-3	u	3
3.1.38	Torre AD60+ -0	u	2
3.1.39	Torre AD60+3	u	1
3.1.40	Torre AD60+6	u	1
3.2.	Fundaciones (sólo montaje metálico)		
3.2.1	Tipo C1	u	36
3.2.2	Tipo C2	u	52
3.2.3	Tipo C3	u	20
3.2.4	Tipo P1	u	96
3.2.5	Tipo P2	u	68
3.2.6	Tipo P3	u	20
3.2.7	Tipo P4	u	4
3.2.8	Tipo PS1	u	152
3.2.9	Tipo PS2	u	44
3.2.10	Tipo PS3	u	92
3.2.11	Tipo PS4	u	60
3.2.12	Tipo PS5	u	8

METRADO DE LA LINEA DE TRANSMISION HUALLANCA-PALLASCA

FECHA:

ANALIZO:

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD
3.2.13	Tipo PS6	u	52
3.2.14	Tipo PS7	u	20
3.2.15	Tipo PS8	u	12
3.3.	Montaje de aisladores, conductores y herrajes		
3.3.1	Tramo de simple terna Huallanca-Llapo	Km	44.20
3.3.2	Tramo de doble terna Llapo-Pallasca	Km	31
3.4	Montaje puesta a tierra incluyendo mediciones		
3.4.1	Tendido de contrapeso en material suelto	m	8184
3.4.2	Tendido de contrapeso en roca	m	1168
3.4.3	Montaje de jabalinas	u	368
3.4.4	Montaje de conectores	u	736
3.5	Pruebas de la línea terminada	G1	

7.4 PRESUPUESTO

Se tiene el siguiente análisis de costos en dólares USA.

A. OBRAS CIVILES

a.1	Camino de acceso	69,200.00
a.2	Excavación, cimentación y compactación	103,800.00

B. SUMINISTRO DE MATERIALES

b.1	Estructuras	519,000.00
b.2	Conductores	259,500.00
b.3	Aisladores	86,500.00
b.4	Accesorios de cadenas y conductores	69,200.00
b.5	Varios	103,800.00

C. MONTAJE

c.1	Montaje de estructuras	259,500.00
c.2	Montaje de conductores	138,400.00
c.3	Montaje de aisladores, puesta a tierra y pruebas	121,100.00

RESUMEN

A.	OBRAS CIVILES	173,000.00
B.	SUMINISTRO DE MATERIALES	1'038,000.00
C.	MONTAJE	<u>519,000.00</u>
	TOTAL	1'730,000.00

C A P I T U L O 8

CONCLUSIONES

1. El alimentar la demanda de la zona, con la energía de la central hidroeléctrica del Cañón del Pato, presenta la más alta confiabilidad de servicio, la que se verá reforzada con los estudios que se efectúan para la regulación y aducción de la central antes mencionada.
2. Resulta más confiable y seguro el transportar la energía de demanda desde la central del Cañón del Pato hasta la zona con una línea independiente, que aprovechar los primeros 21 kilómetros de la línea a Minas "El Aguila" que ya tiene varios años de utilización y se encuentra en vías de saturación.
3. Al disponer que en un mismo soporte vayan dos ternas con diferente nivel de tensión, se tienen las siguientes consideraciones:

Es una alternativa más económica que la de utilizar soportes para cada terna, esta consideración es de máxima importancia para casos como el tratado, en el cual se cuentan con cargas pequeñas y se dá servicio eléctrico con un caracter social y de desarrollo.

Representa un menor costo por derechos de paso y expropiaciones, especialmente importante en zonas agrícolas.

- Se puede efectuar inspección y mantenimiento simultáneo de las dos ternas.

4. Debido a que el terreno de la zona presenta una topografía muy accidentada, es recomendable el uso de conductores que no sean frágiles y que soporten bien los esfuerzos al hacer grandes vanos. La aleación de aluminio presenta estas características y es, además, el más económico.
5. Debido a que el transporte de los soportes es de mayor importancia, en zonas similares a la del proyecto, en donde se debe efectuar el mismo a lugares inaccesibles para vehículos de 4 ruedas u otra maquinaria, el elegir como soporte a estructuras de celosía autosoportadas constituye una solución práctica.
El montaje de estas estructuras se puede efectuar pieza por pieza, los cuales pueden ser llevadas individualmente a mano.
6. La topografía accidentada del terreno obliga a efectuar grandes cruces con vanos mayores de 1000 metros, en muchos casos. Así como dato interesante se tienen 9 vanos mayores de 1000 metros en los 75.2 Kms. del recorrido de la línea.
7. Las tensiones inducidas electrostática y electromagnéticamente por la terna de 66 kV sobre la de 20 kV, bajo condiciones de reparación o mantenimiento con esta última terna sin energizar, pueden ser reducidas convenientemente, en sus valores o efectos, con puestas a tierra local y en la subestación. Ninguna operación de mantenimiento -con recursos limitados- puede ser efectuada fuera de esta con

dición debido a la magnitud de las tensiones inducidas.

8. El acoplamiento electrostático y electromagnético es, bajo condiciones normales de operación, despreciable.

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

ANEXO N° 1

- [1] MONENCO Montreal Engineering (Overseas) Limited, "V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú. Electrical Systems Studies. Final Report" Volumen II.
- [2] MEM, ELECTROPERU, ELECTROLIMA, EDF, SOFRELEC, "Estu dio Tarifario para el Sistema Interconectado Centro Norte. Informe Final", Lima-Paris, Junio de 1982.
- [3] L. M. CHECA, "Líneas de Transporte de Energía", Mar combo Boixareu Editores, 1979.
- [4] BBC BROWN BOVERI, "Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica", URMO, 1983.
- [5] ALUMINUM COMPANY of AMERICA, "Fundamental Heat Balan ce Equations", Paper.
- [6] IÑAKI ROUSSE, "Diseño de Líneas de Transmisión", Universidad Simón Bolívar, Caracas, 1980.
- [7] R.D. FUCHS, M. TADEU DE ALMEIDA, "Projetos Mecánicos das Linhas Aéreas de Transmissao", Centrais Eléctric os Brasileiras S/A, Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Editora Edgard Blucher Ltda.
- [8] V. BOURGSDORF, "Permanent elongation of conductors. Predictor equation and evaluation methods", Revista Electra N° 75, CIGRE, Paris, 1981.
- [9] E. MAURER, "Le calcul mécanique des lignes aériennes" Association Suisse des Electriciens, Artículo Bole tin, 1936.
- [10] A. MAUDUIT, "Installations Electriques a Haute et Ba sse Tension", Tomo 3, Ed. Dunod, Paris, 1959.
- [11] S.R. LAMBERT, "Minimum Shield Wire Size - Fault Cu rrent Considerations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, N° 3, March 1983
- [12] F. DAWALIBI, G.B. NILES, "Measurements and Computa - tions of Fault Current Distribution on Overhead Trans mission Lines", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N° 3, March 1984.

- [13] EPRI, "Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above", Electric Power Research Institute, 1979.
- [14] EDINSON ELECTRIC INSTITUTE, "EHV Transmission Line Reference Book"
- [15] OLLE I. ELGERD, "Electric Energy Systems Theory: An Introduction", Mc Graw-Hill, 1971.
- [16] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, "Código Nacional de Electricidad", 1978.
- [17] GIOVANNI BARERA, "Líneas de Transmisión. Cálculo Mecánico"

* * * * *