

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ ESTUDIO DEFINITIVO DE LINEA DE  
SUBTRANSMISION 60 KV. ENTRE  
SUBESTACION TRUJILLO NORTE Y PARTE  
OESTE DE LA CIUDAD DE TRUJILLO ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
Ingeniero Mecánico-Electricista

Carlos Fernando Añorga Vigo

Lima ✕ Perú ✕ 1989

## P R O L O G O

El presente proyecto de línea de Subtransmisión y Subestaciones de Transformación, es una contribución al mejoramiento del Sistema de Subtransmisión en la ciudad de Trujillo. El proyecto comprende ocho capítulos, los cuales son susceptibles a ampliaciones ó pequeñas modificaciones, donde espero recibir algunas críticas de parte de los lectores.

Agradezco muy especialmente a mis compañeros de trabajo del Departamento de Proyectos y Obras de Hidrandina S.A., quienes en todo momento me incentivaron y apoyaron en la elaboración del presente estudio.

Espero que pronto se concretice en obra el presente proyecto, lo que realmente me llenaría de orgullo y satisfacción.

## C O N T E N I D O

1. INTRODUCCION
2. ESTUDIO DE LA DEMANDA
3. PROBLEMATICA ELECTRICA Y CRITERIOS DE SOLUCION
4. DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LAS SUB-ESTACIONES DE TRANS  
FORMACION
5. DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA DE SUB-TRANSMISION
6. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y MONTAJE
7. METRADO Y PRESUPUESTO
8. ANALISIS ECONOMICO

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

PLANOS

TITULO: ESTUDIO DEFINITIVO DE LINEA DE SUB-TRANSMISION 60  
KV. ENTRE SUB-ESTACION TRUJILLO-NORTE Y PARTE OESU  
TE DE LA CIUDAD DE TRUJILLO.

## I N D I C E

- 1.0 INTRODUCCION
  - 1.1 Introducci3n
  - 1.2 Objetivos
  - 1.3 Antecedentes
  - 1.4 Alcances
  - 1.5 Descripci3n del Area del Proyecto
  - 1.6 Conclusiones y Recomendaciones
- 2.0 ESTUDIO DE LA DEMANDA
  - 2.1 Generalidades
  - 2.2 Estudio de la Demanda por Sectores
  - 2.3 Proyecci3n de la Demanda
- 3.0 PROBLEMATICA ELECTRICA Y CRITERIOS DE SOLUCION
  - 3.1 Generalidades
  - 3.2 Situaci3n actual del suministro el3ctrico en Alta Tensi3n.
  - 3.3 Problem3tica El3ctrica
  - 3.4 Alternativas de Soluci3n
  - 3.5 Elecci3n de la alternativa m3s conveniente.
- 4.0 DISEÑO ELECTRO-MECANICO DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSUFORMACION.
  - 4.1 Diseño Electro-mec3nico de la Sub-estaci3n de enUvío (Trujillo-Norte "C")

4.2 Diseño Electro-mecánico de la Sub-estación de recepción (Trujillo-Oeste)

5.0 DISEÑO ELECTRO-MECANICO DE LA LINEA DE SUB-TRANSMISION

5.1 Descripción de la zona

5.2 Elección de la ruta más adecuada

5.3 Cálculos eléctricos

5.4 Cálculos mecánicos del conductor

5.5 Dimensionamiento de las Estructuras

5.6 Cálculo mecánico de Soportes ó Estructuras

5.7 Cálculo de las Cimentaciones

6.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y MONTAJE

6.1 Especificaciones Técnicas de Materiales Línea de Sub-Transmisión

6.2 Especificaciones Técnicas de Montaje de Línea de Sub-Transmisión

6.3 Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales Sub-estaciones de Transformación

6.4 Especificaciones Técnicas de Montaje Sub-estaciones de Transformación

7.0 METRADO Y PRESUPUESTO

7.1 Costo de Suministros, Montaje, Transporte, Dirección Técnica y Gastos Generales Línea de Sub-transmisión 60 KV. S.E. Trujillo-Norte S.E. Trujillo - Oeste.

7.2 Costo de Suministro, Montaje, Transporte, Dirección Técnica y Gastos Generales S.E. Trujillo-Norte "C" (S.E. de envío).

7.3 Costo de Suministro, Montaje, Transporte, Dirección Técnica y Gastos Generales S.E. Trujillo-Oeste (S.E. de llegada).

7.4 Reajuste del Presupuesto por Fórmulas Polinómicas

## 8.0 ANALISIS ECONOMICO

8.1 Criterios seguidos

8.2 Proyección de Ingresos por Venta de Energía

8.3 Costo de Operación

8.4 Resultado de la Evaluación Económica.

## I. INTRODUCCION

## 1.0 INTRODUCCION

### 1.1 Introducción

Los motivos principales que nos llevaron a elaborar este proyecto, fueron los continuos problemas de Distribución de Energía Eléctrica, a nivel de Media Tensión (10 Kv) en la ciudad de Trujillo y a la Saturación de la Subestación de -- Transformación Trujillo-Sur, que actualmente ha llegado a su límite de 30 MVA con refrigeración exterior forzada. Estos problemas han llevado a la Unidad Zonal de Hidrandina S.A., a negar las solicitudes de Factibilidad Eléctrica desde las Redes de Distribución Primaria, alimentadas por la Subestación Trujillo-Sur; lo que ha traído como consecuencia una seria restricción en todos los proyectos, tanto industriales, comerciales y habitacionales que estaban programados ejecutarse en la zona de influencia de éste referido Centro de Transformación.

### 1.2 Objetivos

El estudio definitivo de la Línea de Subtransmisión entre la Subestación Trujillo-Norte y la parte Oeste de la Unidad de Trujillo, tiene los siguientes objetivos:

- Atender la demanda eléctrica en la zona Nor-Oeste de la Unidad de Trujillo.
- Reducir la longitud de las radiales en 10 Kv, que parten de la S.E. Trujillo-Sur, y abaste -



cen a la zona Nor-Oeste; lo que trae como consecuencia mejorar los niveles de tensión en la Distribución Primaria

- Descargar la S.E. Trujillo-Sur, la que a la fecha se encuentra trabajando en condiciones de sobrecarga.
- Atender la Máxima Demanda insatisfecha en la zona de influencia de la S.E. Trujillo-Sur.
- Reducir los porcentajes de Pérdidas de energía eléctrica en la Distribución Primaria.
- Mejorar los niveles de tensión de Distribución Primaria de las radiales en 10 Kv que son alimentadas desde la subestación Trujillo-Norte.
- Descargar la S.E. Trujillo-Norte.

### 1.3 Antecedentes

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad, contrató con fecha 21 de Junio de 1,972 los servicios de la firma P y V Ingenieros S.A., para realizar el estudio definitivo de las Redes de Distribución en la ciudad de Trujillo y lugares aledaños. Dicho estudio consistía en el mejoramiento sustancial de las Redes de Distribución tanto Primarias como Secundarias, con el fin de dotar a la ciudad de Trujillo y poblados aledaños, de un sistema eléctrico confiable y seguro.

En el mes de Mayo de 1,984 la Gerencia de Operaciones de Electroperú S.A., autorizó a su Regional Norte-Medio, a realizar un estudio de Diagnóstico de Redes de Distribución en Trujillo y anexos, con la finalidad de presentar términos de referencia para un estudio posterior especializado.

El 01 de Junio de 1,984 la Empresa Regional Electrone Norte Medio Hidrandina S.A. asume la responsabilidad del estudio.

En Febrero del año 1,985 se culminan los estudios de Diagnóstico, que entre sus recomendaciones incluía la reducción de carga en la S.E. Trujillo-Sur.

#### 1.4 Alcances

El proyecto contempla la ejecución de una línea de Subtransmisión en 60 Kv, desde la S.E. Trujillo-Norte hasta una S.E. de transformación proyectada, que estará ubicada en la parte Nor-Oeste de la ciudad de Trujillo, detrás del Barrio Vista Hermosa y al costado de la Universidad Nacional de Trujillo.

El estudio también contempla el diseño de dos centros de Transformación, uno de salida 138/60 Kv y otro de llegada 60/10 Kv. Se ha efectuado -

el estudio de Máxima Demanda en forma rigurosa, utilizándose datos reales obtenidos in situ.

Con este proyecto, creemos que se está contribuyendo a solucionar el grave problema de Distribución de energía eléctrica que aqueja a la ciudad de Trujillo.

## 1.5 Descripción del área del proyecto

### 1.5.1 Ubicación

El área de influencia del proyecto, se localiza en la parte Nor-Oeste de la ciudad de Trujillo. La línea de Subtransmisión - materia del presente estudio, tiene su punto de partida en la subestación Trujillo-Norte "B" , ubicada en el kilómetro 556 de la carretera Panamericana Norte y su punto de llegada es la subestación Trujillo-Oeste proyectada, cuya ubicación se ha considerado en la parte Nor-Oeste de Trujillo, detrás del barrio de Vista Hermosa.

### 1.5.2 Clima

La zona del estudio presenta un clima cálido y húmedo, con temperaturas medias mensuales, que oscilan entre 13°C y 30°C y extremas entre los 10 y 34°C.

Se han registrado en el área vientos has-

ta de 60 Km/hora; la humedad relativa alcanza valores altos con frecuencia comprendidos entre 80 y 90%. La atmósfera es corrosiva, contiene polvo en suspensión, ceniza producto de la quema de la caña de azúcar, humedad y contaminación salina - proveniente del mar.

### 1.5.3 Topografía

El área del proyecto, está ubicada entre los 20 y 115 m.s.n.m., el terreno es aluvial y mayormente plano.

### 1.5.4 Hidrología

Las lluvias son escasas, sin embargo cabe mencionar que excepcionalmente se han presentado en el área lluvias torrenciales.

### 1.5.5 Instalaciones eléctricas existentes

Se tienen las siguientes instalaciones existentes:

- S.E. Trujillo-Norte "A" 100 MVA
- S.E. Trujillo-Norte "B" 25 MVA
- Subestación Trujillo-Sur 30 MVA
- Subestación Trujillo-Este (El Porvenir) 12.5 MVA.
- Líneas de transmisión y Subtransmisión - 138 Kv.
- Línea de Subtransmisión Trujillo-Salave-

rry 33 Kv.

- Líneas de Distribución Primaria 10 Kv.
- Líneas de Distribución Secundaria 220 v,  
380/220 v.

#### 1.6 Conclusiones y Recomendaciones

- El estudio definitivo que se ha presentado, de be tener un orden de ejecución prioritario, de bido a que viene a solucionar una serie de pro blemas que se han venido presentando en la Dis tribución de energía eléctrica en la ciudad de Trujillo.
- Como se puede observar en el presupuesto, el costo del proyecto es bastante elevado, lo que trae como consecuencia que se deba buscar un financiamiento exterior, en entidades crediticias, tales como el BID, FMI, Banco Mundial, etc.
- La ejecución de la obra, debe ser llevada a ca bo, mediante una Licitación Internacional, la cual debe ser programada por Electroperú S.A. y debe de incluir el financiamiento respectivo.
- La Industria Nacional puede proporcionar: mate riales de concreto armado, ferretería, estructuras metálicas, estructuras civiles, y mano de obra calificada.

Los equipos electromecánicos y basicamente el

conductor debe ser importado.

- Previamente a la ejecución de los trabajos se debe coordinar con las entidades correspondientes, a fin de garantizar los terrenos para las sub-estaciones y el paso de servidumbre.
- El presente trabajo incluye el estudio en deta -lle de la línea de Sub-transmisión, por lo cual, ésta puede ser ejecutada sin mayor problema siguiendo los lineamientos del proyecto.

En lo que se refiere a las Sub-estaciones de --Transformación, en el presente estudio se han seleccionado los equipos electromecánicos fundamentales, faltando la Ingeniería de detalle que será elaborada por una compañía especializada.

- Inicialmente se ha proyectado ejecutar la línea de sub-transmisión únicamente con una sólo terna garantizándose de ésta manera la Demanda Eléctrica de la Sub-estación Trujillo-Oeste; posterior-mente cuando se efectuen intercambios de carga -entre las Sub-estaciones de Transformación se -montará la Segunda Terna para así garantizar los anillajes respectivos.

## II. ESTUDIO DE LA DEMANDA

## 2.0 ESTUDIO DE LA DEMANDA

### 2.1 Generalidades

El estudio que a continuación se expone, tiene como objeto determinar la Máxima Demanda y el consumo de energía en la zona considerada, los cuales son parámetros muy importantes para el diseño definitivo de la línea de subtransmisión y de las subestaciones de transformación.

El Banco de Datos que se ha analizado en el presente estudio, es un trabajo paciente que fue realizado por la "Comisión de Diagnóstico de Redes Eléctricas en la ciudad de Trujillo"; basados en éstos datos se han hecho análisis y proyecciones correspondientes.

#### 2.1.1 Descripción de la zona de influencia del estudio de máxima demanda.

La zona de estudio de la Máxima Demanda, pertenece al sector nor-oeste de la ciudad de Trujillo, comprende los siguientes barrios y urbanizaciones: P.J. Víctor Larco P.J. Vista Alegre, Urb. Santa Edelmira, Urb. Santa Isabel, Urb. Fátima, Urb. California, Urb. La Merced, Urb. Los Pinos, Urb. San Andres, Ciudad Universitaria, P. J. Ciro Alegría, P.J. Nuevo Perú, también incluye las siguientes urbanizaciones: Trupal, Las Capullanas, El Alambre, Faus-



tino Sánchez Carrión, Santa Isabel, Santa Inés, Barrio Médico, Mochica, San Fernando, Primavera, Santa Leonor, Miraflores, - Los Fresnos, Las Quintanas, Huerta Grande y los estadios Mansiche y Gran Chimú.

Así mismo están comprendidas zonas que en la fecha no están electrificadas, pero - que están incluidas dentro del plan de expansión del Consejo Municipal a través de la División de Asentamientos Humanos, las cuales figuran entre las zonas aledañas, - tal como se puede observar en el plano N. CAV-01 Lámina N. 01

La zona de influencia de este estudio, con tiene una subzona Industrial en el sector de Santa Leonor, donde se concentran tanto industrias medianas como industrias mayores tales como Compactadores, Fiansa Galletera del Norte, Tuvisa, Norsac, Faje - norsa, etc. también cuenta con subzonas - residenciales, de acuerdo a la siguiente característica:

Zonas Residenciales	Densidad Hab/ha Bruta
RDA resid.densidad alta	530-1350
RDM-1 " "	media 185-250
RDM-2 " "	media 300-330

RDB-1	resid.	densidad	baja	60
RDB-2	"	"	"	100

Fuente: Dirección de Planificación Urbana y Asentamientos Humanos, Concejo Provincial de Trujillo.

### 2.1.2 Aspectos Socio-Económicos

La zona en estudio básicamente está constituido desde el punto de vista socio-económico, por dos actividades principales: La industrial, ubicada en la zona de Santa Leonor y la comercial diseminada en toda la zona.

También es muy importante el sector electrobombas, ya que la ciudad de Trujillo no -- cuenta con agua para el consumo humano proveniente del represamiento de un río, sino que tiene que bombearse agua subterránea - desde la capa freática existente en su subsuelo, éste servicio lo cumple la empresa - estatal SEDAPAT, que ya ha hecho un estudio de requerimiento energético en la zona, para poder utilizar sus electrobombas.

Desde el punto de vista social, se puede decir que en la referida zona existe gente de clase media alta, clase media baja y gente

de escasos recursos económicos que viven en barrios marginales, que poco a poco han ido dotándose de los servicios indispensables entre ellos la electricidad.

En ésta zona está situado el complejo recreativo Mansiche, que cuenta con el Estadio Mansiche, el Coliseo Gran Chimú y con la cancha de calentamiento para la práctica del Voleyball y ultimamente que se ha integrado a este complejo la piscina olímpica.

También se cuenta con la ciudad Universitaria que ocupa una gran extensión en el barrio de San Andrés, donde se concentran la gran mayoría de facultades.

### 2.1.3 Crecimiento Demográfico

Según los datos proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística INE, según el censo de 1,981, la población total de la provincia de Trujillo llegó a 538,770 habitantes, siendo la población urbana de 484,179 habitantes y rural de 54,591 ( ver cuadro N. 2.1)

Generalmente las provincias de la costa presentan tasas de crecimiento superiores

y ascendentes, es decir lo contrario al me dio andino, que presentan tasas de creci - miento inferiores y descendentes. La pro - vincia de Trujillo destaca con tasas de - crecimiento promedio anual, superiores al alcanzado a nivel departamental, con tasa - promedio intercensal 1972-1981 de 3.5%.

Las tasas de mortalidad en el Departamento de La Libertad, así como en la provincia - de Trujillo, durante los últimos años son bastante bajos, comparados con los que se dan a nivel nacional.

La intensidad migratoria en la provincia - de Trujillo es ascendente, no así en las - provincias del medio andino, donde la po - blación migrante adquiere porcentajes peque ños en comparación con la población nativa.

2.1.4 Estructura urbana de la ciudad de Trujillo  
Actualmente la ciudad de Trujillo manifie g ta una alta concentración urbana albergan - do en el año de 1981 al 77% de la población urbana departamental.

En forma extensiva el desarrollo urbano se halla polarizado en la costa, donde se ubi ca n las ocho ciudades de mayor rango pobla ca

cional después de Trujillo, las que sin em  
bargo se hallan en el rango de 10,000 a -  
49,000 habitantes y en su conjunto sólo al  
bergan el 14% de la población departamen -  
tal.

La naturaleza de la estructura así descri-  
ta contiene tendencias positivas y negati-  
vas.

En cuanto a las positivas, se evidencia a  
partir de la aparición de economías de es-  
cala, de distancia y de aglomeración que  
implica las funciones de producción consu-  
mo, prestación de servicios, dotación de -  
infraestructura, etc.

Con respecto a las tendencias negativas, -  
surge el efecto de la polarización que la  
ciudad de Trujillo y en forma extensiva la  
costa del departamento, ha provocado en el  
proceso de concentración urbana, situación  
que sin embargo debe ser ponderada en la -  
medida que a nivel nacional, el crecimien-  
to de ésta ciudad resulta satisfactorio -  
como elemento compensatorio, al gran polo  
poblacional que es Lima.

#### 2.1.5 Desarrollo poblacional de la ciudad de Truu

jillo.

El Desarrollo Poblacional se realiza tomando como base la información proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística - (INE), de los censos de 1961, 1972 y 1981, tomaremos los valores de tasas de crecimiento intercensal, según estos resultados proyectaremos la población tomando como año base, el último censo de 1981.

Así tenemos que en el período intercensal 1961-1972 tenemos una tasa de crecimiento intercensal de 2.8%, en el período entre 1972-1981 la tasa es de 3.53% y por último entre 1961-1981 la tasa de crecimiento intercensal es de 3.13%.

Con estos datos establecemos tres hipótesis de crecimiento poblacional, y haremos la respectiva proyección para al final escoger la tasa más adecuada. (Ver cuadro N. 2.1).

En la proyección anterior hemos supuesto que la población crece en forma exponencial cuya fórmula es la siguiente:

$$P_f = P_0 (1 + t)^n \dots\dots\dots$$

Donde:  $P_f$  = Población en el último año de

la proyección.

$P_0$  = Población en el año inicial ó año base

t = Tasa de crecimiento poblacional.

n = Periodo a proyectarse (años)

Para nuestro estudio tomaremos como tasa de crecimiento poblacional referencial, el valor promedio de las tres hipótesis planteadas; es decir 3.153%.

#### 2.1.6 Período de Estudio

El estudio de la Demanda, será realizada para un período de uso de la red y de la subestación de Transformación de 25 años, ya que después de pasado ese período estaríamos en la necesidad de reforzar la red y/o ampliar la subestación. Pensando en un período de culminación del proyecto y concretización de las obras ampliaremos nuestro horizonte de estudio a 28 años.

Para el presente estudio definimos:

- Año Base de datos.....Año 1985
- Año Cero.....Año 1988
- Año uno del estudio.....Año 1989
- Año 28 del estudio.....Año 2016
- Todos los datos que se consignan son al 31 de Diciembre del año respectivo, salvo que se indique lo contrario.

Dentro del período de estudio de la demanda podemos distinguir tres etapas que tendrán características muy importantes:

- Primera Etapa

Actualización del Banco de datos desde el año 1985 hasta el año 1988, con tasas reales de crecimiento.

- Segunda Etapa

Son los tres primeros años, a partir del año 1989, donde se completan los estudios de implementación del proyecto y se ejecutan las obras.

- Tercera Etapa

Correspondiente a los años posteriores a 1992 y se caracteriza porque la demanda crece a un ritmo constante y sostenido, producto de la oferta y la demanda de energía eléctrica.

## 2.2 Estudio de la Demanda por Sectores

El estudio de la Demanda, comprende la determinación de los valores de Máxima Demanda de Potencia, Consumo de Energía y Número de usuarios, para el período de estudio en sus diferentes etapas.

El estudio se realiza sectorizando las necesidades en:



- Sector Industrial
- Sector Doméstico
- Sector Comercial
- Sector Centros de Bombeo de Agua
- Sector Cargas especiales
- Sector Alumbrado Público

### 2.2.1 Estudio de Demanda del Sector Industrial.

#### a) Introducción

El presente análisis, es realizado para determinar la Máxima Demanda de los usuarios industriales en la zona de influencia del estudio de la Demanda.

Entre los usuarios industriales tenemos de tres tipos, industrias mayores, cuya potencia instalada y/o contratada es mayor ó igual que 50 Kw, industrias medianas cuya potencia instalada y/o contratada está entre 15 y 49 Kw e industrias menores cuya potencia instalada y/o contratada está entre 1 y 14 Kw.

Aproximadamente en el sector, tenemos una capacidad instalada de los usuarios industriales mayores de 3 Mw, entre las principales industrias se cuentan a: Razzeto y Nestorovich (industria de embutidos), Carrocerías Morillas (carroce -

rías metálicas), Tuvisa (tubos plásticos), Norsac (sacos de polipropileno), Fiansa (implementos agrícolas), Compañía Industrial Nor-Peruana Coca Cola -- (bebidas gaseosas), Casavar (curtiembre) Galletera del Norte (galletas), Avícola RHG (incubadora), etc.

En lo que respecta a las industrias medianas y menores, están alimentadas en baja tensión y básicamente están formadas por industrias de calzado, factorías muebles, metal mecánica, establos, panaderías, aserraderos , etc. Gran parte de éstas industrias no se hallan registradas en el Ministerio de Industria y Turismo, por lo cual se hallan dentro del sector informal, pero que forman parte importante en el sector Productivo Regional.

A fin de depurar los listados de usuarios se ha tenido en cuenta que, INDUSTRIA es toda aquella empresa dedicada a una ACTIVIDAD PRODUCTIVA específica, separándolas de aquellas que realizan todo tipo de actividad y asignándoles el código CIIU (Clasificación Industrial Interna -

cional Uniforme) que agrupa a las industrias similares de acuerdo a su actividad preponderante.

b) Metodología Empleada

Para la determinación de la Máxima Demanda actual de este importante sector, se ha analizado dos Métodos: El Método de las Encuestas y el Método de Deducción de los Diagramas de Carga reales tomados de la respectiva subestación de alimentación.

- Método de las Encuestas

A través del Método de las Encuestas, se ha podido determinar datos de: Potencia Instalada, Potencia Contratada Máxima Demanda Facturada y Consumo de Energía, en algunos casos por razones diversas, no se pudieron obtener algunos de éstos datos y se estimó de acuerdo a industrias similares, es decir dedicadas a la misma actividad productiva y con igual o cercana potencia instalada.

Para determinar la Máxima Demanda en algunas industrias, se ha hecho uso de un factor de demanda promedio, calcu-

lado en base a datos de otras industrias similares y también a través, del diagrama de carga típico, el mismo que fue elaborado en función del horario de operación de sus instalaciones.

La Máxima Demanda para las industrias medias y menores, serán estimadas en base a las encuestas realizadas por el "Diagnóstico de Redes Eléctricas - en la ciudad de Trujillo" elaborado por Hidrandina S.A.

El Método de las Encuestas ofrece ventajas tales como: alto porcentaje de respuestas provenientes de ingenieros de producción, ingenieros de mantenimiento, y dueños en el caso de industrias menores, selección de muestras representativas, pero también ofrece ciertas desventajas como: dificultad de seleccionar a la persona, proceso lento y costoso que requiere de una organización compleja y una supervisión eficaz. En las encuestas realizadas se incluyen preguntas tipo, tales como:

- . Datos generales (nombre, dirección, propietario, productos que fabrican área del terreno).
  - . Producción (Volumen de producción - por año, pronóstico)
  - . Energía Eléctrica (tensión de servicio, potencia instalada, máxima demanda, pronóstico de la demanda).
  - . Subestación (tipo, potencia del transformador, circuito alimentador, tipo y calibre de cable, longitud del alimentador).
  - . Futuras ampliaciones, factor de potencia, datos de facturación de energía, potencia proyectada.
  - . Suministro eléctrico (horario de operación de las instalaciones, preguntas sobre fallas en el suministro).
- Método de Deducción a partir de los Diagramas de Carga.

Teniendo en cuenta que se dispone actualmente de todos los diagramas de carga de las subestaciones de Trujillo y poblados aledaños, efectuaremos la deducción de la máxima demanda actual del sector industrial. Esta deducción

la haremos para los industriales mayores alimentados en alta tensión, y simulando un diagrama de carga típico, lo haremos para los industriales mayores alimentados en baja tensión. Se ha considerado para la suma de los diagramas de carga, que éstos no varían día a día, ya que para diferentes subestaciones, las lecturas fueron tomadas en días diferentes, por contar solamente con un número determinado de registradores.

Para la realización de los diagramas de carga, se contó con dos equipos registradores de carga y su instalación y control estuvo a cargo de técnicos de Hidrandina S.A. y la tabulación como diagrama, estuvo a cargo del personal que efectuó el "Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo".

El equipo registrador de carga consta de los siguientes elementos:

- Un registrador de carga marca YOKOGAWA ELECTRIC tipo YEW 3005, con una escala de 0 a 2,000 w y una ten-

si3n de alimentaci3n de 110 v.

- . Dos transformadores de corriente tipo pinza con rangos de: 1,000/5, - 500/5, 250/5 A.
- . Dos transformadores de tensi3n de 380/220.110 V.
- . Papel gr3fico CHART KFD-80 con escala de 0 a 80.

### c) An3lisis

En el an3lisis del sector industrial, utilizaremos una combinaci3n de los M3todos de Encuestas y el de Deducci3n a - partir de los Diagramas de Carga. Para una mejor adecuaci3n del an3lisis, se - ha dividido las industrias en dos grandes grupos: Industrias mayores e industrias medianas y menores.

#### - An3lisis en Industrias Mayores.

Dentro de las Industrias Mayores, distinguimos dos tipos:

- . Industrias Mayores alimentadas en - A.T.(10 Kv). En este tipo de industrias, se han instalado registradores en sus instalaciones, los que - han dado Diagramas de Cargas reales 3stos datos se est3n presentando directamente en el cuadro N. 2.5.

- . Industrias Mayores alimentadas en B.T. (380/220 v). Debido a la dificultad de obtener datos por registradores, en éste tipo de Industrias se ha utilizado el Método de las Encuestas.

Se ha tomado como referencia el cuadro N. 2.2 (características Eléctricas de las Industrias Mayores obtenidas mediante encuesta), utilizándose las cifras de Máxima Demanda de las Industrias en mención y se ha aproximado su Diagrama de Carga a uno típico, teniendo como referencia el horario de operación de sus instalaciones, las que se muestran en el cuadro N. 2.3 (características de Industrias Mayores alimentadas en baja tensión, método de las encuestas). Los Diagramas de Carga, así obtenidos, de las Industrias Mayores alimentadas en B.T. se han integrado hora a hora, a las Industrias Mayores alimentadas en A.T., tal como se muestra en el cuadro N. 2.5.



En el cuadro N. 2.4 (característica de Producción de las Industrias Mayores) se observa la actividad principal que desarrollan éstas industrias y el volumen de Producción hasta el año 1988, lo que nos da un índice del crecimiento energético que debemos ofertar, para satisfacer sus demandas.

- Análisis en Industrias Medianas y Menores.

El total de las cargas Industriales Medianas y Menores son alimentadas en baja tensión, por lo cual no se disponen de Diagramas de Carga individuales, en vista de esto, hemos utilizado el Método de las Encuestas, realizado por el "Diagnóstico de Redes de Trujillo" Hidrandina S.A.

El cuadro N. 2.6 (máxima Demanda para Industrias Medianas y Menores, Método de las Encuestas) se pueden observar parámetros, tales como: Número de usuarios, Máxima Demanda no coincidente, Factor de Simultaneidad y Máxima Demanda (coincidente); en éste cuadro el --

factor de simultaneidad es estimado y disminuye con el número de usuarios.

Los datos consignados en el cuadro N. 2.7, correspondiente a las Demandas Horarias del sector Industrial Medio y Menor, han sido obtenidas por comparación con un diagrama típico de una zona similar, que contiene un alto porcentaje de cargas Industriales Menores y Medianas, éste diagrama tipo lo obtuvimos de la subestación N. 258 situada en el PP.JJ. El Porvenir, donde se concentran un alto porcentaje de Industrias básicamente informales. Para efectos de la obtención de tales datos se ha considerado que el factor de carga es el mismo.

#### d) Resultados

Para obtener los valores del diagrama de carga total del sector industrial, sumaremos hora a hora los valores de Demanda de Potencia de los cuadros N. 2.5 y 2.7, lo que se puede apreciar en el cuadro N. 2.8 y en el Diagrama de Carga de la fig. N. 2.1.

## 2.2.2 Estudio de Demanda del Sector Doméstico.

### a) Introducción

El Sector Doméstico ó Residencial, representa un porcentaje importante de energía que consume la ciudad de Trujillo, esto lo observamos claramente en el cuadro N. 2.9 (Facturación en la ciudad de Trujillo los años de 1983 y -- 1984), donde se observa que éste sector, representa el 40.47% del total de la energía facturada.

En la zona de influencia del proyecto, el crecimiento de viviendas es horizontal, existiendo pocos edificios de más de 4 pisos. Se pueden distinguir hasta tres tipos de viviendas: residenciales de tipo "A", con casas de material noble de 2 y de 3 pisos que cuentan con todos los servicios indispensables; vivendas tipo residencial "B", con casas de material noble de un piso con todos los servicios necesarios, y vivendas residenciales tipo "C" en los llamados Pueblos Jóvenes, donde la población recién está en vías de instalar sus servicios indispensables.

## b) Metodología Empleada

En éste sector la unidad de consumo es la familia ó vivienda, por lo cual haremos un análisis estimativo de la Máxima Demanda de un consumidor doméstico.

Se deducirá el Diagrama de Carga diario diversificado para un consumidor, éste Diagrama se multiplicará por el número de usuarios calculados para este fin, obteniéndose el Diagrama de Carga total para el sector en el año 0, es decir 1988.

## c) Análisis

- Análisis del Diagrama de Carga diversificado de un consumidor.

El consumo de energía eléctrica en el sector doméstico puede dividirse en: Iluminación y Artefactos electrodomésticos.

## . Iluminación

En vista que todas las viviendas tienen el mismo número de habitaciones, consideraremos que en promedio éstas tienen 6 (sala, comedor, baño 2 dormitorios, patio).

Asignándoles lámparas de 50 Watts a cada una, tendríamos una potencia instalada de 300 W. en iluminación.

. Artefactos electrodomésticos

De acuerdo a los resultados de los últimos censos y de nuestra experiencia, por conocer muchos años la zona de estudio, se puede establecer que los artefactos de mayor uso son: radio, televisor, refrigeradora, ventilador, plancha, licuadora, y otros (motores, máquinas de coser eléctricas, etc.) En el cuadro N. 2.10 (Distribución del uso de artefactos electrodomésticos) podemos apreciar: porcentaje de familias que poseen el artefacto, potencia nominal del artefacto y la participación en el promedio general (porcentaje de familias multiplicado por la potencia nominal).

En vista de que el Diagrama de Carga de una población cualquiera, refleja aspectos socio-económicos de la gente, hemos analizado en nuestro caso las costumbres y el modo

de vida de la población.

En la figura N. 2.2 (Diagrama de Carga diario de un consumidor doméstico promedio), se han integrado los Diagramas de iluminación y de artefactos electrodomésticos. Para la confección de dicho Diagrama se han empleado los siguientes criterios:

- La refrigeradora opera las 24 horas en forma intermitente.
- Se inician las actividades a las 06 horas y se encienden dos lámparas (una del dormitorio y otra del baño) y se prende la radio.
- A las 07 horas se apagan las dos lámparas, en vista que amanece.
- De 06 a 12 horas se usa un artefacto que puede ser el radio ó el televisor.
- Entre las 10 y 20 horas se usa el ventilador, (en tiempo de calor).
- Entre las 12 y 17 horas la televisión.
- Entre las 17 y 18 horas plancha.
- Entre las 18 y 23 horas ilumina-

ción y televisión.

En la figura N. 2.3 (Diagrama de Carga diario de un consumidor diversificado del sector doméstico), podemos apreciar las Demandas horarias diversificadas, para lo cual se han empleado factores diferentes para cada artefacto, según el siguiente detalle:

- Iluminación.....0.7...Variable
- Refrigeradora...0.6
- Radio, T.V.....0.7...Variable
- Plancha.....0.2
- Ventilador.....0.5

En las horas de punta se han tomado factores variables, debido a que en esas horas la demanda se diversifica bastante.

Se ha asumido un factor de diversificación para la Máxima Demanda de 0.8, lo que nos conduce a una Máxima Demanda Diversificada de 312 W/por consumidor.

### 2.2.3 Estudio de Demanda del Sector Comercial.

#### a) Introducción

El Sector comercial, básicamente está conformado por tiendas, restaurantes, bazares y comercios generales, el área del estudio no es predominantemente comercial.

Para el año base del estudio se ha determinado aproximadamente, que el número de usuarios comerciales es de 700 - (en base a datos de facturación).

#### b) Metodología Empleada

Se deducirá el Diagrama de Carga diversificado teórico para un consumidor comercial, éste Diagrama se multiplicará por el número de usuarios que será variable con el tiempo, según una tasa de crecimiento que se deducirá posteriormente.

#### c) Análisis

**Tomando** en consideración que la carga comercial está básicamente conformada por cargas pequeñas, tales como tiendas y restaurantes, deduciremos el diagrama de carga típico, en base a las siguientes consideraciones:



- Existe una carga constante durante las 24 horas, que funciona en forma intermitente (equipos de refrigeración y congelamiento).
- Una parte de los usuarios comerciales, inician sus actividades a las 8 otros a las 10 horas.
- Existen comercios que trabajan en horario partido descansando al medio día, otros como bares y restaurantes trabajan de 8 horas a 21 horas.
- La Máxima Demanda básicamente está conformada por la iluminación.

#### d) Resultados

Los resultados podemos apreciarlos en el Diagrama de Carga para un consumidor comercial diversificado, que se muestra en la figura N. 2.4.

### 2.2.4 Estudio de Demanda Sector Bombas de Agua

#### a) Introducción

El Sector bombas de agua representa un porcentaje importante en el consumo de energía de la ciudad de Trujillo, debido a que el 100% del agua que se consume en el sector doméstico, proviene de la napa acuífera subterránea.

En el cuadro 2.11 se tiene información referente a los pozos en operación y a los pozos proyectados (datos obtenidos de SEDAPAT).

b) Metodología Empleada

Se deducirá el Diagrama de Carga de todo el sector para el año Base de Datos (1985), y de acuerdo a las consideraciones, que se han obtenido de fuentes oficiales.

- Las electrobombas comienzan a trabajar a las 6 horas hasta las 9 horas, el factor de simultaneidad en éste período es bajo, ya que el funcionamiento de los motores es alternado y la energía eléctrica que necesitan se diversifica bastante.
- Entre las 9 horas y 12 horas se produce la Máxima Demanda, con un factor de simultaneidad alto, debido a que las bombas coinciden su funcionamiento.
- Entre las 12 y 20 horas el factor de simultaneidad baja, debido a que el consumo de agua disminuye y están operando los reservorios de agua, por lo cual la demanda de energía se vuel

ve constante con un factor de simultaneidad bajo.

- A las 22 horas dejan de funcionar las bombas.

d) Resultados

En el cuadro N. 2.11 se puede observar la potencia instalada de los equipos de Sedapat en la zona de estudio.

El Diagrama de carga para todo el sector electrobombas el año Base de Datos, (1985) lo podemos apreciar en la figura N. 2.5, y para el año 2,006 (año 18) en la figura N. 2.6. Estos datos han sido obtenidos de Sedapat.

2.2.5 Estudio de Demanda sector cargas generales

a) Introducción

Dentro del sector Cargas Generales, consideraremos los suministros que no pueden ser catalogados en los anteriormente nombrados.

Entre los principales usuarios de éste sector tenemos:

- Oficinas de los Ministerios Públicos
- Oficinas del IPSS
- Colegios
- Universidad Nacional de Trujillo

- Estadio Mansiche y Coliseo Gran Chimu (IPD)
- Centros de Salud
- Comisarías, Hoteles, Cines, Iglesias, Grifos, etc.

b) Metodología Empleada

El estudio de demanda de éste sector, - lo analizaremos, tomando como referen - cia cargas alimentadas en baja tensión y alta tensión.

- Cargas Generales alimentadas en Alta Tensión (10 Kv).

Entre estas tenemos:

- . Colegio Nacional San Juan
- . Universidad Nacional de Trujillo
- . Estadio Mansiche y Coliseo Gran -- Chimu.
- . Hospital Regional

- Cargas Generales alimentadas en Baja Tensión

Estimaremos de acuerdo a un Diagrama- de Carga teórico y en base a ciertas consideraciones.

c) Análisis

Con respecto a las Cargas Generales ali- mentadas en Alta Tensión, tenemos los -

Diagramas de Carga respectivos, los cuales los sumaremos hora a hora para obtener el total en Alta Tensión.

Las consideraciones adoptadas para las cargas en Baja Tensión son las siguientes:

- Las Oficinas Administrativas (Asentamientos Humanos, Registros Públicos, IPSS, Corlib, Instituto Nacional de Estadística, etc), trabajan entre las 08 y 12 horas en la mañana y entre las 15 y 19 horas en la tarde. Se considera un factor de simultaneidad alto.
- Las Comisarías siguen el mismo comportamiento que las Oficinas Administrativas, pero como utilizan iluminación en la noche, el porcentaje de carga es más alto.
- Los Colegios, generalmente trabajan en dos y hasta tres turnos. El consumo de energía se inicia a las 07 horas, alcanzando la Máxima Demanda a las 18 horas y media, la demanda desciende nuevamente a las 22 horas, donde concluyen las labores del tercer turno.

- Los Hoteles de la zona son usados por viajeros que pernoctan en la ciudad. En ellos predomina la iluminación y los calentadores de agua, tienen la Máxima Demanda entre las 18 y las 22 horas y otro pico menor entre las 11 y las 13 horas.
- Entre otras cargas se considera a: Gri-fos, Servicentro , Cines, Iglesias, - Cementerio, etc. Se hace un estimado de acuerdo a sus características particulares de utilización de la ener-gía eléctrica.

d) Resultados

Efectuando una integración hora a hora, de los valores para las Cargas Especia-les alimentadas en Baja Tensión, y las-Cargas Generales alimentadas en Alta -Tensión, obtenemos el Diagrama de Carga del Sector Cargas Generales que se pue-de apreciar en la figura N. 2.7

## 2.2.6 Estudio de Demanda del Sector Alumbrado Pú-blico

a) Introducción

En la ciudad de Trujillo, se utilizan - las unidades de iluminación, de acuerdo al siguiente detalle:

- Calles secundarias.... Lámparas de vapor de mercurio de 125 Watts.
- Calles principales.... Lámparas de va por de mercurio de 250 Watts.
- Avenidas secundarias.. Lámparas de va por de sodio de 250 Watts.
- Avenidas principales.. Lámparas de va por de sodio de 400 Watts.
- Parques..... Lámparas de va por de mercurio de 250 Watts.

En consideración a lo expuesto, y de acuerdo del "Diagnóstico de Redes de Distribución de Trujillo", se tiene que al rededor de el 50% de las subestaciones, tienen un promedio de 15 Kw. de Demanda de Alumbrado Público por subestación - con factor de simultaneidad de 1.0. Este dato lo asumiremos como promedio en la zona de estudio.

b) Metodología Empleada

Emplearemos el dato de 15 Kw. por subestación, el cual lo multiplicaremos por - el número de subestaciones en la zona de influencia del estudio.

c) Análisis

En la zona de estudio tenemos 40 subestata

ciones de distribución, por lo que la Máxima Demanda del sector Alumbrado Público es 600 Kw, con factor de simultaneidad 1.0.

Se ha considerado que las lámparas de Alumbrado Público se encuentran funcionando entre las 18 horas y las 6 horas del día siguiente.

d) Resultados

En la figura N. 2.8 (Diagrama de carga del sector Alumbrado Público), podemos apreciar que la Máxima Demanda es constante de 600 Kws.

## 2.3 Proyección de la Demanda

### 2.3.1 Tasas de crecimiento de la Máxima Demanda

a) Sector Industrial

Debido a que la zona no es industrial se descarta la aparición de nuevas industrias mayores, por lo cual solamente éstas crecerán con una tasa relativamente baja. En lo que se refiere a las industrias medianas y menores si se incrementarán debido a la aparición de pequeños industriales.

En síntesis, se estima una tasa de cre-



cimiento sostenido de 1.5% anual.

b) Sector Doméstico

En el cuadro N. 2.12 (sectorización de áreas residenciales) se observan los parámetros de área y población para la zona de estudio.

Se calculará el número de consumidores del sector doméstico para el año "0" - (1988), aplicando el siguiente procedimiento:

- Se proyectará la población a 1988, utilizando la tasa de crecimiento poblacional referencial de 3.153%.
- Se calculará el número de viviendas, que tiene la zona en 1988, considerando en promedio 5 habitantes/vivienda (censo de 1981).
- Se utilizará la siguiente expresión:

$$N_v = \frac{P}{Q}$$

$N_v$  = número de viviendas

P = población a 1988:  
78,368.

Q = 5 hab/vivienda.

Reemplazando datos obtenemos que el número de consumidores domésticos es de 15,673 en 1988.

Para este sector consideraremos la tasa de crecimiento energético, igual a la tasa de crecimiento poblacional referencial, que es del 3.153%.

Se ha tomado como coeficiente de electrificación 1.0 debido a que en el año "0" todas las viviendas se encuentran electrificadas, ya que de lo que se trata es transferir carga de una subestación existente a otra proyectada.

c) Sector Comercial

Tanto el número de consumidores comerciales, como la Máxima Demanda del sector comercial, crecerá con una tasa algo menor a la doméstica. Estimaremos una tasa de crecimiento del 2.0%.

d) Sector Bombas de Agua

En base a los datos proporcionados por Sedapat, se ha confeccionado los Diagramas de Carga del sector para los años 1985 y 2006.

En este periodo la Demanda crece a un ritmo de 2.26% anual, el cual se adoptará para todo el período de estudio.

e) Sector Cargas Especiales

En este sector estimaremos que la tasa de crecimiento será igual a la del sector doméstico, es decir 3.153% anual.

f) Sector Alumbrado Público

Se considera que el crecimiento de la Demanda del sector Alumbrado Público, será igual al crecimiento de la Máxima Demanda del sector doméstico, es decir 3.153%.

2.3.2 Cuadro Resumen de la Proyección de la Demanda Eléctrica

En la elaboración del cuadro resumen de proyección de la Máxima Demanda, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Se han considerado las tasas de crecimiento descritas en 2.3.1
- Se ha considerado coeficiente de electrificación 1.0, ya que se ha trabajado con el total de las viviendas electrificadas.
- Se ha considerado como factor de potencia 0.85.
- Se ha considerado factor de simultaneidad igual a 0.9, para calcular la Máxima Demanda total a partir de las sumas de las Máximas Demandas parciales, de

los sectores de utilización.

- Se ha asumido que la población, los consumidores, y las Máximas Demandas crecen siguiendo una curva exponencial del tipo:

$$X_f = X_p (1+t)^n$$

donde:  $X_f$  = Valor al final del período de estudio.

$X_p$  = Valor en el año "0" del estudio.

$t$  = Tasa de crecimiento.%.

$n$  = Número de años del estudio.

- Hemos considerado que las pérdidas ascienden al 10% de la potencia total.
- El factor de carga ha sido calculado en base a Diagramas de Carga reales, asumiendo que presenta una función lineal.
- Los resultados de la Proyección total de la Demanda Eléctrica la podemos apreciar en el cuadro N. 2.13.

Cuadro N. 2.1: PROYECCION DE LA POBLACION EN LA CIUDAD DE TRUJILLO

AÑO	TASA 2.8 %	TASA 3.13 %	TASA 3.153 %	TASA 3.53 %
1,981	538,770	538,770	538,770	538,770
1,982	553,855	555,633	555,757	557,788
1,983	569,363	573,024	573,280	577,478
1,984	585,305	590,960	591,355	597,863
1,985	601,694	609,457	610,000	619,968
1,986	618,541	628,533	629,234	640,818
1,987	635,860	648,207	649,074	663,439
1,988	653,665	668,495	669,530	686,858
1,989	671,967	689,410	690,650	711,104
1,990	690,783	710,998	712,426	736,206
1,991	710,124	733,252	734,890	762,194
1,992	730,008	756,203	758,060	790,099
1,993	750,448	779,872	781,962	816,955
1,994	771,461	804,282	806,617	845,703
1,995	793,062	829,456	832,050	875,650
1,996	815,267	855,418	858,284	896,560
1,997	838,095	882,193	885,346	938,562
1,998	861,562	909,806	913,261	971,693
1,999	885,685	938,282	942,056	1'005,904
2,000	910,484	967,650	971,759	1'041,505
2,001	935,978	997,938	1'002,399	1'078,270
2,002	962,185	1'029,174	1'034,004	1'116,333
2,003	989,127	1'061,387	1'066,606	1'155,740
2,004	1'016,822	1'094,608	1'100,237	1'196,537
2,005	1'045,293	1'128,870	1'134,927	1'238,775
2,006	1'074,561	1'164,203	1'170,711	1'282,504
2,007	1'104,649	1'200,643	1'207,624	1'327,776
2,008	1'135,579	1'238,223	1'245,700	1'374,647
2,009	1'167,375	1'276,980	1'284,977	1'423,172
2,010	1'200,061	1'316,940	1'325,493	1'473,410
2,011	1'233,663	1'358,170	1'367,285	1'525,421
2,012	1'268,206	1'400,680	1'410,396	1'579,268
2,013	1'303,716	1'444,521	1'454,866	1'635,016
2,014	1'340,220	1'489,734	1'500,738	1'692,733
2,015	1'377,746	1'536,363	1'548,056	1'752,486
2,016	1'416,323	1'584,451	1'596,866	1'814,349

Cuadro N.º 2.2: CARACTERISTICAS ELÉCTRICAS DE LAS INDUSTRIAS MAYORES ORIENTADAS POR EL MÉTODO DE ENCUESTAS

EMPRESA	potencia Instalada (KW)	potencia Contratada. (KW)	Máxima Demanda (KW)	Energif Active (KW-h)	Energif reactiva (Kvar - h)	CIU	Tarifa
Carrocerías Morillas	232	150	223.63	42,545.05	55,636.92	3243	32
Turisa	130	165	62.40	236.20	2,352.20	3560	31
Industrial León (*)	60	73.5	30	990	100	3012	31
Balletere del Norte SA (*)	157.2	180	51.20	4,896	0,600	3117	31
Piansa	142	84	128.40	15,940	18,120	3822	32
Induc. Razzeto y Nest.	250	250	218.17	84,725	37,008.3	3111	32
Norsec	1,040	880	840	471,600	96,600	3560	32
Pajenorse (*)	70.74	75	56.6	23,260	-	3560	30
Sía Indust. Nor reruena	262	320	170	29,000	26,767	3134	32
Indust. Farman (*)	65	45	45	1,520	-	3819	30
Avícola REG S.A.	54	69	50.4	23,642	6,790	1110	3
Curt. Cortijo	25	25	159.20	10,029	0,404	3231	31
Casavar	280.5	141.21	79.90	6,181	10,089	3231	32
Cutiemb. Chimú (*)	111.9	76.2	96	23,532	14,110.2	3231	31
Industrial Liber	50	50	20	-	-	-	-
Compactadores	50	50	45	-	-	-	-
el	3,940.34	2,693.91	2,292.99	742,584.25	286,566.62		

Industrias Mayores Alimentadas en B.T. (380 - 220 v)

ente: "Diagnostico de Redes de Trujillo" - Hidrandina S.A. año 1,985

**Cuadro N° 2.3: CARACTERISTICAS OPERATIVAS DE INDUSTRIAS  
MAYORES ALIMENTADAS EN BAJA TENSION**

EMPRESA	Potencia Instalada (KW)	Horario de operacion de las instalaciones	Maxima Demanda (KW)
1 Industrial Leon SRL	60	07 - 21 Hrs	38
2 Galletera del Norte	157.2	(04 - 15 ó 19) (03 - 15) Hrs.	51.20
3 Fajenorsa	70.74	24 Hrs. del día	56.6
4 Industrias Harman	65	07.30 - 16.30 Hrs.	45
5 Curtiembre Chimú	111.9	Las 24 Hrs. del día	96

**Fuente:** Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo Hidrandina S.A. año 1,985

Cuadro N. 2.4: CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCION DE LAS INDUSTRIAS MAYORES

EMPRESA	PRODUCCION QUE FABRICA	AREA (m2)	UNIDAD	1,983	1,984	1,985	1,986	1,987	PRODUCCION (VOLUMEN) / AÑO
1	Carrocerías Morillas	8,000	u	37	60	66	72	79	
2	Tuvisa	1,200	-	-	-	-	-	-	
3	Industrial Leon								
	S.R.L.	320	-	-	-	-	-	-	
4	Galletera del Norte S.A.	7,380	tns.	500	600	720	864	1,036	
5	Fiansa	11,675	u	550	650	715	785	850	
6	Prod. Razzeto y N.	10,000	T.M.	1,700	1,800	1,950	2,100	2,150	
7	Norsac	20,000	u	10,000,	10,000.	10,861,	11,797,	12,813,	
8	Fajenorsa	420	Tn	59	70	83	98	117	
9	Cía Nor Feruana	5,500	cj.	250	270	290	330	350	
10	Ind. Harman S.A.	4,100	u	550	579	610	643	677	
11	Avícola RHG		pollos	3,000,	3,240,	3,500,	3,800,	4,300,	
12	Curtiem. Cortijo	-	-	-	-	-	-	-	
13	Casavar	7,000	pieles	4,850	5,900	-	-	-	
14	Curtiem. Chimú	-	Kg	280	800	800	800	800	

FUENTE: "Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo" Hidrandina S.A. año 1,985.



Cuadro N° 2.5: DEMANDAS HORARIAS DE LAS INDUSTRIAS MAYORES (METODOS DE LOS DIAGRAMAS DE CARGA)

INDUSTRIAS	HORA/MAXIMA DEMANDA (KW)																								
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Carrocerías Morillas	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	17	20	17	20	25	20	17	17	15	5	5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tuvisa	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Indust. León SRL	2	2	2	2	2	2	2	2	20	25	15	10	12	15	24	22	19	15	23	38	20	2			2
Galletera del Norte SA	6	6	6	6	10	15	18	30	51	51	51	40	40	20	28	51	51	6	6	6	6	6	6	6	6
Fiansa	2	2	2	2	2	2	2	2	20	50	128	80	80	128	128	128	128	70	2	2	2	2	2	2	2
Prod. Razzeto y Nest.	40	40	40	45	45	45	50	67	75	75	65	60	60	60	62	50	55	55	55	55	50	50	45	40	40
Norsac	545	510	510	510	490	545	545	545	500	430	545	545	545	545	490	490	545	545	420	490	545	545	545	545	545
Fajenorsa	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	20	15	30	30	30	30	30	33	56	20	30	30	30	30
Cía Indus. Nor Peruana	130	152	25	25	25	23	21	22	24	179	177	179	177	175	40	160	160	160	160	160	22	21	159	159	159
Industrias Harman	2	2	2	2	2	2	2	2	20	30	40	45	20	45	45	35	10	2	2	2	2	2	2	2	2
Avícola RHG	22	30	30	30	30	22	30	33	30	30	25	22	25	25	30	25	30	27	27	35	25	25	22	22	22
12 Curtiem. El Cortijo	159	159	159	159	159	159	159	159	159	70	50	159	159	159	159	159	159	159	159	70	159	159	159	159	159
13 Casavar	5	5	5	5	5	5	0	17	40	25	52	17	3	35	12	35	12	12	12	5	5	5	5	5	5
14 Curtiemb. Chimu	96	96	96	96	96	96	96	96	96	50	40	40	40	40	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
15 Coop. Indust. Liber	2.5	1.2	0	2.5	5	5	5	2.5	20	5	12	12	12	20	12	12	10	7.5	2.3	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
16 Compactadores	5	4	4	4	2.5	2.5	2.5	10	20	27	37	45	42	40	40	40	30	5	2.5	5	5	5	5	5	5
TOTAL:	1074	938	938	948	931	995	1028	1152	1124	1275	1350	1390	1350	1406	1261	1401	1401	1040	986	1107	978	1107	1074	1074	

Fuente: "Diagnóstico de Redes de Trujillo - Hidrandina S.A." - 1,985.

Cuadro Nº 2.6: MAXIMA DEMANDA PARA INDUSTRIAS MEDIANAS Y MENORES

Tipo de Industria	Nº Usuarios	%	Máxima Demanda no coincidente (KW)	F.S.	Máxima Demanda (KW).
Mediana	14	20.58	320.34	0.30	263.47
Menor	54	79.42	279.13	0.60	167.43
TOTAL	68	100.00	608.47		430.95

Fuente: "Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo" - Hidrandina S.A. año 1, 085

Cuadro N. 2.7: DEMANDAS DE POTENCIA HORARIAS PARA INDUSTRIAS MENORES Y MEDIANAS

(Comparación con la subestación N. 258 de El Porvenir)

		HORA/MAXIMA DEMANDA (KW)												
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Subestación N. 258		11	7.5	7.0	7.0	4.0	7.5	12.5	40	36	27.5	37.5	37.5	37.5
Industrias medianas y menores		107.7	73.4	68.6	68.6	30.2	73.5	122.4	301.7	352.6	260.3	367.3	367.3	367.3

ITB

HORA/MAXIMA DEMANDA (KW)

		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Subestación N. 258		27	30	43	32.5	26	44	44	30	29	28	27.5	11
Industrias medianas y menores		264.0	294.0	421.1	318.3	254.6	430.9	430.9	293.8	284.0	274.2	269.3	107.7

Cuadro N. 2.8: INTEGRACION DE DIAGRAMAS DE CARGA DE TODO EL SECTOR INDUSTRIAL

SECTOR	HORA/MAXIMA DEMANDA (KW)											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
- Industrias mayores	1,074	1,066.7	938.5	948	931	981	995	1,028	1,124	1,152	1,275	1,390
- Industrias medianas y menores	107.7	73.4	68.6	68.6	39.2	73.5	122.4	391.7	352.6	269.3	367.3	367.3
- Total del sector industrial	1,181.7	1,140.1	1,007.1	1,016.6	970.2	1,054.5	1,117.4	1,419.7	1,476.6	1,421.3	1,642.3	1,757.3
SECTOR	HORA/MAXIMA DEMANDA (KW)											
- Industrias mayores	1,350	1,406	1,261	1,352	1,401	1,210.5	1,030.8	866	986	978	1,107	1,101
- Industrias medianas y menores	367.3	264	294	421.1	319.3	254.6	430.9	293.8	293.8	284	274.2	269.3
- Total del sector industrial.	1,717.3	1,670	1,555	1,773.1	1,719.3	1,474.1	1,470.7	1,159.8	1,279.8	1,262	1,381.2	1,370.3

Cuadro N° 2.9: FACTURACION CIUDAD DE TRUJILLO AÑOS 1983 y 1984

SECTOR	Nº Usuarios		Nº Usuarios año 1, 984	Consumo de Energía	
	año 1, 983	año 1, 984		año 1, 983	año 1, 984
Residencial	41,864	44,158	52'538,000	58'685,000	
Comercial	2,532	2,937	6'504,000	6'382,000	
Industrial	371	403	55'098,000	47'493,000	
Usos Generales	603	608	6'195,000	6'291,000	
Electrobombas	-	-	8'866,000	12'107,000	
Alumbrado publico	-	-	13'957,000	14'054,000	
Total	45,370	48,106	143'158,000	145'012,000	

Fuente: "Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo"- Hidrandina S.A. 1985

Cuadro N° 2.10: DISTRIBUCION DEL USO DE ARTEFACTOS ELECTRODOMESTICOS

ARTEFACTO	% Familias que lo usan	Potencia por artefacto (w)	Participación en el promedio (w)
- Radio	75	40	30
- Televisor	60	50	30
- Ventilador	20	50	10
- Refrigeradora	50	200	100
- Plancha	50	800	400
- Otros (licuadora, aspiradora, lustradora, etc)	10	200	20
			790

Fuente: "Estudio de la Máxima Demanda Redes Eléctricas de Chulucanas"

Cuadro N° 2.11

A) POZOS EN OPERACION EN LA ZONA DE ESTUDIO DE LA MAXIMA DEMANDA (año 1,985)

Descripción	Potenc. Instalada(KW)
Pozo Urbanizacion Covirt	45
- Pozo Urbanización San Andres	22
- Pozo Urbanización Trupal	22
- Pozo Sector el Alambre	56
- Pozo Urbanización San Salvador	30
- Pozo Urbanización Santa Ines	45
- Pozo Urbanización Mochica	19
- Pozo Urbanización Primavera	75
- Pozo Fábrica Razzeto	41
- Pozo Urbanización Quintanas 1	15
- Pozo Sector Buenos Aires	22
- Pozo Sector Vista Alegre	81
- Pozo Urbanización Quintanas 2	45
- Pozo Urbanización Vista Hermosa	83
- Pozo Urbanización Los Sauces	25
- Pozo Urbanización Las Flores	25
Total	651 KW

B) POZOS A ELECTRIFICARSE EN EL PERIODO 1,986 - 1,988

- Pozo Sector El Cortijo	51 KW
--------------------------	-------

C) POZOS Y CAMARAS DE REBOMBEO EN EL PERIODO 1,989 - 2,006

- Pozo Sector Buenos Aires 1 - 2 - 3	180
- Cámara de Rebombéo Sector Buenos Aires 4	160
	340 KW

Fuente: SEDAPAT - Trujillo

Cuadro N° 2.12: SECTORIZACION DE AREAS RESIDENCIALES

Distrito de Fla - neamiento .	Sector	Area Bruta total (Has)	Area Bruta Residenc. (Has)	Foblación a 1,001 (Hab)	Poblac. Max. soporte bilidad (Hab)	Densidad Bruta . or tive (Hab/Ha)
	0 - 1	100.50	81.00	4,903	20,250	250
	0 - 2	82.90	80.90	4,000	20,224	250
	0 - 6	68.60	64.90	4,700	12,000	195
	0 - 9	73.87	53.40	-	10,680	200
	N - 1	127.00	105.90	11,876	16,944	160
	N - 2	102.90	78.10	7,927	12,496	160
	N - 3	89.00	89.00	4,888	16,465	185
	N - 4	248.40	191.00	24,768	30,560	160
	N - 5	44.40	35.00	-	7,000	200
	N - 7	220.90	180.15	-	36,030	200
		1,158.47	959.35	63,062	182,650	
	TOTAL					

Fuente: Dirección de Planificación Urbana y Asentamientos Humanos del Concejo Provincial de Trujillo.



Cuadro N. 2.13: PROYECCION TOTAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Año	Poblac. (hab)	Abon.dom.	Abon.co- mercia.	MD do mest. (Kw)	MD co merc. (Kw)	MD in- dustri (Kw)	MD e- lect. (Kw)	MD Al. Publi. (Kw)	MD car. genera. (Kw)	MD no - coincide. (Kw)	MD coin- cident. (Kw)	MD Perdi. (Kw)	MD to tal. (Kw)	MD to tal. (KVA)	Factor de cae- ga.
1,985	71,399	14,279	700	4,455	266	1,773	500	600	510	8,104	7,294	729	8,023	9,439	0.472
1,986	73,650	14,730	714	4,595	271	1,799	511	619	526	8,321	7,489	749	8,238	9,692	0.482
1,987	75,972	15,194	728	4,740	276	1,826	523	638	542	8,545	7,690	769	8,459	9,952	0.482
1,988	78,368	15,672	743	4,889	282	1,854	534	658	560	8,777	7,899	790	8,689	10,222	0.494
1,989	80,839	16,167	757	5,044	288	1,882	547	680	577	9,018	8,116	812	8,928	10,503	0.500
1,990	83,388	16,677	773	5,203	294	1,910	559	700	596	9,262	8,336	834	9,170	10,788	0.500
1,991	86,017	17,203	788	5,367	300	1,938	572	723	614	9,514	8,563	856	9,410	11,081	0.512
1,992	88,729	17,745	804	5,536	306	1,968	585	746	634	9,775	8,797	880	9,677	11,385	0.512
1,993	91,527	18,305	820	5,711	311	1,997	598	760	654	10,040	9,036	904	9,840	11,694	0.524
1,994	94,413	18,882	836	5,891	318	2,027	611	793	674	10,314	9,283	928	10,211	12,013	0.530
1,995	97,389	19,477	853	6,076	324	2,058	625	819	695	10,596	9,536	954	10,490	12,341	0.536
1,996	100,460	20,092	870	6,268	331	2,088	639	844	717	10,887	9,783	978	10,761	12,660	0.542
1,997	103,627	20,725	888	6,466	337	2,120	653	871	740	11,187	10,068	1,007	11,075	13,029	0.548
1,998	106,895	21,379	905	6,670	344	2,152	668	900	763	11,497	10,347	1,035	11,382	13,390	0.554
1,999	110,265	22,053	923	6,880	351	2,184	684	926	787	11,812	10,630	1,063	11,693	13,756	0.560
2,000	113,742	22,748	942	7,097	358	2,216	699	955	812	12,137	10,923	1,092	12,015	14,135	0.566
2,001	117,328	23,465	960	7,321	365	2,250	715	986	838	12,475	11,227	1,123	12,350	14,529	0.572
2,002	121,028	24,205	980	7,552	372	2,284	731	1,017	864	12,820	11,538	1,154	12,692	14,932	0.578
2,003	124,844	24,968	1,000	7,790	380	2,318	748	1,049	892	13,177	11,859	1,186	13,045	15,347	0.584
2,004	128,780	25,756	1,020	8,035	387	2,353	764	1,082	920	13,541	12,187	1,219	13,406	15,772	0.590
2,005	132,841	26,568	1,040	8,289	395	2,388	782	1,116	950	13,920	12,528	1,253	13,781	16,213	0.596
2,006	137,029	27,405	1,061	8,550	403	2,424	799	1,152	980	14,308	12,877	1,288	14,165	16,665	0.602
2,007	141,350	28,270	1,082	8,820	411	2,460	817	1,188	1,010	14,706	13,235	1,324	14,559	17,128	0.608
2,008	145,807	29,161	1,104	9,098	419	2,497	836	1,225	1,041	15,116	13,604	1,360	14,964	17,605	0.614
2,009	150,404	30,080	1,126	9,385	428	2,535	855	1,264	1,074	15,541	13,987	1,399	15,386	18,101	0.620
2,010	155,146	31,029	1,148	9,681	436	2,573	874	1,304	1,108	15,976	14,378	1,438	15,816	18,607	0.626
2,011	160,040	32,008	1,170	9,986	445	2,611	894	1,345	1,143	16,424	14,782	1,478	16,260	19,129	0.632
2,012	165,084	33,016	1,194	10,300	454	2,651	914	1,388	1,179	16,886	15,197	1,520	16,717	19,667	0.638
2,013	170,289	34,057	1,218	10,625	463	2,690	935	1,431	1,216	17,360	15,624	1,562	17,186	20,219	0.644
2,014	175,658	35,131	1,243	10,960	472	2,730	956	1,476	1,255	17,849	16,064	1,606	17,670	20,788	0.650
2,015	181,197	36,239	1,268	11,306	482	2,771	978	1,523	1,294	18,354	16,518	1,652	18,170	21,376	0.656
2,016	186,910	37,382	1,293	11,663	491	2,813	1,000	1,571	1,335	18,873	16,986	1,699	18,685	21,982	0.662

### III. PROBLEMATICA ELECTRICA Y CRITERIOS DE SOLUCION

### 3.0 PROBLEMATICA ELECTRICA Y CRITERIOS DE SOLUCION

#### 3.1 Generalidades

En el presente capítulo, se hará una descripción de el Sistema Eléctrico en A.T. de Trujillo y se analizará la problemática eléctrica tanto a nivel de Distribución como de Subtransmisión, para luego llegar a la solución más adecuada que será desarrollada en los próximos capítulos.

#### 3.2 Situación actual del Suministro Eléctrico en Alta Tensión.

El suministro de energía eléctrica en alta tensión en la ciudad de Trujillo, actualmente se encuentra a cargo de la Empresa Regional Electro - norte Medio Hidrandina S.A., que atiende los requerimientos de energía eléctrica mediante la generación de la misma, en la Central Hidroeléctrica del Cañon del Pato de 150 MW de potencia instalada, la Central Hidroeléctrica del Mantaro - (Santiago Antunez de Mayolo) de 798 MW de potencia instalada y también desde la Central Hidroeléctrica de Cahua, ubicada en la Cuenca del río Pativilca, las cuales pertenecen al Sistema Interconectado Centro Norte.

La energía del Sistema Interconectado Centro-Norte llega a Trujillo mediante dos líneas de transmisión:

a) Línea de Transmisión Chimbote-Trujillo de 138 Kv (B-131), que tiene las siguientes características:

- Salida de Chimbote : Subestación Chimbote  
N. 2
- Llegada en Trujillo : Subestación Trujillo  
Sur
- Capacidad de transmisión : 30 MW
- Longitud : 120 Kms.
- Año de instalación : 1964
- Construída por la firma francesa SOCIMPEX,  
según convenio con el gobierno peruano.
- Derivación en conexión T para alimentar a  
la S.E. Virú (3 MVA).

b) Línea de Transmisión Chimbote-Trujillo de 220 Kv (B-132), que tiene las siguientes características:

- Salida de Chimbote : Subestación Chimbote  
1
- Llegada a Trujillo : Subestación Trujillo  
Norte "A" de propiedad de Electroperú -  
220/138 Kv.
- Capacidad de transmisión : 120 MW.
- Longitud : 140 Kms.
- Año de instalación : 1977
- Construída con financiación del BID.

Existe una tercera línea en 138 Kv. que interconecta las subestaciones Trujillo-Norte "B", de Hidrandina S.A. 138/10 Kv. y Trujillo Sur, derivando en T a la subestación Porvenir (Trujillo-este), esta línea denominada B 131-A - Tiene las siguientes características:

- Salida : Subestación Trujillo-Norte "B"
- Llegada : Subestación Trujillo-Sur
- Capacidad de Transmisión : 30 MW.
- Longitud: 12 Kms.
- Año de instalación : 1974
- Construída con recursos propios de Electroperú S.A., como solución provisional para alimentar a la S.E. Trujillo-Norte, antes de la construcción de la línea de transmisión B-132.

En Trujillo existen tres centros de transformación de Alta Tensión a la tensión de Distribución Primaria, éstos son:

a) Subestación Trujillo-Sur

Cuyas principales características son:

- Capacidad instalada : 30 MVA 138/10 Kv.
- Generación térmica en barras de 10 Kv:20 MW (turbina a gas)
- Construída en 1964 por SOCIMPEX con capacidad de 5 MVA.
- Ampliada a 30 MVA en 1969 por la Corpora

ción de La Libertad con equipamiento de origen inglés.

- Ampliada en 1977 (equipos de maniobras en - 138 Kv.) con fondos del BID.

b) Subestación Trujillo-Norte

Este centro de Transformación, está compuesto por dos subestaciones que se encuentran interconectadas:

- Subestación Trujillo-Norte "A" 220/138 Kv.
  - . Capacidad instalada : 100 MVA
  - . Construída en el año 1986 - 1987, por la firma COSAPI S.A. con financiamiento español.
  - . Desde esta S.E., se despacha energía a Chiclayo en 220 Kv. y se abastece a la S.E.- Trujillo-Norte "B" en 138 Kv.
  - . Esta S.E. es de propiedad de Electroperú S.A.
- Subestación Trujillo-Norte "B" 138/10 Kv.
  - . Capacidad instalada : 25 MVA
  - . Construída provisionalmente en 1974
  - . Terminada en 1977 con financiamiento del - BID.

c) Subestación Trujillo-Este (El Porvenir 138/10 Kv.

- Capacidad instalada : 12.50 MVA

- Construida en 1976 y conectada en derivación "T" sobre la línea B-131 A.

El flujo de Energía Eléctrica en Alta Tensión es como a continuación se describe:

- La Energía Eléctrica se genera en las Centrales Hidroeléctricas del Mantaro, Cahua, y Cañon del Pato, las que se encuentran interconectadas al Sistema Centro-Norte.
- La Energía Eléctrica llega a la subestación Trujillo-Norte "A", mediante la línea de transmisión B-132 en 220 Kv, donde es reducida la tensión a 138 Kv, alimentando de esta manera a la subestación Trujillo-Norte "B".
- La Línea de subtransmisión B 131-A alimenta en 138 Kv a la subestación Trujillo-Sur, conectando mediante una derivación en "T" a la subestación Trujillo-Este.
- Mediante la línea de transmisión B-131, se alimenta a la subestación Virú (138/10 Kv), desde la S.E. Trujillo-Sur.

Actualmente esta línea ya no es utilizada para llevar energía de Chimbote a Trujillo, debido al deterioramiento que presenta.

Ver el Diagrama unifilar de Instalaciones en A.T. en la fig. 3.1.

### 3.3 Problemática Eléctrica

En el Sistema Eléctrico de Trujillo, básicamente se presentan los siguientes problemas:

- La Subestación Trujillo-Sur en el año 1985, utilizaba el 88% de su potencia nominal, que es de 30 MVA, en el presente año 1,988. varias veces ha llegado al tope de su capacidad, trabajando con ventilación exterior forzada. Esto hace que la concesionaria Hidrandina S.A. esté negando solicitudes de factibilidad eléctrica, por falta de oferta de energía.

- Debido al escaso planeamiento eléctrico, las radiales en 10 Kv que parten de la S.E. Trujillo-Sur, han crecido en forma desproporcionada lo que hace que estos a la fecha, se encuentren sobrecargados.

Por ejemplo, según datos del "Diagnóstico de Redes de Distribución de Trujillo", las radiales en 10 Kv: TS-2, TS-4 y TS-5 el año de 1985 presentaban porcentajes de utilización de: 102%, 120% y 99% respectivamente, lo cual hace que en poco tiempo estarán excesivamente sobrecargadas, con todos los inconvenientes que esto origina.

- La sobrecarga en las radiales 10 Kv que parten de la S.E. Trujillo-Sur, origina una caída de



tensión excesiva que sobrepasa el valor del 3.5% estipulado por el Código Nacional de Electricidad. Tal es el caso de las radiales TS-2, TS-4 y TS-5, que el año 1985, presentaban caídas de tensión de 4.2%, 10.8% y 6.5% respectivamente.

- Las pérdidas de energía en las líneas de Distribución Primaria, exceden los valores permitidos, tal es el caso que en el año 1985 las radiales TS-2, TS-4, TS-5, TS-3 y TS-9, presentan los siguientes valores: 9.8%, 19%, 11%, 7% y 6% respectivamente.
- La zona de estudio es alimentada en 10 Kv, por las colas de las radiales provenientes de las subestaciones Trujillo-Sur y Trujillo-Norte, trayendo como consecuencia, todos los problemas antes expuestos.
- Existe Demanda insatisfecha tanto en la zona de estudio (parte Nor-Oeste de la ciudad de Trujillo) como en la zona de influencia de la S.E. Trujillo-Sur, debido a que no existe oferta de energía por los motivos ya expuestos.

### 3.4 Alternativas de Solución

A continuación se plantean las siguientes alternativas:

### 3.4.1 Alternativa N. 1

Consiste en lo siguiente:

- Instalar otro transformador de potencia en la S.E. Trujillo-Sur, en paralelo con el actual, para de ésta forma incrementar la potencia total de transformación.

Reforzar la línea B 131-A entre las subestaciones Norte y Sur, ya que está diseñada para 30 MVA, que es la capacidad del transformador actual en la S.E. Trujillo-Sur.

- Reforzar las radiales en 10 Kv, que salen de la subestación Trujillo-Sur.

#### a) Análisis

Esta alternativa de solución sería transitoria, debido a que en un futuro próximo, nuevamente se sobrecargaría la S. E. Trujillo-Sur, ya que de ésta subestación, está conectada más del 50% de la potencia instalada de Trujillo.

Si se optara por ésta alternativa el costo sería bastante oneroso, ya que tendríamos que reforzar la línea en 138 Kv y la subestación en 138/10 Kv, conti

nuando con la dependencia actual del -  
centro de Transformación Trujillo-Sur.

### 3.4.2 Alternativa N. 2

Consiste en lo siguiente:

- Construir una línea de Subtransmisión -  
en Trujillo-Sur hasta una Subestación -  
proyectada, cuya ubicación estaría en -  
el centro de carga de la zona de estu -  
dio.
- Esta línea podría, inclusive prolongar-  
se hasta la S.E. Trujillo-Norte, de tal  
manera que se forme un anillo en 138 Kv  
para poder realizar transferencias de e  
nergía en A.T.

#### a) Análisis

Esta alternativa es conveniente, des  
de el punto de vista técnico, debido  
a que en casos de mantenimiento, a-  
vería o emergencia se podría realizar  
transferencia de carga entre las sub  
estaciones de transformación que es-  
tarán interconectadas.

Esta alternativa presenta problemas,  
debido a:

- La Línea B131-A no puede abastecer

más de 30 MVA, que es la máxima demanda de la S.E. Trujillo-Sur, por lo tanto para considerar esta alternativa habría que reforzar dicha línea.

- La Subestación proyectada estaría alimentada desde un sistema de subtransmisión, restándole confiabilidad al sistema.
- Esta alternativa representa un alto costo debido a la línea en 138 Kv y a la S.E. 138/10 Kv, además del reforzamiento de la línea B 131-A.

#### 3.4.3 Alternativa N. 3

Esta alternativa es similar a la anterior, con la diferencia que el flujo normal de carga, sería desde la S.E. Trujillo-Norte, hasta la S.E. proyectada y desde allí a la S.E. Trujillo-Sur, pudiendo transportarse **energía en sentido contrario, únicamente** en los casos de emergencia.

##### a) Análisis

- Esta alternativa es más conveniente que la anterior, debido a que la alimentación se haría desde la S.E. Trujillo-Norte, que pertenece al sistema

de Subtransmisión de Hidrandina S.A.

- Esta alternativa es inconveniente, debido a los altos costos que implicaría, tener que construir una línea en 138 Kv. y dos subestaciones, una de protección y maniobra en la salida y otra de Transformación 138/10 Kv. en la llegada.
- También se ha determinado que no es conveniente, tener un nivel de tensión tan alto en la subtransmisión, como lo es 138 Kv. Para los niveles de transporte de energía actuales en Subtransmisión, el nivel de tensión debe ser menor.

#### 3.4.4 Alternativa N. 4

Esta alternativa consiste en

- Implementar una S.E. de salida en la S.E. Trujillo-Norte de 138/60 Kv, transportar en 60 Kv hasta la S.E. proyectada, allí, implementar una S.E. de transformación 60/10 Kv. y efectuar la Distribución Primaria en 10 Kv.
- Como alternativa posterior, se puede con

siderar la prolongación de la línea en-  
60 Kv. hasta la S.E. Trujillo-Sur y ha-  
cer un anillo en esa tensión entre to -  
das las subestaciones de transformación

a) Análisis

- Esta alternativa es conveniente, por-  
que se está creando un nivel de ten -  
sión adicional (60 Kv)., acorde con -  
el volumen de energía que se está --  
transportando.
- El costo, tanto de la línea de sub --  
transmisión como de la subestación de  
transformación, es mucho menor en es-  
te nivel de tensión.
- En el futuro, se podría prolongar la  
línea de subtransmisión hasta la S.E.  
Trujillo-Sur y con el tiempo implemen-  
tar un anillo de Subtransmisión en 60  
Kv.
- Teniendo éste nivel de tensión podría-  
mos alimentar en 60 Kv. a cargas im--  
portantes, tales como: El Puerto de -  
Salaverry y la Cooperativa Azucarera  
Laredo.

### 3.5 Elección de la alternativa más conveniente

Se ha elegido como alternativa más conveniente la N. 4, debido a lo siguiente:

- El nivel de tensión de subtransmisión, debe ser de 60 Kv. que es una tensión acorde con el volumen de energía que se tiene que transportar.
- El costo de implementación, tanto de línea de Subtransmisión, como de Subestaciones de Transformación en el nivel de tensión elegido es mucho menor que el nivel 138 Kv.
- El flujo normal de energía es desde la S.E. - Trujillo-Norte, que pertenece al Sistema de Transmisión de ElectroPerú, lo que le dá gran confiabilidad al Sistema.
- Al implementar el nivel de tensión de 60 Kv, mediante un anillo que circundaría a Trujillo se tendría la posibilidad de alimentar en este nivel de tensión a cargas importantes, tales como: Cooperativa Agraria Azucarera de La redo, Zonal Industrial y Puerto de Salaverry, Puerto Balneario de Huanchaco, Virú.
- La implementación de una subestación de transformación 60/10 Kv. en la zona Nor-Oeste de la ciudad de Trujillo, contribuiría a reducir la Demanda de la S.E. Trujillo-Sur y satisfac-

cería la Demanda eléctrica que actualmente se presenta en la zona.

NOTA: Ver el Diagrama Unifilar del Sistema de subtransmisión propuesto en A.T., fig. 3.2.



IV. DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LAS SUB-ESTACIONES DE TRANS  
FORMACION

#### 4.0 DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION

Se considerarán dos Subestaciones de Transformación una 138/60 KV. de 100/125 MVA, que la llamaremos -- Subestación Trujillo Norte "C" y otra 60/10 KV. de 25/31 MVA que la llamaremos Subestación Trujillo -- Oeste.

El diagrama unifilar integral se aprecia en el plano CAV-001, Lámina 02.

##### 4.1 Diseño Electromecánico de la Subestación de envío (Trujillo-Norte "C")

Para el diseño de ésta Subestación, se ha considerado un sistema de barras simple, por ser ésta una subestación de subtransmisión.

La secuencia de los elementos eléctricos, desde las barras en 138 KV. es: Seccionador, Interruptor de Potencia, transformador de corriente, -- transformador de potencia, transformador de corriente, interruptor de potencia, seccionador y barras de 60 KV.

Desde las barras de 60 KV., la secuencia considerada es la siguiente: seccionador, interruptor de potencia, transformador de corriente, -- seccionador de línea, transformador de tensión, y seccionador de puesta a tierra. El esquema de conexiones se puede ver en la figura 4.1.

#### 4.1.1 Nivel de Aislamiento

Las Normas IEC recomiendan los siguientes valores

- Tensión nominal : 60 KV.
- Tensión máxima : 72.5 KV.
- Tensión límite de la onda de pleno impulso - 1/50 us. : 325 KV.
- Tensión límite a la frecuencia industrial 60 Hz. : 140 KV.

#### 4.1.2 Distancias mínimas

- a) Distancias mínimas de partes activas - de un sistema, entre sí y contra tierra.

Según DIN 57101/VDE 0101

- Tensión nominal : 60 KV.
- Tensión máxima del equipo : 72.5 KV.
- Factor de pérdida a tierra mayor que 1.4
- Tensión nominal de choque de rayo soportable : 325 KV.

- . Distancia mínima fase-fase y fase tierra : 700 mm.

b) Distancias de descarga

Según CEI

Distancia de descarga (Cm).	Simétricos (KV)	Electrodos asimétricos (KV)
60	338	323
120	640	620
200	1,050	1,027

4.1.3 Cálculo del interruptor en 138 KV.

a) Corriente nominal

$$I_n = \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 138} = 418.36 \text{ A}$$

Normalizado a: 630A

b) Potencia de ruptura

$$P_{cc} = 750 \text{ MVA (máxima)}$$

$$328 \text{ MVA (mínima)}$$

Hemos sobredimensionado la potencia de cortocircuito, en previsión de nuevas cargas que se puedan incorporar al Sistema.

c) Corriente de Límite Térmica

Durante tres segundos, sin presentar deterioro ni un calentamiento excesivo.

El tiempo está determinado por el tiempo de funcionamiento del relé más el tiempo de accionamiento del interruptor.

$$I_{cc} = \frac{750}{\sqrt{3} \times 138}$$

$$I_{cc} = 3.13 \text{ KA}$$

d) Corriente de límite dinámica

En la práctica, para el cálculo de los esfuerzos electrodinámicos, normalmente sólo se cuenta con el nivel de cortocircuito trifásico en MVA; por otro lado, teniendo en cuenta que los cálculos mecánicos, se hacen con factores de seguridad de 2-2.5 no se justifica efectuar un análisis muy preciso de las diferentes corrientes de cortocircuito que pueden presentarse (c.c trifásicos, bifásicos y bifásicos a tierra).

$$I_{din} = 2.55 I_{cc}$$

$$I_{din} = 2.55 \times 3.13$$

$$I_{din} = 7.98 \text{ KA.}$$

#### 4.1.4 Cálculo de Seccionadores en 138 KV.

a) Corriente nominal

$$I_n = \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 138} = 418.36 \text{ A}$$

Normalizado a : 630 A

b) Corriente térmica : 3.13 KA.

c) Corriente dinámica : 7.98 KA.

4.1.5 - El transformador considerado tendrá -  
las siguientes características:

- Número de Fases : 03

- Potencia : 100/125 MVA

- Relación de transformación: 138/60 KV

- Tensión de cortocircuito : 8.5 %

- Grupo de conexión : Ynd5

- Regulación bajo carga : en 138 KV  
y 60 KV.

- Refrigeración : ONAN/ONAF

4.1.6 Cálculo de las barras omnibus en 60 KV.

Los esfuerzos electrodinámicos generados -  
por las corrientes de cortocircuito, ejer-  
cen fuerzas potencialmente peligrosas por  
su carácter destructivo sobre conductores,  
aisladores y soportes estructurales, por -  
lo que es necesario dimensionarlas adecua-  
damente.

a) Emplearemos barras de cobre cilíndricas  
y huecas

Las barras deben ser capaces de trans -  
portar la corriente requerida en forma

continua, con una sobreelevación de -  
temperatura (30°C, según normas DIN),  
a partir de una temperatura ambiente -  
dada (35°C, según norma DIN)

b) Esfuerzo electrodinámico producido por  
la corriente de cortocircuito.

$$P_{ccmínima} = 143 \text{ MVA}$$

$$P_{ccmáxima} = 500 \text{ MVA}$$

$$\text{Asumiremos } c.s = 2.0$$

$$P_{cc} = 500 \times 2.0$$

$$P_{cc} = 1,000 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{1,000}{60 \times \sqrt{3}} = 9.62 \text{ KA}$$

$$I_{din} = 2.55 \times 9.62$$

$$I_{din} = 24.54 \text{ KA}$$

- La fuerza entre conductores, cuando -  
se aplica la corriente máxima

$$F_{max} = 2.04 \times 1 \times I_{din}^2 \times 10^{-2} \text{ Kg.}$$

donde:

l : distancia entre apoyos (m)

d : distancia entre conductores (m)

Asumimos:

$$l = 5.00 \text{ m.}$$

$$d = 1.00 \text{ m.}$$

$$F = 2.04 \times \frac{5.00}{1.00} \times (24.54)^2 \times 10^{-2}$$

$$F = 61.42 \text{ Kg.}$$

- Dimensionamiento de los aisladores

Una vez conocida la máxima fuerza entre apoyos, el esfuerzo de ruptura en la punta del aislador estará dado por dicha fuerza dividida por un coeficiente de seguridad adecuado (generalmente 0.5)

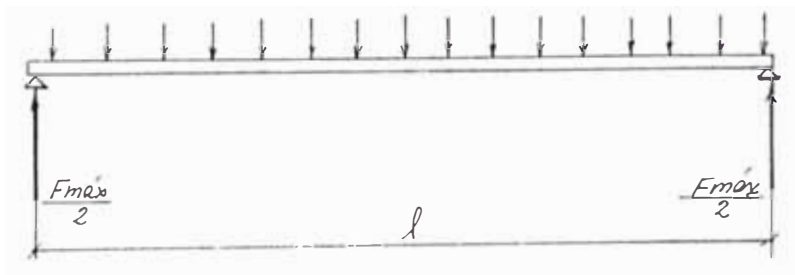
$$P = \frac{F \text{ máx}}{0.5} \quad \text{Kg-f}$$

$$P = \frac{61.42}{0.5}$$

$$P = 122.85$$

- Dimensionamiento mecánico de las barras colectoras.

Estas son consideradas como vigas simplemente apoyadas, en la situación más desfavorable, como hipótesis de cálculo.





- El momento actuante está dado por:

$$M = \frac{F_{\text{máx}} \times l}{12} \text{ Kg-cm.}$$

$$M = 2,559.17 \text{ Kg-cm.}$$

- El esfuerzo de flexión máximo en la fibra extrema

$$\tilde{\sigma}_p = \frac{M}{J/c} \text{ Kg/cm}^2$$

donde:

J : Momento de Inercia ( $\text{cm}^4$ )

c : Distancia a la fibra neutra -  
(cm)

Para barra mm. 30/22 (hueca)

$$J = 2.82 \text{ cm}^4$$

$$J/c = 1.90 \text{ cm}^3$$

$$\tilde{\sigma}_p = \frac{2,559.17}{1.90}$$

$$p = 1,346.93 \text{ Kg/cm}^2$$

El máximo esfuerzo admisible por el material es:

$$\text{material} = 3,000 - 4,000 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\tilde{\sigma}_p = 1,346.93 < \tilde{\sigma}_{\text{material}}$$

Concluimos que la barra elegida 30/22 mm  $\emptyset$ , cumple con los requerimientos.

### c) Efectos térmicos

- Efectos térmicos producidos por la co

rriente nominal.

La corriente permanente que circula - en las barras produce una sobreelevación de temperatura a consecuencia de la cual las barras se dilatan. Se requiere efectuar el cálculo de la dilatación lineal de las barras con el objeto de analizar su magnitud y determinar si es necesario la inclusión de juntas flexibles.

La dilatación lineal de una barra está dada por:

$$D = \alpha l \Delta \theta \text{ (cm)}$$

donde:

$\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal  
/°C

$$\alpha_{cu} = 1.7 \times 10^{-5} \text{ /}^\circ\text{C}$$

$\Delta \theta$  : Sobreelevación de temperatura °C

$$\Delta \theta = 30^\circ\text{C}$$

l : Longitud de barra (cm)

$$l = 500 \text{ cms.}$$

Calculamos:

$$D = 0.255 \text{ cm. valor depreciable.}$$

- Efectos térmicos producidos por la co  
rriente de cortocircuito

El calentamiento producido en las ba

rras debido a la corriente de corto -  
circuito es un proceso de corta dura-  
ción, por lo que se puede despreciar-  
la cesión de calor a la atmósfera.

$$\Delta\theta = \frac{K}{A^2} I_{ccp}^2 (t + \Delta t) \quad ^\circ C$$

$\Delta\theta$  : Incremento de calor debido a la  
 $I_{cc}$  (\*)

$I_{ccp}$ : Corriente de cortocircuito per-  
manente (A)

t : Tiempo del relé mas el tiempo -  
de apertura del interruptor -  
(seg)

$$t = 3 \text{ seg.}$$

K : Constante del material

$$K_{cu} = 0.0058$$

A : Area de la barra ( $mm^2$ )

$$A = 327 \text{ mm}^2.$$

Se incluye  $\Delta t$ , con el objeto de tener  
en cuenta el mayor valor de la corrien-  
te de cortocircuito inicial

$$\Delta t = \frac{(I_{cc})^2}{(I_{ccp})^2} \times \zeta$$

donde:

$\zeta$  : 0.3 - 0.15 para cortocircuito -  
trifásico

: 0.6 - 0.25 para cortocircuito -

bifásico.

$\Delta t$  : 0.6 seg. considerando  $I_{cc} =$

$I_{ccp}$

$$\Delta \theta : \frac{0.0058}{(327)^2} \times (9.62 \times 10^3)^2$$

(3 + 0.6)

$\Delta \theta$  : 18.07°C

La temperatura máxima alcanzada en barras de 60 KV. por  $I_{cc}$  es de:

$$= 35 + 18.07$$

$$= 53.07^\circ\text{C}$$

Según Normas VDE la máxima temperatura admisible en cortocircuito para el cobre es de 200°C

$$53.07^\circ\text{C} < 200^\circ\text{C}$$

Nuestras barras cumplen la condición.

#### d) Resonancia

Cuando la frecuencia natural ( $f_n$ ) con la que vibran las barras se encuentra muy cerca ( $\pm 10\%$ ) a la frecuencia eléctrica ( $f_e$ ) ó a su doble, se puede producir el fenómeno de resonancia.

Es por esto que es necesario calcular la frecuencia natural y verificar que se cumpla:

$$f_n \in [0.9 f_e, 1.1 f_e]$$

$$f_n \in [0.9 \times 2 f_e, 1.1 \times 2 f_e]$$

La frecuencia natural se calcula por la siguiente fórmula:

$$f_n = 112 \sqrt{\frac{E \times J}{G \times l^4}} \text{ ciclos/seg.}$$

donde:

E : Módulo de elasticidad en (Kg/cm<sup>2</sup>)

$$E = 1.25 \times 10^6 \text{ Kg/cm}^2$$

J : Momento de Inercia (cm<sup>4</sup>)

$$J = 2.82 \text{ cm}^4$$

G : Peso de la barra (Kg/cm)

$$G = 2.91 \text{ Kg/m.}$$

l : Longitud de la barra (cm)

$$l = 500 \text{ cm.}$$

$$f_n : 112 \sqrt{\frac{1.25 \times 10^6 \times 2.82}{2.91 \times (500)^4 \times 10^{-2}}}$$

$$f_n : 4.93 \text{ Hz.}$$

La solución adoptada no presenta problemas por Resonancia.

#### 4.1.7 Cálculo del Interruptor 60 KV.

Para el cálculo del equipamiento de los equipos en 60 KV. de la S.E. de envío, vamos a considerar que funcionará según el diagrama unifilar considerado en la fig. -

N. 4.1

a) Corriente Nominal

$$I_n = \frac{50,000}{\sqrt{3} \times 60} = 481 \text{ A}$$

Normalizado a 630 A

b) Potencia de ruptura

$$P_{ccm} = 143 \text{ MVA}$$

$$P_{ccm\acute{a}x} = 500 \text{ MVA}$$

c) Corriente de límite térmica

Durante tres segundos, sin presentar -  
deterioro ni un calentamiento excesivo

$$I_{cc} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 60}$$

$$I_{cc} = 4.81 \text{ KA}$$

d) Corriente de límite dinámica

$$I_{din} = 2.55 I_{cc}$$

$$I_{din} = 2.55 \times 4.81$$

$$I_{din} = 12.27 \text{ KA}$$

#### 4.1.8 Cálculo de Seccionadores en 60 KV

a) Corriente nominal

$$I_n = \frac{50,000}{\sqrt{3} \times 60} = 481 \text{ A}$$

Normalizado a 630 A

b) Corriente de límite térmica

$$I_{cc} = 4.81 \text{ KA}$$

c) Corriente de límite dinámica

$$I_{din} = 12.27 \text{ KA.}$$

#### 4.1.9 Transformador de corriente

- Tensión nominal : 60 KV.
- Máxima tensión de servicio : 72.5 KV.
- Potencia de núcleo de medida : 60 VA
- Potencia del núcleo de protección : 45 VA
- Relación de transformación : 600/5 - 400/5 A
- Clase de precisión
  - . núcleo de medida: 0.5
  - . núcleo de protección : 5P20

#### 4.1.10 Transformador de Tensión

- Tensión nominal Primaria : 60 KV.
- Máxima tensión de servicio primario : 72.5 KV.
- Potencia : 200 VA
- Relación de transformación:  $(60/\sqrt{3})/(0.2/\sqrt{3})$
- Precisión : 0.5

#### 4.2 Diseño Electromecánico de la S.E. de Recepción - (Trujillo-Oeste)

#### 4.2.1 Equipos Electromecánicos a la llegada (antes de las barras de 60 KV)

La selección de estos equipos fue hecha en base a los mismos parámetros utilizados para la selección de los equipos en la salida (barras 60 KV) de la S.E. de envío; por lo que tendrán las mismas características.

#### 4.2.2 Equipos electromecánicos a la salida de las barras de 60 KV.

##### a) Cálculo del interruptor 60 KV.

$$I_n = \frac{25,000}{\sqrt{3} \times 60} = 240.56 \text{ A}$$

Normalizado a 400 A

- Potencia de ruptura

$$P_{cc} = 98 \text{ MVA (mínima)}$$

$$P_{cc} = 250 \text{ MVA (máxima)}$$

- Corriente de límite térmica

$$I_{cc} = \frac{250}{\sqrt{3} \times 60}$$

$$I_{cc} = 2.40 \text{ KA}$$

- Corriente de límite dinámica

$$I_{din} = 2.55 I_{cc}$$

$$I_{din} = 6.13 \text{ KA}$$

##### b) Cálculo del seccionador en 60 KV.

- Corriente nominal



$$I_n = \frac{25,000}{\sqrt{3} \times 60} \quad I_n = 240.56 \text{ A}$$

Normalizado a 400 A

- Corriente de límite térmica: 2.40 KA
- Corriente de límite dinámica : 6.13 KA

c) Transformador de corriente

- Tensión nominal : 60 KV
- Máxima tensión de servicio : 72.5 KV.
- Potencia del núcleo de protección : 45 VA
- Relación de transformación : 400/5-200/5 A

d) Transformador de tensión

De las mismas características que lo estipulado en 4.1.10

e) Transformador de potencia trifásico

Tendrá las siguientes características

- Potencia : 25/31 MVA
- Relación de transformación : 60/10 KV
- Tensión de corto circuito : 8 %
- Grupo de conexión : ynd5

- Regulación bajo carga : 60 Kv y 10 KV.
- Refrigeración : ONAN/ONAF

#### 4.2.3 Equipos electromecánicos en 10 KV.

##### a) Cálculo del interruptor en 10 KV.

- Corriente nominal

$$I_n = \frac{25,000}{\sqrt{3} \times 10} \quad I_n = 1,443.40 \text{ A}$$

Normalizado a 1,600 A

- Cortocircuito

$$P_{ccm\acute{a}x} = 250 \text{ MVA} \quad P_{ccmin} = 98.23 \text{ MVA}$$

- Corriente de límite térmica (durante tres segundos)

$$I_{cc} = \frac{250}{10 \sqrt{3}} \quad I_{cc} = 14.43 \text{ KA}$$

- Corriente de límite dinámica

$$I_{din} = 2.55 \times 14.43$$

$$I_{din} = 36.80 \text{ KA}$$

##### b) Seccionador

- Corriente nominal

$$I_n = 1,600 \text{ A (normalizado)}$$

- Corriente de límite térmica: 14.43 KA

- Corriente de límite dinámi-

$$ca \quad : \quad 36.80 \text{ KA}$$

##### c) Transformador de corriente

- Tensión nominal : 10 KV
- Máxima tensión de servicio : 12.5 KV
- Potencia núcleo de medida : 45 VA
- Potencia núcleo de protección : 60 VA
- Relación de transformación : 1,500/5 A
- Clase precisión
  - . Núcleo de medida : 0.5
  - . Núcleo de protección : 5 P20

## d) Transformador de Tensión

- Relación de transformación : 10/0.11 KV
- Potencia : 150 VA
- Precisión : 0.5

## e) Cálculo de la barra colectora 10 KV

- Esfuerzo entre barras de diferentes fases

Escogeremos barras de cobre de sección rectangular de 5 x 1 cm. montada en posición horizontal.

$$F_h = 2.04 \times I_d^2 \times \frac{1}{d} \times 10^{-2}$$

$F_h$  : Fuerza de atracción entre barras  
(Kg)

$I_d$  : Corriente de límite dinámico -  
(A)

$$I_d = 36.80 \text{ KA}$$

$l$  : distancia entre apoyos (m)

$$l = 1.20 \text{ m.}$$

$d$  : separación entre fases (m)

$$d : 0.20 \text{ m.}$$

$F_h$  : 150.70 Kg.

El esfuerzo está dado por la expresión:

$$\sigma_h = \frac{M}{J/C} \quad (\text{Kg/cm})$$

donde:

$$M = \frac{F \text{ máx} \times l}{8} \quad (\text{Kg-cm})$$

$$J = 10.41 \text{ cm}^4 \quad (\text{momento de inercia})$$

$$J = \frac{bh^3}{12}$$

$C = 2.5 \text{ cm}$  (distancia a la fibra neu-

$$\text{tra) } C = \frac{h}{2}$$

$$\sigma_h = \frac{150.70 \times 120 \times 2.5}{8 \times 10.41}$$

$$\sigma_h = 542.87 \text{ Kg/cm}^2$$

Este valor es mucho menor que el esfuerzo admisible para el cobre que es de 1,000-1,200 Kg/cm<sup>2</sup>; por lo cual la selección de las dimensiones de las -

barras es la correcta.

Tendremos un factor de seguridad de:

1.84-2.21

- Efectos térmicos producidos por la corriente nominal

La dilatación lineal final será:

$$D = \alpha l \Delta \theta \quad (\text{cms})$$

$$D = 1.7 \times 10^{-5} \times 120 \times 30$$

$$D = 0.0612 \text{ cms. valor depreciable}$$

- Efectos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito

$$\Delta \theta = \frac{K}{A^2} I_{ccp}^2 (t + \Delta t)$$

donde:

$\Delta \theta$  = calentamiento producido en las barras por corriente de cortocircuito.

$$\Delta \theta = 0.008 \times (14.43)^2 (3 + 0.6) \times 10^6$$

$$\Delta \theta = 17.39^\circ \text{C}$$

La máxima temperatura alcanzada en las barras de 10 KV. será:

$$\theta = 35 + 17.39 \quad \theta = 52.39^\circ \text{C}$$

Esta temperatura es menor que la máxima temperatura admisible por el co

bre que es de 200°C, por lo que la barra seleccionada cumple la condición térmica.

- Resonancia

La frecuencia natural de vibración está dada por:

$$f = 112 \sqrt{\frac{E \times J}{G l^4}} \text{ (Hz)}$$

$$E = 1.25 \times 10^6 \text{ Kg/cm}^2$$

$$J = 10.41 \text{ cm}^4$$

$$G = 4.45 \text{ Kg/m.}$$

$$l = 120 \text{ cms.}$$

$$f = 112 \sqrt{\frac{1.25 \times 10^6 \times 10.41}{4.45 \times 10^{-2} \times (120)^4}}$$

$$f_n = 133.00 \text{ Hz}$$

$$f_n = 133 \text{ Hz} \quad \& \quad [54, 66 \text{ Hz}]$$

$$f_n = 133 \text{ Hz} \quad \& \quad [108, 132 \text{ Hz}]$$

La frecuencia natural de vibración no está dentro de los rangos establecidos, por lo que las barras cumplen la condición establecida.

## V. DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA DE SUB-TRANSMISION

## 5.0 DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION

### 5.1 Descripción de la Zona

La zona por donde recorrerá la línea presenta - diversos tipos de terrenos, una franja arenosa, de color pardo oliváceo de consistencia suave, - que presenta gravillas y piedras en forma oca - sional, este tipo de terreno se encuentra entre la S.E. Trujillo-Norte, la granja Merco; existe una zona, pasando la granja Merco, de tierra agrícola de pan llevar, cuyas tierras son de consistencia dura con gran porcentaje de materias orgánicas, pasando la zona de Villa del Mar, te nemos tierras agrícolas, dedicadas al cultivo - de caña de azúcar, éstos terrenos también son - de consistencia dura y con gran porcentaje de - materias orgánicas. En lo que respecta al terreno, éste no presenta problemas para la excavación y cimentación de las estructuras.

### 5.2 Elección de la Ruta más adecuada

La ruta ha sido elegida, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Punto de partida : S.E. Trujillo-Norte
- Punto de llegada : S.E. Proyectado en la parte posterior de la Urb. Vista Hermosa.
- La ruta elegida se cruza con líneas de media-tensión 10 Kv. sin problemas, debido a que las



estructuras de 60 KV. son mucho más altas.

- Se ha evitado el recorrido paralelo con otras líneas, (excepto a la salida de la S.E. Trujillo-Norte, donde presenta un tramo corto en paralelismo con la radial TN-4 a Huanchaco en 10 Kv).
- La línea de Subtransmisión presenta 5 vértices, que son inevitables, debido a la naturaleza geográfica del terreno.
- Se ha trazado la ruta siguiendo el criterio de la distancia más corta, adecuándose a todas las restricciones que éste impone.
- Se ha evitado cruzar la zona de las ruinas de Chan Chan, debido a que ésta ha sido declarada Zona Intangible por el Instituto Nacional de Cultura.
- Se ha coordinado con el Concejo Provincial de Trujillo, en lo que respecta a futuras avenidas y urbanizaciones proyectadas, para de este modo llevar la línea por estas vías.
- Se tendrá que gestionar la franja de servidumbre de ésta línea, ya que cruza arenales, terrenos agrícolas de pan llevar y sembríos de caña de azúcar.

En consideración a lo antes mencionado, se ha elegido la ruta entre la S.E. Trujillo-Norte y la S.E. proyectada, considerando los siguientes

pasos:

- Salida de la S.E. Trujillo-Norte.
- Cruce a la Panamericana Norte, por la lateral de la avenida principal del parque industrial Trujillo-Norte.
- Tramo paralelo al PPJJ. La Esperanza parte baja (Sector Jerusalen y Santa Verónica).
- Cruce sobre la Granja "Merco".
- Cruce de zona agrícola de pan llevar.
- Cruce con la carretera Trujillo-Huanchaco.
- Cruce de zona agrícola de cultivo de caña de azúcar, perteneciente a la Cooperativa Laredo.

### 5.3 Cálculos Eléctricos

#### 5.3.1 Selección del Conductor

- a) Características del conductor a seleccionarse.

El conductor a seleccionarse debe de cumplir con las siguientes características:

- Buena conductibilidad.
- Buenas características mecánicas
- Buena resistencia al medio ambiente
- Costo razonable

- b) Alternativas de Selección

La elección del conductor está supeditada al análisis de dos alternativas:

conductor de cobre y conductor de Aleación de Aluminio.

A continuación se exponen las ventajas y desventajas de los conductores planteados en las alternativas:

- El cobre cumple con todas las características expuestas en a), pero es demasiado pesado.

Para una misma potencia de Transmisión el conductor de cobre pesa el doble -- que el de aleación de aluminio, tipo A ASC.

- A igualdad de flechas el conductor de aleación de Aluminio, permite tener vanos más largos que el de cobre.
- Usando conductor de cobre, se emplea - 43% de estructuras adicionales, que si se emplease conductor de Aleación de Aluminio tipo AASC.
- La proporción del costo de un conductor de cobre, a uno de Aluminio de conductibilidad equivalente, es de aproximada - mente 2.5 a 1.
- El conductor de aleación de aluminio, -

es importado, pero su adquisición se justifica debido a que son aproximadamente 8.5 Km. del recorrido de línea doble terna, que en total haría 51 Km. de conductor.

- El conductor AASC es recomendable para zonas costeras salobres y la zona de influencia del Proyecto, se encuentra en promedio a 5 Km. del mar.

Por lo anteriormente expuesto, seleccionamos conductor de Aleación de Aluminio tipo AASC para nuestra línea

#### c) Características del Conductor AASC

El conductor de Aleación de Aluminio - AASC, está formado por alambres de aleación de aluminio cableados concentricamente. Este conductor es aplicable en líneas aéreas de transmisión y líneas de Distribución. Sus características principales son:

- Carga de rotura similar a la de los cables ACSR, siendo más ligeros que estos en los calibres equivalentes.
- Son particularmente recomendables para líneas aéreas en zonas salobres y

cercanas al mar ó aéreas altamente-contaminadas, ya que no presentan - los problemas de corrosión electro-lítica, que tienen los cables ACSR.

- Los cables de aleación de aluminio, tienen una conductibilidad superior a 52.5% de la del cobre blando IA CS.

### 5.3.2 Selección del calibre del conductor

Para seleccionar el calibre del conductor han sido tomados en cuenta los siguientes criterios:

- Pérdidas en la línea por efecto Joule.
- Pérdidas por efecto Corona.
- Capacidad de corriente y caída de tensión.
- Costo del conductor
- Transporte
- Montaje

a) Evaluación de Pérdidas por efecto Joule:

Se tiene la siguiente fórmula

$$VA = 26.28 \frac{\sum_{n=0}^{15} I_n^2 \times f_p \times f_a^{(n)} \times t \times r \times l}{1,000}$$

$$I_n = \frac{\text{Máxima Demanda (KW}_n)}{\sqrt{3} \times V \times \text{Cos } \phi}$$

$$f_p = 0.7 f_c + 0.3 f_c$$

$$f_a^{(n)} = \frac{(1 + i)^n - 1}{i (1 + i)^n}$$

donde:

VA = valor actualizado de las pérdidas Joule, para las tres fases-en intis.

$I_n$  = corriente de Línea Nominal (A)

$f_p^{(n)}$  = factor de pérdidas (adimensional)

$f_a^{(n)}$  = factor de actualización (adimensional).

$KW_n$  = demanda de potencia en cada año.

V = tensión nominal 60 Kv.

$f_c$  = factor de carga.

n = variable que representa a los años de proyección.

i = tasa de interes anual= promedio 250%.

t = costo del KW-h promedio = 0.028  
US \$ = 14 intis/KW-h  
 KW-h

r = resistencia del conductor a 50°C

l = longitud de la línea (Km): 8.5 -  
 Km.

cos  $\emptyset$  = 0.85

Los resultados los podemos apreciar en el cuadro 5.1.

De las tres alternativas planteadas para la evaluación por Pérdidas Joule actualizadas, elegiríamos el conductor - AASC-250 MCM, por menores pérdidas, pero analicemos otros aspectos.

b) Evaluación del costo total del conductor (para simple terna)

Costo total del conductor =  
 Costo de Fabricación +  
 Costo de Transporte +  
 Costo de Instalación +  
 Costo de Pérdidas Joule actualizadas.

- Costo de Fabricación:

(Puesto en el Callao, incluye Impuestos).

Item	Cost.Unitar. I/Km	Cost.Tot.Fabr. I/.
Cond. AASC.		
2/0 AWG	1'057,471	28'044,131
4/0 AWG	1'689,655	44'809,651
250 MCM	2'000,000	53'040,000

Longitud de línea= 26.52 Km.

- Costo de Transporte: I/.10,000/Ton. desde Callao a -  
Trujillo

Item	Peso Unitario (Kg/Km)	Peso Total (Kg)	Costo Total Transp.(I/)
Cond. AASC.			
2/0 AWG	184.00	4,880	48,800
4/0 AWG	294.00	7,797	77,970
250 MCM	348.00	9,229	92,290

- Costo de Instalación:

Item	Costo Unitario (I/Km.)	Costo Total Inst. (I/.)
Cond. AASC.		
2/0 AWG	45,000	1'193,400
4/0 AWG	71,900	1'906,788
250 MCM	85,108	2'257,064

- Cuadro resumen de costos

Item	C. Fab. Mil.I/.	C.Transp. Mil.I/.	C.Inst. Mil.I/.	C.Per.Jou. Mil. I/.	C.Total Mil.I/.
Cond. AASC.					
2/0 AWG	28,044	49	1,193	170	29,456
4/0 AWG	44,810	78	1,907	107	46,902
250 MCM	53,040	92	2,257	90	55,479

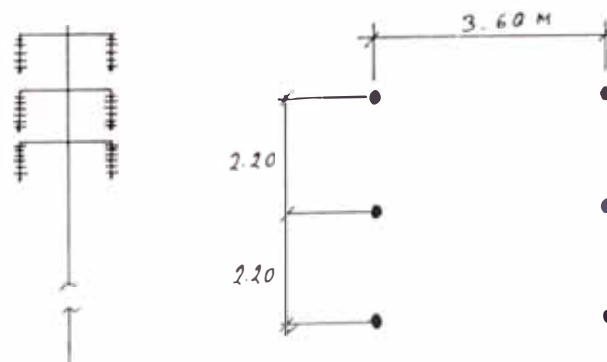
Según los cálculos efectuados el conductor 2/0 AWG, presenta los menores costos, pero para garantizar la caída de tensión y las operaciones en anillajes de emergencia entre subestaciones, seleccionamos el conductor AASC. - de 250 MCM de calibre.



## 5.3.3 Cálculo de la Caída de Tensión

## a) Datos

- Conductor : Aleación de Aluminio AASC.
- Calibre : 250 MCM
- Sección ( $\text{mm}^2$ ) : 126.7
- Diámetro (mm) : 14.57
- Resistencia 20°  
C ( $\Omega/\text{Km}$ ) : 0.2644
- Longitud de línea  
Primera Terna  
nea (Km) : 8.50
- Longitud de línea  
Segunda Terna  
nea (Km) : 16
- Cos  $\phi$  : 0.85
- Temperatura inicial ( $^{\circ}\text{C}$ ) : 20
- Temperatura final ( $^{\circ}\text{C}$ ) : 50
- Frecuencia (Hz): 60



b) Cálculo de la Reactancia de la línea

Se empleará la siguiente expresión:

$$X = 2\pi fL$$

donde:

X = Reactancia (ohmios/Km)

f = Frecuencia nominal (Hz) f= 60 Hz

L = Inductancia (Henrios/Km)

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \left( 2^{1/3} \frac{d}{r'} \right) \text{ Henrios/Km/}$$

conductor.

(fórmula extraída del libro "Análisis de Sistemas de Potencia" por W. Stevenson).

donde:

d = distancia vertical entre fases -  
(m) d= 2.20 m

r = radio del conductor (m)

$$r' = 7.285 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \left( 2^{1/3} \times \frac{2.20 \times 10^3}{(14.57/2)} \right)$$

$$L = 1.18828 \times 10^{-3} \text{ Hr/Km/Cond.}$$

Luego:

$$X = 2\pi \times 60 \times 1.18828 \times 10^{-3}$$

$$X = 0.4480 \text{ } \Omega \text{ /Km.}$$

c) Cálculo de la Resistencia a 50°C

$$R_{50^\circ\text{C}} = R_{20^\circ\text{C}} \left[ 1 + \alpha(t_2 - t_1) \right]$$

donde:

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = 0.2644 \, \Omega / \text{Km.}$$

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

$$R_{50^{\circ}\text{C}} = 0.2929 \, \Omega / \text{Km}$$

d) Evaluación de la caída de Tensión

Se tiene la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} I L (r \cos \phi + X \sin \phi)$$

donde:

$\Delta V$  = Caída de Tensión (V)

$I$  = Corriente Nominal (A)

$L$  = Longitud (Km)

$r$  = Resistencia a  $50^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega / \text{Km}$ )

$X$  = Reactancia ( $\Omega / \text{Km}$ )

$\phi$  = Angulo de desfasaje entre la corriente y tensión ( $^{\circ}$ ).

La línea de Subtransmisión será en doble terna desde la Subestación Trujillo-Norte hasta la Subestación proyectada Trujillo-Oeste y allí continuará hasta la Subestación Trujillo-Sur, ésta última línea será utilizada eventualmente para casos de transferencia de carga entre Subestaciones de Transformación.

- Primera Terna : S.E. Trujillo-Norte-S.  
E. Trujillo-Oeste.

. Potencia (KVA): 25,000

- . Longitud (Km) : 8.5
  - . Cos  $\emptyset$  : 0.85
  - . Conductor : AASC-250 MCM
- AV = 1,717 V    AV % = 2.86 %

La caída de tensión para la Segunda Terna es la misma.

#### 5.3.4 Pérdidas por efecto Corona

Para el cálculo de las pérdidas por efecto Corona existen varias fórmulas empíricas, siendo más conocida la fórmula de Peck.

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \left( \frac{V - V_c}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 10^{-5} \text{ KW/Km/ fase.}$$

donde:

$\delta$  = coeficiente de corrección por enrarecimiento del aire.

$$\delta = \frac{3.926}{273 + \theta} \text{ antilog } \log 76 - \frac{Y}{18,336}$$

Y = altura sobre el nivel del mar (m)

Y = 80 m.

= temperatura media (.C)

= 20°C

Reemplazando valores:

$$\delta = 1.008$$

D = distancia entre fases de conductores (cm)

$$D = 220 \text{ cm.}$$

$f$  = frecuencia industrial (Hz)

$$f = 60 \text{ Hz.}$$

$r$  = radio del conductor

$$r = 0.7285 \text{ cm.}$$

$V$  = Tensión máxima de servicio (Kv)

$$V = 72.5 \text{ Kv.}$$

$V_c$  = Tensión crítica disruptiva (Kv)

$$V_c = 84 m_c \times m_t \times r \times \delta \times n \times \log \left( \frac{D}{r} \right)$$

$m_c$  = Coeficiente debido a la rugosidad de la superficie del conductor (0.85) .

$m_t$  = Coeficiente debido a la humedad del ambiente. (1.0)

$n$  = Número de conductores del haz (1)

Reemplazando valores:

$$V_c = 130.03 \text{ Kv.}$$

Reemplazando valores en la fórmula de Peck obtenemos:

$$P_c = 12.90 \text{ KW/Km/fase}$$

$$P_c \text{ 1/T} = 38.70 \text{ KW.}$$

Considerando línea doble terna, hasta la S.E. proyectada.

$$P_c \text{ 2/T} = 77.41 \text{ KW.}$$

### 5.3.5 Pérdidas por Efecto Joule

Evaluaremos las Pérdidas por Efecto Joule para el conductor seleccionado.

$$P_j = I^2 r \times 10^{-3}$$

donde:

$P_j$  = Pérdidas por efecto Joule (KW/Km/fase).

$I$  = Corriente Nominal (A)

$r$  = Resistencia del conductor AASC-250  
MCM a 50°C

Evaluando para 25 MVA/terna

$$P_j = 16.95 \text{ KW/Km/fase}$$

$$P_j = 144.08 \text{ KW/fase}$$

$$P_j \text{ 1/T} = 432.23 \text{ KW.}$$

$$P_j \text{ 2/T} = 864.46 \text{ KW.}$$

### 5.3.6 Cálculo de la Cadena de Aisladores

La cadena de Aisladores para una línea de Alta Tensión, básicamente se tiene que -- calcular, teniendo en cuenta el Gradiente de Potencial debido a la tensión de frecuencia industrial y a las sobretensiones de impulso causadas por descargas atmosféricas ó por maniobras de apertura y cierre de los equipos eléctricos.

Se tienen los siguientes datos:

- Tensión Nominal (Kv) : 60
- Tensión Máxima de Servicio (Kv) : 72.5
- Según las Normas de la Comisión Interna

cional de Electricidad IEC para la tensión nominal de 60 KV. (hasta 1,000 m. s.n.m.)

Se tiene como tensiones de prueba:

- . Tensión pico de Sostentamiento por descargas atmosféricas (Kv) : 325
- . Tensión rms de sostenimiento a frecuencia industrial (Kv) : 140

a) Cálculo de la Cadena de Aisladores por sobretensión a frecuencia industrial.

$$N = \left( \frac{V_1}{\sqrt{3}} \right) \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}{E'w}$$

donde:

N : Número de aisladores ANSI 52.3 antifog de la cadena.

V<sub>1</sub> : Tensión Nominal entre líneas (Kv)  
V<sub>1</sub> = 60 Kv

K<sub>1</sub> : Factor de incremento de voltaje - en caso de fallas por corto circuito monofásico (1.3)

K<sub>2</sub> : Factor de incremento de voltaje a frecuencia industrial (1.05)

K<sub>3</sub> : Factor de mantenimiento (1.2)

E'w: Tensión de sostenimiento de cada

aislador por sobretensión a frecuencia industrial (Kv/aisl)

$$E'w = 12.9 \text{ Kv/aisl.}$$

La tensión de sostenimiento ha sido elegida, tomando en consideración que el equivalente salino de ensuciamiento es de  $0.1 \text{ mg/cm}^2$ , debido a que la línea cruza zonas con alto contenido de polvo en el ambiente (Chan-Chan).

Evaluando:

$N = 5$  Aisladores tipo suspensión anti neblina clase ANSI 52-3 (10" x 5 3/4")

b) Cálculo de la cadena de aisladores por sobretensiones internas, debido a maniobras.

$$N = \frac{\left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \times V_1 \times C \times K_3}{Ew}$$

$N$  : Número de aisladores ANSI 52-3 anti fog requeridos por sobretensión interna.

$C$  : Factor de sobretensión de maniobra para una tensión nominal dada (2.7 para 60 Kv)

$K_3$  : Factor de mantenimiento (1.2)



$E_w$  : Tensión de sostenimiento al impulso de maniobra (Kv/aisl).

$E_w = 40$  KV/aisl, para un equivalente de contaminación salina de  $0.1$  mg/cm<sup>2</sup>.

Evalutando:

$N = 4$  aisladores clase ANSI 52-3 antineblina.

c) Cálculo de la cadena de aisladores por sobretensiones externas.

Considerando que la zona por donde atraviesa la línea de subtransmisión, el nivel isocerámico es nulo, no tomamos en cuenta las sobretensiones externas.

Conclusión:

Del análisis efectuado, finalmente concluimos que debemos utilizar aisladores tipo suspensión antineblina clase ANSI 52-3 tipo "B" de 17" de línea de fuga en número de 05 unidades por cadena.

Considerando que la línea es de clase 1, es decir muy importante, consideraremos un factor de rompimiento por van

dalismo; por lo tal usaremos 06 unidades por cadena.

## 5.4 Cálculos Mecánicos del Conductor

### 5.4.1 Condiciones del cálculo

Para el cálculo mecánico de conductores, se formulan básicamente tres hipótesis de cálculo, las cuales nos llevan a determinar los valores de parámetros de la línea como son el tiro y la flecha, en función de la variación de las condiciones ambientales (temperatura y presión del viento). Tales hipótesis son:

- a) Hipótesis I ó de los Máximos Esfuerzos  
Supone las mayores exigencias mecánicas en el conductor. La presión del viento será la máxima en la zona de estudio, y la temperatura será la mínima exigida por las normas.
- b) Hipótesis II ó de Condiciones de Templado  
Se refiere a las condiciones de instalación de la línea y a sus condiciones normales de operación. Se considera presión del viento nula.
- c) Hipótesis III ó de Flecha Máxima  
Se refiere a las condiciones de máximo

acercamiento del conductor al terreno y se presenta cuando la temperatura es máxima y la presión del viento nula.

El procedimiento de cálculo a seguir es el siguiente:

Hipótesis II → Hipótesis I → Hipótesis III.

Según el Código Nacional de Electricidad el esfuerzo máximo admisible en el conductor, en ningún caso podrá ser mayor al 40 % de su esfuerzo mínimo de rotura. Lo que equivale a decir:

$$\frac{\sigma_{\text{Trabajo}}}{\sigma_{\text{Rotura}}} = 0.40$$

Por lo tanto el coeficiente de seguridad mínimo para el conductor será de 2.5.

Para el caso de conductores de Aleación de Aluminio, el esfuerzo mínimo de rotura es de 28 Kg/mm<sup>2</sup>.

La experiencia demostró que a mayor tensión mecánica el conductor, mayores eran las probabilidades de que aparezcan en él fenómenos vibratorios; se determinó la conveniencia de mantener la tensión -

mecánica de los conductores, dentro de ciertos valores preestablecidos, cuando se tenga la "temperatura de cada día" -- (temperatura media diaria promedio), dicha tensión mecánica, llamada "tensión de cada día" (TCD), se expresa como un porcentaje del tiro de rotura. En el caso del conductor de aleación de aluminio AA SC, sin considerar antivibradores, la TCD es el 22 % del tiro de rotura y considerando antivibradores es el 18 %.

#### 5.4.2 Hipótesis de Cálculo

##### a) Hipótesis I (Esfuerzos Máximos)

-Temperatura (°C) : 5

-Velocidad del viento : 10 mts. sobre el piso (Km/h)  
60.

-Velocidad del viento a  
20 mts. sobre el piso  
(Km/h) : 66

##### b) Hipótesis II (Condiciones de Templado)

- Temperatura (°C) : Variable 10, -  
15,20,25,30,35.

- Velocidad del viento:  
(Km/h) : 0

- Tensión de cada día : 18% del tiro -

rotura, (con a  
mortiguadores)

c) Hipótesis III (Flecha Máxima)

- Temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) : 50
- Velocidad del viento: 0  
(Km/h)

Se asume que la "temperatura de cada día" es de  $20^{\circ}\text{C}$ , que es el punto de partida para los cálculos en la hipótesis II.

5.4.3 Características del Conductor

- Material : Aleación de aluminio - AASC, cableado concéntrico.
- Sección ( $\text{mm}^2$ ) : 126.70
- Diámetro exterior (mm) : 14.57
- Número de hilos : 19
- Peso (Kg/Km) : 348
- Esfuerzo mínimo de rotura ( $\text{Kg}/\text{mm}^2$ ) : 28.0
- Resistencia  $20^{\circ}\text{C}$  (Ohm/Km) : 0.2644
- Densidad a  $20^{\circ}\text{C}$  ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ): 2.7

- Resistividad a 20°C  
(Ohm-mm<sup>2</sup>/m) : 0.0328
- Conductibilidad %  
IACS : 52.5
- Coeficiente térmico  
de resistencia a 20  
°C por °C : 0.00360
- Módulo de elasticidad (Kg/mm<sup>2</sup>) : 5,700
- Coeficiente de dilatación lineal a 20°C (°C<sup>-1</sup>) : 2.3 x 10<sup>-5</sup>

#### 5.4.4 Fórmulas Empleadas

En el proceso de cálculo se emplean las siguientes fórmulas:

a) Vano de regulación

$$d_r = \left[ \frac{\sum d^3}{\sum d} \right]^{1/2}$$

$d_r$  : Vano de regulación (m)

$d$  : Vano (m)

b) Presión del viento sobre el conductor

$$P_v = 0.0042 V^2 D$$

donde:

$P_v$  = Presión del viento sobre el conductor (Kg/m)

$V$  = Velocidad del viento (Km/h)

D = Diámetro del conductor (m)

c) Peso resultante

$$W_r = (W_c^2 + P_v^2)^{1/2}$$

W<sub>r</sub> : Peso resultante entre el W<sub>c</sub> y P<sub>v</sub> que son perpendiculares (Kg/m)

W<sub>c</sub> : Peso del conductor (Kg/m)

d) Esfuerzo máximo en el punto de amarre

$$\sigma_B = \frac{T_r}{C_s \times A} \quad \sigma_B \approx \sigma_0$$

σ<sub>B</sub> : Esfuerzo máximo en el punto de amarre del conductor (Kg/mm<sup>2</sup>)

σ<sub>0</sub> : Esfuerzo máximo en el punto más bajo del conductor (Kg/mm<sup>2</sup>)

T<sub>r</sub> : Tiro de rotura del conductor (Kg)

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

C<sub>s</sub> : Coeficiente de seguridad

e) Flecha de Regulación

$$f_r = \frac{W_r d_r^2}{8 \sigma_0 A \cos \varnothing}$$

f<sub>r</sub> : Flecha de regulación (m)

∅ : tg<sup>-1</sup> (h/d)

h : desnivel entre vanos contiguos (m)

En nuestro caso:

h/d : 0

f) Flecha en vanos de longitudes diferen-

tes al vano de regulación para una determinada temperatura.

$$f = fr \left( \frac{d}{dr} \right)^2$$

f : flecha para un vano diferente al de regulación (m).

fr: flecha de regulación

g) Fórmula de cambio de estado por el método TRUXA

$$\sigma_{02}^2 (\sigma_{02} + M + N) = P$$

donde:

$$M = a E \cos \varnothing (t_2 - t_1)$$

$$N = \frac{Wr_1^2 dr^2 E \cos^3 \varnothing}{24 A^2 \sigma_{01}^2} - \sigma_{01}$$

$$P = \frac{W^2 r_2^2 dr^2 E \cos^3 \varnothing}{24 A^2}$$

$\sigma_{01}$  : Esfuerzo en el punto más bajo del conductor para las condiciones iniciales (Kg/mm<sup>2</sup>)

$\sigma_{02}$  : Esfuerzo en el punto más bajo del conductor para las condiciones finales (Kg/mm<sup>2</sup>)

Wr1: Peso resultante del conductor para las condiciones iniciales (Kg/m)

Wr2 : Peso resultante del conductor para las condiciones finales (Kg/m)

t1 : Temperatura inicial (°C)



- $t_2$  : Temperatura final ( $^{\circ}\text{C}$ )  
 $A$  : Sección transversal del conductor  
 ( $\text{mm}^2$ )  
 $a$  : Coeficiente de dilatación del con  
 ductor ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ )  
 $E$  : Módulo de elasticidad ( $\text{Kg}/\text{mm}^2$ )  
 $dr$  : Vano de regulación (m)  
 $\emptyset$  :  $0^{\circ}$

#### h) Plantilla de flecha máxima

Se determina a partir del mínimo esfuer  
zo correspondiente al vano de regulación  
 y según la tercera hipótesis ( $t=50^{\circ}\text{C}$ )

$$Y = \frac{X^2}{2 (T_o/Wr)}$$

$Y$  : Flecha de la parábola (m)

$X$  : Semivano considerado (m)

En nuestras condiciones, la ecuación es

$$Y = X^2/2,664.48$$

#### 5.4.5 Resultados obtenidos

- a) En el cuadro N. 5.2 se observan los va  
lores del peso del conductor, presión  
 del viento y peso resultante, para las  
 tres hipótesis de cálculo.
- b) En el cuadro N. 5.3 se observan los coe  
ficientes M,N,P para las tres hipótesis

y para un vano de regulación de 200 m.

- c) En el cuadro N. 5.4 se observan los es fuerzos, tiros, c.s, y flechas para diferentes vanos y para las condiciones de templado.
- d) En el cuadro N. 5.5 se aprecian los es fuerzos, tiros, c.s, y flechas para el vano de regulación en las hipótesis I y III.
- e) En la figura N. 5.1 podemos ver la -  
plantilla de flecha máxima.

Cuadro N. 5.2 Presión del viento y pesos resultantes, -  
para las tres hipótesis consideradas. Con  
ductor tipo AASC de 250 MCM.

Hipótesis	$W_c$ (Kg/m)	$P_v$ (Kg/m)	$W_r$ (Kg/m)
I	0.348	0.2665	0.4383
II	0.348	0	0.348
III	0.348	0	0.348

Cuadro N. 5.3 Coeficiente M,N,P hipótesis I, II y III.

Vano de regulación: 200 m.

Tensión de cada día a 20°C : 18 %.

Hipótesis	t2 (°C)	M	N	P
I	5	-1.9665	-2.2186	113.6876
	10	-1.311	-2.2186	71.6686
	15	-0.6555	-2.2186	71.6686
II	25	0.6555	-2.2186	71.6686
	30	1.311	-2.2186	71.6686
	35	1.9665	-2.2186	71.6686
III	50	3.933	-2.2186	71.6686

Cuadro N. 5.4 Tabla de regulación (condic. de templado)

t2 (°C)	$\sigma_{o2}$ (Kg/mm <sup>2</sup> )	To2 (Kg)	C.S.	F l e c h a (m)					
				v.(m) 100	v(m) 150	v(m) 180	v(m) 200	v(m) 220	v(m) 250
10	5.72	724.72	4.89	0.60	1.35	1.94	2.40	2.90	3.75
15	5.36	679.11	5.22	0.64	1.44	2.07	2.56	3.10	4.00
20	5.04	638.57	5.55	0.68	1.53	2.20	2.72	3.29	4.25
25	4.75	601.82	5.89	0.72	1.62	2.34	2.89	3.50	4.52
30	4.48	567.62	6.25	0.76	1.72	2.48	3.06	3.70	4.78
35	4.24	537.21	6.60	0.81	1.82	2.62	3.24	3.92	5.06

Cuadro N. 5.5 Esfuerzo, Coeficiente de Seguridad y fle -  
cha máxima y mínima en hipótesis I y III.

Hipótesis	t2 (°C)	$\sigma_{o2}$ (Kg/mm <sup>2</sup> )	To2 (Kg)	C.S	Flecha (m) vano:200 m
I	5	6.71	850.16	4.17	2.05
III	50	3.66	463.72	7.65	3.75

#### 5.4.6 Determinación de la plantilla de flecha mínima

La zona de recorrido de línea, presenta un nivel casi plano, por lo que no se - presentan tiros hacia arriba (up lift)- en soportes adyacentes, por lo que no - se realizará este cálculo.

#### 5.4.7 Distancias mínimas admisibles

Analizaremos valores que para el caso - dicta el Reglamento de Líneas Eléctricas de A.T. español, en vista que no existe normas para líneas de A.T en el Perú.

a) Distancia de los conductores al terreno.

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con - su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto de terreno ó superficie de aguas no - navegables, a una altura mínima de:

$$d_{\min} = 5.3 + \frac{U}{150} \quad (\text{m})$$

con un mínimo de 6.00 m.

donde:

U = Tensión nominal de la línea (Kv)

En nuestro caso U = 60 Kv.

$$d_{\min} = 5.3 + \frac{60}{150} \quad d_{\min} = 6.00 \text{ m.}$$

b) Distancia vertical **entre** conductores

La distancia de los conductores entre sí sometidos a tensión mecánica, debe ser tal que no haya riesgo alguno de corto circuito, teniendo presente las oscilaciones de los conductores debido al viento.

La separación mínima vertical entre conductores está dada por la siguiente fórmula:

$$D_{\min} = K\sqrt{F} + L' + U$$

150

en la cual:

$D_{\min}$  = Separación mínima entre conductores (m)

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

F = Flecha máxima (m)

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre ó aisladores rígidos  $L = 0$

U = Tensión máxima de la línea (Kv)

Para líneas de primera categoría y ángulo de oscilación de la cadena de aisladores menor de  $40^\circ$ ,  $K = 0.6$

Por lo tanto :

$$D_{\min} = 0.6 \sqrt{3.75 + 1.10^1 + \frac{72.50}{150}}$$

$$D_{\min} = 1.80 \text{ m.}$$

- c) Distancia entre conductores y soportes  
La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos, no deberá ser inferior a:

$$D_{\min} = 0.1 + \frac{U}{150} \text{ (m)}$$

En nuestro caso:

$$U = 60 \text{ KV.} \quad D_{\min} = 0.50 \text{ m.}$$

#### 5.4.8 Ubicación de las estructuras en el perfil topográfico

Se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Cuidar de no considerar vanos adyacentes que difieran demasiado en longitud en caso de ser inevitable, usar cadena de anclaje con estructura de retención y retenida.
- b) En nuestro caso se tienen vanos de regulación bastante parejos entre dos an

clajes consecutivos, por lo que se empleará una sólo plantilla de flecha - máxima para el vano de regulación calculado de 200 m.

- c) Se ubicarán estructuras de retención en los ángulos pronunciados y en caso de alineamientos prolongados cada ocho ó nueve vanos, con la finalidad de proteger la línea contra cualquier colapso de estructuras.

## 5.5 Dimensionamiento de las Estructuras

### 5.5.1 Criterios adoptados

- La geometría y el material a usar, debe seleccionarse por la siguiente combinación de costos:  
Estructura + cimientos + derecho de paso + Vestimenta (aisladores, ferretería, etc).
- Las estructuras serán dimensionadas de acuerdo a la solicitancia de las fuerzas, y distancias de seguridad mínimas calculadas.
- Se utilizarán estructuras de concreto-armado centrifugado, que son fabricadas en la región y son adecuadas para-



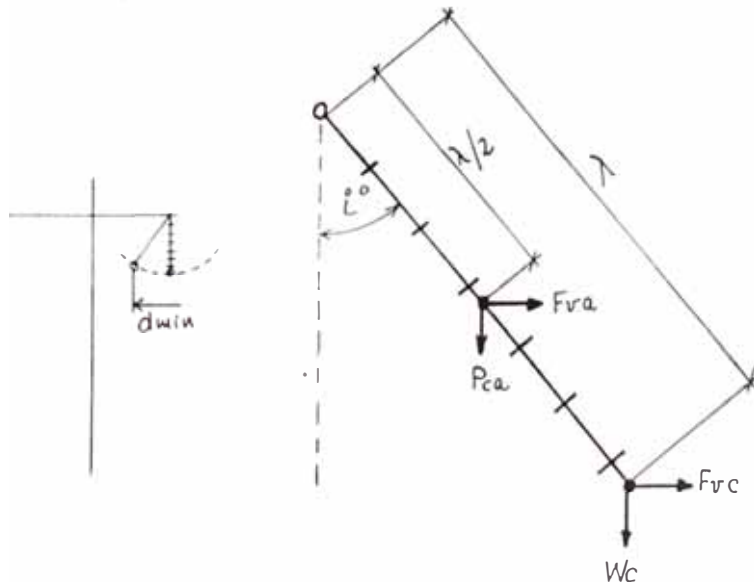
éste tipo de líneas.

- Se debe tener en cuenta el tiempo de vida útil garantizado, según el material.

### 5.5.2 Desviación de la cadena de aisladores.

La acción horizontal del viento, transversal a la línea, hacen que las cadenas de aisladores se desvien, pudiendo llegar a aproximarse de manera peligrosa a los apoyos; ésto hace necesario calcular el ángulo de desviación de la cadena de aisladores, para poder determinar la geometría de los soportes.

- a) Estructura de alineamiento ó de suspensión.



Cuando se alcanza el máximo desplazamiento de la cadena de aisladores, se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\sum M_o = 0 \longrightarrow \sum M_{fv} = \sum M_{fh}$$

$$W_c \times \lambda \times \text{Sen } i + P_{ca} \times \lambda/2 \times \text{Sen } i =$$

$$F_{vc} \times \lambda \times \text{Cos } i + F_{va} \times \lambda/2 \times \text{Cos } i$$

Resolviendo:

$$T_g \ i = \frac{F_{vc} + F_{va}/2}{W_c + P_{ca}/2}$$

La nomenclatura es la siguiente:

$F_{va}$  = Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores (Kg)

$$F_{va} \cong 10 \text{ Kg}$$

$P_{ca}$  = Peso de la cadena de aisladores (Kg)

$$P_{ca} = 50 \text{ Kg.}$$

$W_c$  = Peso del conductor (Kg)

$$W_c = w_c \times dg = 0.348 \times 210$$

$$W_c = 73.10 \text{ Kg.}$$

$dg$  = Vano gravante ó vano peso (m)

$$dg = 210 \text{ m.}$$

$W_c$  = Peso unitario del conductor (Kg/m)

$$W_c = 0.328 \text{ Kg/m.}$$

$F_{vc}$  = Fuerza del viento sobre los con-

ductores (kg)

$d_v$  = Vano viento (m)

$F_v$  = Fuerzas verticales (Kg)

$F_t$  = Fuerzas transversales (Kg)

$\lambda$  = Longitud de la cadena de aisladores (m)

Según el Código Nacional de Electricidad

$$F_v = 0.0042 V^2 D d_v$$

donde:

$V$  = Velocidad del viento a 20 mts. - de altura (Km/h)

$$V = 66 \text{ Km/h}$$

$D$  = Diámetro del conductor (m)

$$D = 14.57 \times 10^{-3} \text{ m.}$$

$d_v$  = Vano viento (m)

$$d_v = 190 \text{ m.}$$

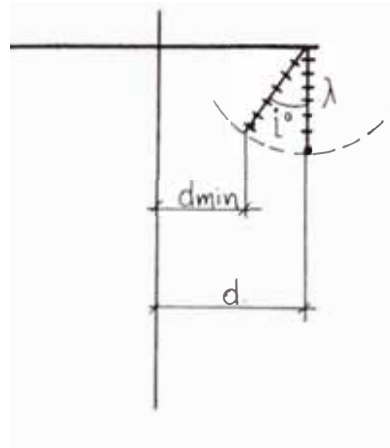
Reemplazando valores

$$F_{vc} = 50.64 \text{ Kg.}$$

luego:

$$\text{tg } i = \frac{50.64 + 10/2}{73.10 + 50/2} \quad i = 29.56^\circ$$

Para el dimensionamiento de la estructura, consideraremos la inclinación de la cadena más la distancia mínima de seguridad del conductor, respecto a los apoyos.



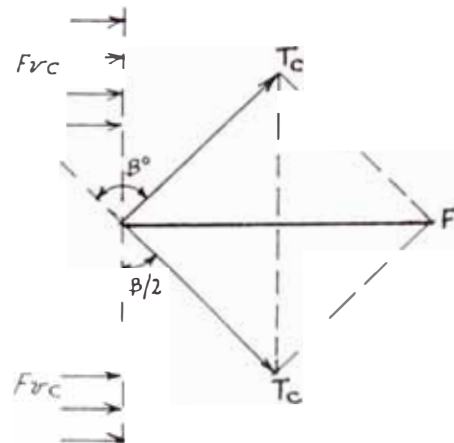
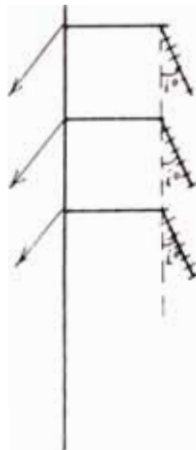
$$d \geq d_{\min} + \text{Sen } i$$

$$\text{pero } d_{\min} = 0.5 \text{ m.}$$

$$d \geq 1.04 \text{ m.}$$

#### b) Estructura de ángulo

En éste tipo de estructura analizaremos el ángulo que se desvía la cadena de -- aisladores, en función del ángulo topográfico, para de esta manera poder de -- terminar la geometría de las estructu -- ras.



La fuerza resultante de las dos tensiones  $T_c$  es:

$$F = 2 T_c \text{ Sen } \beta/2 + F_{vc} \text{ Cos } \beta/2$$

donde:

$F$  = Fuerza resultante entre el tiro de los conductores y la fuerza del viento sobre los conductores (Kg).

$T_c$  = Tiro máximo (Kg)

$\beta$  = Angulo exterior topográfico ( $^\circ$ ).

De los cálculos mecánicos del conductor para la hipótesis I (tiro máximo), obtenemos:

$$T_c = 850.10 \text{ Kg.}$$

El ángulo de desplazamiento de la cadena de aisladores, como resultado de la acción del tiro, fuerza del viento sobre la cadena de aisladores y peso del conductor será:

$$i = \text{tg}^{-1} \left[ \frac{2T_c \text{ Sen } \beta/2 \pm (F_{vc} \text{ Cos } \beta/2 + \frac{F_{va}}{2})}{W_c + \frac{P_{ca}}{2}} \right]$$

El doble signo de la expresión anterior se interpreta de la siguiente manera:

+ = Tiro y viento en la misma dirección

- = Tiro y viento en dirección opuesta.

En el cuadro N. 5.6 se observan los valo

res del ángulo "i" de desviación de la cadena de aisladores, en función del - ángulo topográfico " $\beta$ " para las condiciones siguientes:

- Sin viento
- Con viento en el mismo sentido del - tiro
- Con viento en dirección contraria al tiro.

Cuadro N. 5.6 VALORES DEL ANGULO DE DESPLAZAMIENTO DE LA CADENA DE AISLADORES

ITEM	B (°)									
	5	8	10	12	15	18	20			
i (°) sin viento	37.08	50.40	56.50	61.10	66.15	69.75	71.62			
i (°) con viento (+)	52.90	60.60	64.28	67.17	70.50	73.00	74.35			
i (°) con viento (-)	10.72	32.74	43.38	51.28	59.52	65.06	67.80			

### 5.5.3 Distancia entre conductores a mitad de vano

Es la distancia mínima de seguridad para evitar que en el punto central del vano no haya riesgo de cortocircuito.

Según las normas alemanas VDE

$$D_{\min} = K \sqrt{f_{\max} + \lambda} + \frac{V}{150} \quad (\text{m})$$

donde:

$f_{\max}$ . = Flecha máxima en la hipótesis III  
(m)

$f_{\max}$ . = 3.75 m.

$\lambda$  = Longitud de la cadena de aisladores (m).

= 1.10 m.

V. = Tensión máxima de línea (KV)

V : 72.5 KV.

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

La Norma VDE, contempla una tabla de valores de K.

Angulo de Oscilación.	V A L O R E S		K
	Línea hasta 100 Kv.	Línea más de 100 Kv	
Superior a 65°	0.70	0.65	
Entre 40°-45°	0.65	0.60	
Inferior a 40°	0.60	0.55	



$$\begin{aligned} \text{ángulo de oscilación} &= \text{tg}^{-1} \frac{P_v}{W_c} \\ &= \text{tg}^{-1} \frac{0.2665}{0.3480} \end{aligned}$$

El ángulo de oscilación es de 37.44° por lo tanto, en la tabla para 60 KV.  $K = 0.60$

Por lo tanto:

$$D_{\min} = 1.80 \text{ m.}$$

Como medida de seguridad tomaremos como -- distancia vertical de separación entre con-- ductores de 2.00 m.

#### 5.5.4 Clasificación de las estructuras

Los postes serán de concreto armado centri-- fugado, con crucetas de concreto armado vi-- brado, para alineamiento hasta 5° de ángu-- lo topográfico y tendrán ménsulas con es-- tructuras independientes para cada terna -- en ángulos topográficos entre 5° - 20°

Para ángulos topográficos entre 20° - 60° serán también estructuras independientes para cada terna, con cadenas de aisladores sujetadas directamente del poste mediante pernos - ojo.

Para ángulos entre 60° - 90° serán simila-- res a los anteriormente descritos, pero -- con doble cadena de aisladores por fase.

La estructura de retención tipo "R" será similar a la de alineamiento, pero con cadenas de anclaje.

La estructura terminal será independiente para cada terna, con disposición vertical de conductores (anclaje Simple) y ménau- las de pase.

Estructura: Tipo S : Suspensión (0°-5°)  
 Tipo A-1 : Angulo (5°-20°)  
 Tipo A-2 : Angulo (20°-60°)  
 Tipo A-3 : Angulo (60°-90°)  
 Tipo R : Retención  
 Tipo T : Terminal

#### 5.5.5 Altura mínima de las estructuras

$$Ht = A + B + C + D + E + F \text{ (m)}$$

A : Altura libre del poste

B : Distancia vertical entre soportes ex tremos

C : Longitud vertical de la cadena de ais lados más baja.

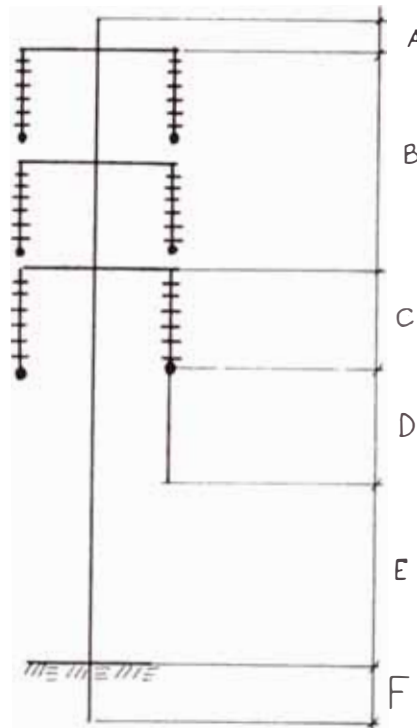
D : Flecha máxima

E : Distancia del conductor más bajo al - suelo.

F : Altura de empotramiento

(10% Ht, según el C.N.E. Tomo IV)

## a) Estructura de suspensión



$$A = 0.20\text{m.}$$

$$B = 4.40\text{m.}$$

$$C = 1.10\text{m.}$$

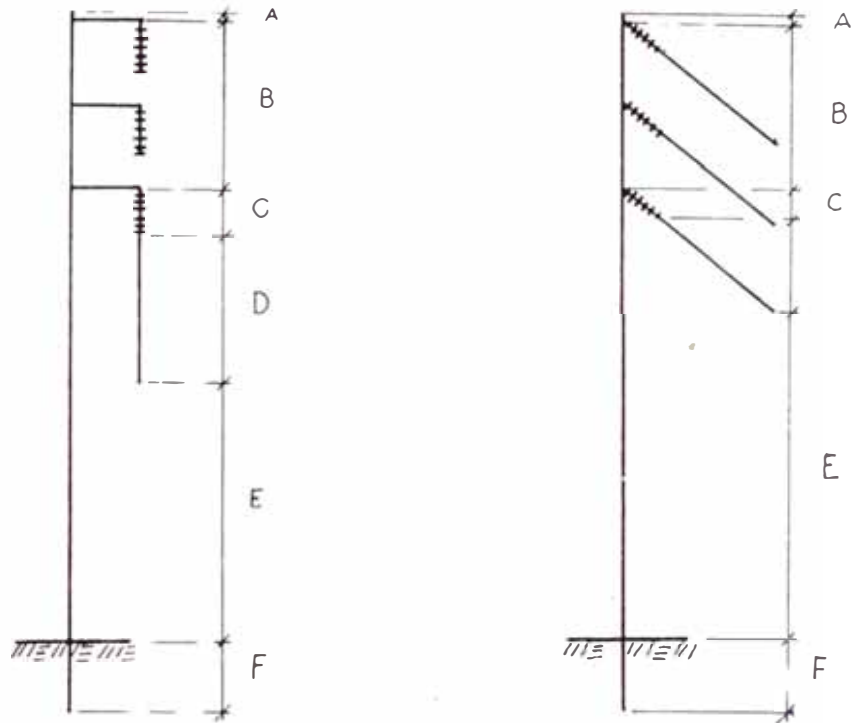
$$D = 3.75\text{m.}$$

$$E = 6.00\text{m. (reglamento español)}$$

Tomemos  $E = 6.75\text{ m.}$ , dándole el factor -  
de seguridad correspondiente a ésta dis-  
tancia.

$$Ht = 18\text{ m.}$$

## b) Estructuras de ángulo tipo A-1 y A-2



$$A = 0.20 \text{ m.}$$

$$B = 4.40 \text{ m.}$$

$$C = 1.10 \text{ m.}$$

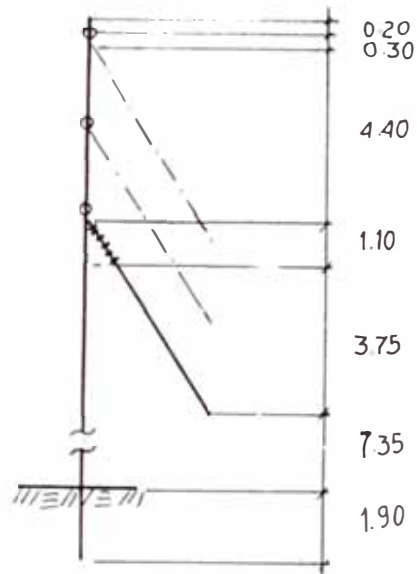
$$D = 3.75 \text{ m.}$$

$$E = 6.75 \text{ m.}$$

$$F = 1.80 \text{ m.}$$

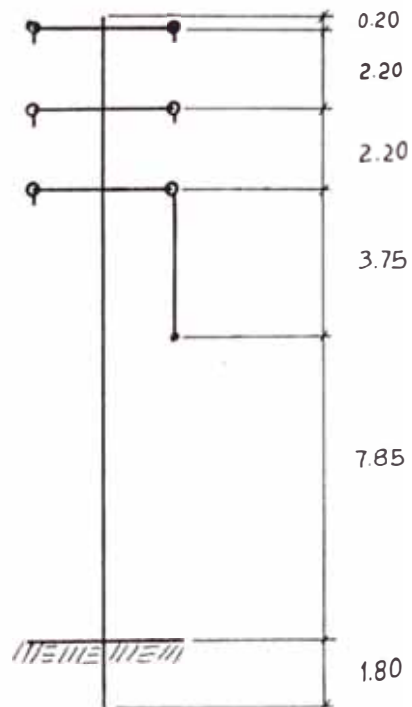
$$Ht = 18.00 \text{ m.}$$

c) Estructura de ángulo tipo A-3



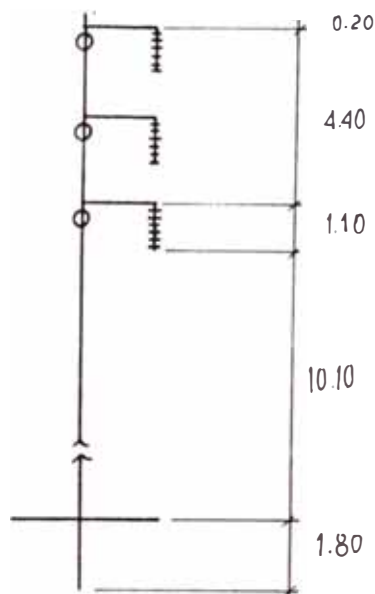
Ht = 19.00 m.

d) Estructura de Retención: Tipo "R"



Ht = 18.00 m.

e) Estructura Terminal: "T"



$$H_t = 18.00$$

## 5.6 Cálculo mecánico de soportes ó estructuras

### 5.6.1 Hipótesis del cálculo mecánico de estructuras

#### a) Estructura de Suspensión

##### - Hipótesis I (viento)

- Cargas Permanentes: peso de los soportes, peso de la cruceta, peso de los aisladores y accesorios y peso del conductor.
- Peso del personal de mantenimiento
- Carga debido a la acción del viento perpendicular a la línea de los conductores.
- Coeficiente de seguridad: 2.50

##### - Hipótesis II (Desequilibrio de Trac -

ciones)

- . Cargas permanentes: peso de los soportes, peso de la cruceta, peso de los aisladores y accesorios y peso del conductor.
- . 8 % de las tracciones unilaterales de todos los conductores.
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.00

- Hipótesis III (Rotura del conductor)

- . Cargas Permanentes.
- . Se considerará el esfuerzo unilateral, correspondiente a la rotura de un sólo conductor en el punto más - desfavorable. El esfuerzo a considerar será el 50% del esfuerzo máximo
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.00

b) Estructura de ángulo

- Hipótesis I

- . Cargas permanentes
- . Peso del personal de mantenimiento
- . Carga debida a la acción del viento perpendicular a los conductores.
- . Resultante de las tracciones del -- conductor
- . Esfuerzo máximo a 5°C

- . Coeficiente de seguridad 2.50

- Hipótesis II

- . Cargas permanentes
- . 8 % de las tracciones unilaterales de todos los conductores
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad 2.00

- Hipótesis III

- . Cargas permanentes
- . Rotura de un sólo conductor en el punto más desfavorable. El esfuerzo a considerar será el 50% del esfuerzo máximo.
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad 2.00

c) Estructura de Retención

- Hipótesis I

- . Cargas permanentes
- . Peso del personal de mantenimiento
- . Carga debida a la acción del viento
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.50

- Hipótesis II

- . Cargas permanentes
- . 50% de las tracciones unilaterales



de los conductores

- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.00

- Hipótesis III

- . Cargas permanentes
- . Rotura de un sólo conductor en el - punto más desfavorable. El esfuerzo a considerar será el 50% del esfuerzo máximo.
- . Coeficiente de seguridad: 2.00

d) Estructura Terminal

- Hipótesis I

- . Cargas permanentes
- . Peso del personal de mantenimiento
- . Carga del viento perpendicular a la línea .
- . 100 % de las tracciones unilaterales de todos los conductores.
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.50

- Hipótesis II

- . Cargas permanentes
- . 100 % de las tracciones unilaterales de los conductores.
- . Esfuerzo máximo a 5°C
- . Coeficiente de seguridad: 2.00

## - Hipótesis III

En el caso del poste terminal, la rotura de conductores favorecerá al -- poste , debido a que disminuye el esfuerzo al que está sometido éste, por dicha razón no se efectuarán los cálculos en esta hipótesis.

## 5.6.2 Fórmulas a emplearse

## a) Fuerza del viento sobre los conductores

$$F_{vc} = 0.0042 V^2 D d \cos (\beta / 2)$$

donde:

$F_{vc}$  = Fuerza del viento sobre los conductores (Kg)

$V$  = Velocidad del viento (Km/h)

$D$  = Diámetro del conductor (m)

$d$  = Vano viento

$\beta$  = Angulo topográfico

## b) Fuerza del viento sobre el poste

$$F_{vp} = 0.0042 V^2 (1/2) (H_t - H_e) (D_p + D_e)$$

donde:

$F_{vp}$  = Fuerza del viento sobre el poste (Kg)

$H_t$  = Altura total del poste (m)

$H_e$  = Altura de empotramiento (m)

$D_p$  = Diámetro en la punta del poste (m)

$D_e$  = Diámetro de empotramiento (m)

- c) Altura de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste

$$H_{vp} = \frac{(H_t - H_e) (2 D_p + D_e)}{3 (D_p + D_e)}$$

donde:

$H_{vp}$  : Altura de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste (m).

- d) Fuerza equivalente sobre el poste, referido a 0.10 m. de la punta.

$$F = \frac{\sum (F_i \times H_i)}{H}$$

donde:

$F$  = Fuerza equivalente sobre el poste a 0.10 m. de la punta (Kg)

$H_i$  = Altura de aplicación de la fuerza "i" (m).

$F_i$  = Fuerza "i" considerada

$H$  = Altura de aplicación de la fuerza "F" (m)

### 5.6.3 Cálculos preliminares

#### a) Cargas verticales

- Peso del conductor/fase

$$W_c = 0.348 \times 210$$

$$W_c = 73.10 \text{ Kg.}$$

- Peso promedio de la estructura y personal de mantenimiento

$$W_a = 50 \text{ Kg.}$$

b) Cargas transversales

- Fuerza de viento sobre los conductores /fase  $\beta = 0^\circ$  (estructuras de alineamiento).

$$F_{vc} = 50.64 \text{ Kg/fase}$$

- Tiro debido al ángulo topográfico

$$T = 2T_c \text{ sen } (\beta / 2)$$

- Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores

$$F_{va} = 10 \text{ Kg.}$$

- Fuerza del viento sobre el poste

- Para postes de 18 m

$$F_{vp} = 95 \text{ Kg} \quad H_{vp} = 7.25 \text{ m.}$$

- Para postes de 19 m.

$$F_{vp} = 110 \text{ Kg.} \quad H_{vp} = 7.70 \text{ m.}$$

c) Cargas longitudinales

- 8 % Tiro máximo = 8% x 850.16 = 68.01 Kg
- 50% Tiro máximo = 50% x 850.16 = 425.08 Kg
- 100% Tiro máximo = 100% x 850.16 = 850.16 Kg

d) Cargas transversales en estructuras de ángulo

En las estructuras angulares A-1, A-2 y A

3 efectuaremos las consideraciones para el mayor ángulo.

- Fuerza del viento sobre la cadena de aisladores.

$$F_{va} = 10 \text{ Kg}$$

- Fuerza del viento sobre el conductor

$$\cdot S : 50.64 \cos (2.5^\circ) = 50.59 \text{ Kg.}$$

$$\cdot A-1: 50.64 \cos (10^\circ) = 49.87 \text{ Kg.}$$

$$\cdot A-2: 50.64 \cos (30^\circ) = 43.86 \text{ Kg.}$$

$$\cdot A-3: 50.64 \cos (45^\circ) = 35.81 \text{ Kg.}$$

- Tiro transversal debido al ángulo topográfico

$$T = 2T_c \sin (\beta/2)$$

$$\cdot S : 1,700.32 \sin (2.5^\circ) = 74.67 \text{ kg}$$

$$\cdot A-1: 1,700.32 \sin (10^\circ) = 295.28 \text{ kg}$$

$$\cdot A-2: 1,700.32 \sin (30^\circ) = 850.16 \text{ kg}$$

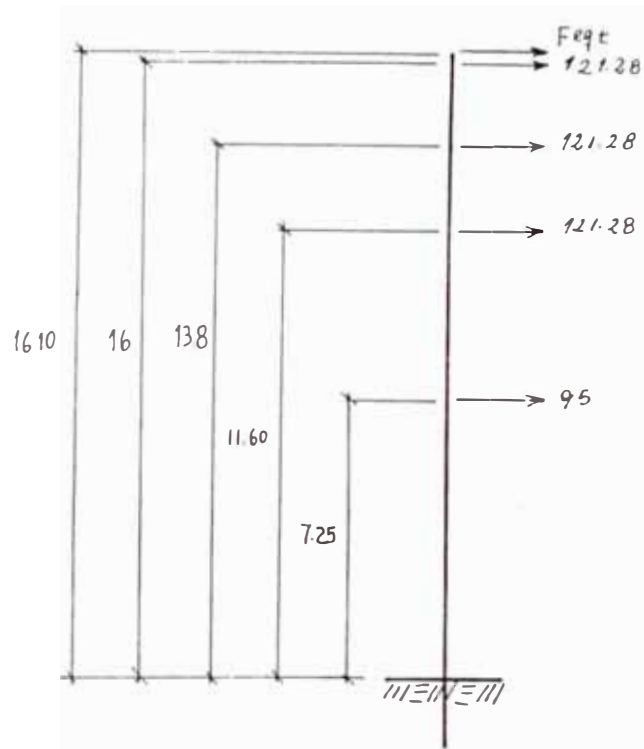
$$\cdot A-3: 1,700.32 \sin (45^\circ) = 1202.31 \text{ kg}$$

#### 5.6.4 Estructura de Suspensión tipo "S"

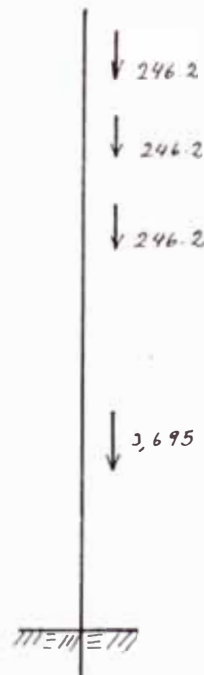
a) Hipótesis I

- Diagrama de cargas

Cargas Transversales



Cargas Verticales



- La fuerza equivalente vertical

$$F_{eq\ v} = 4,433.60 \text{ Kg}$$

- La fuerza equivalente transversal (a 10 cms. de la punta).

$$\Sigma Mo = F_{eq\ t} \times 16.10$$

$$F_{eqt} = \frac{121.28 \times 16 + 121.28 \times 13.8}{16.10} + \frac{121.28 \times 11.60 + 95 \times 7.25}{16.10}$$

$$F_{eqt} = 354.64 \text{ Kg.}$$

- La carga nominal del poste en la punta será

$$F_n = 354.64 \times 2.5$$

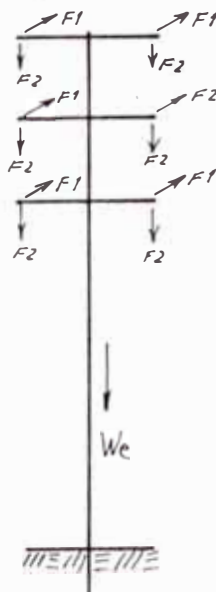
$$F_n = 886.60 \text{ Kg.}$$

## b) Hipótesis II

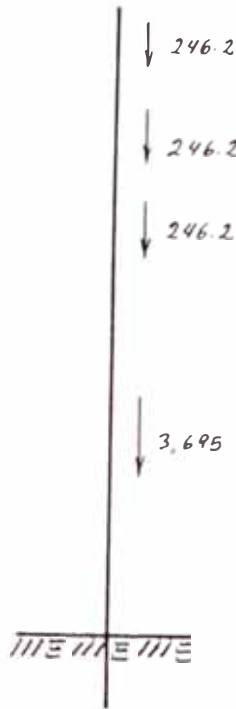
- Diagrama de cargas

$$F1 = 8 \text{ \% } T$$

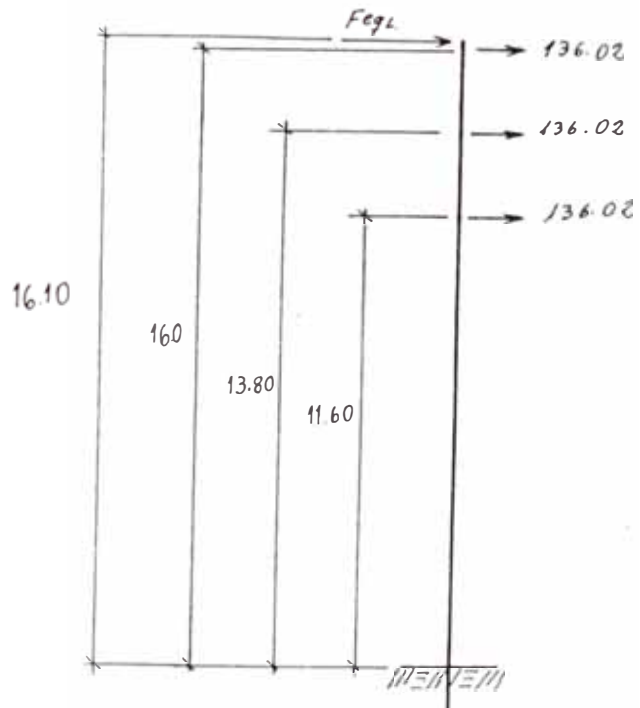
$$F2 = Wc + Wa$$



Cargas Verticales



Cargas Longitudinales





- Fuerza equivalente vertical

$$F_{eqv} = 4,433.60 \text{ Kg.}$$

- Fuerza equivalente longitudinal

$$F_{eql} = \frac{136.02 \times 11.60 + 136.02 \times 13.80 +}{16.10}$$

$$\frac{136.02 \times 16}{16.10}$$

$$F_{eql} = 349.76 \text{ Kg}$$

- La carga nominal del poste en la punta será:

$$F_n = 349.76 \times 2.00$$

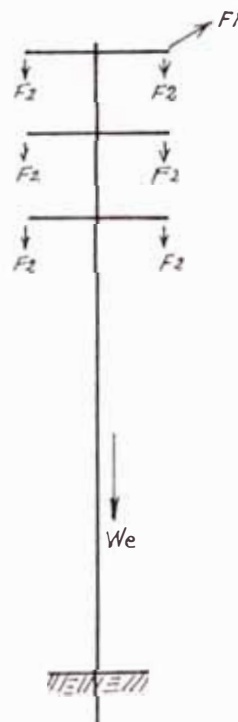
$$F_n = 699.52$$

### c) Hipótesis III

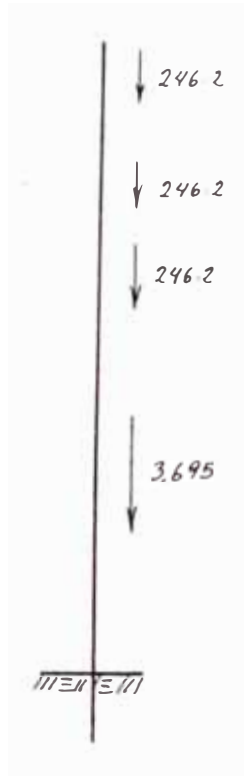
- Diagrama de cargas

$$F1 = 50 \% \text{ Tiro}$$

$$F2 = Wc + Wa$$



Cargas Verticales



Cargas Longitudinales



- Fuerza equivalente vertical

$$F_{eqv} = 4,433.60 \text{ Kg.}$$

- Momento Flector

$$M_f = 425.08 \times 16$$

$$M_f = 6,801.28 \text{ Kg-m}$$

- Momento Torsor

$$M_t = 425.08 \times 1.71$$

$$M_t = 726.88 \text{ Kg - m.}$$

- Momento equivalente en la base de la estructura

$$M_{eq} = \frac{M_f}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{M_f^2 + M_t^2}$$

$$M_{eq} = 6,820.65 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente a 10 cm de la punta

$$F_{eq} = 423.64 \text{ Kg.}$$

- Carga nominal del poste

$$F_n = 423.64 \times 2$$

$$F_n = 847.28 \text{ Kg.}$$

De las tres hipótesis consideradas, -  
seleccionamos la mayor carga nominal  
en la punta.

$$F_n = 886.60 \text{ Kg.}$$

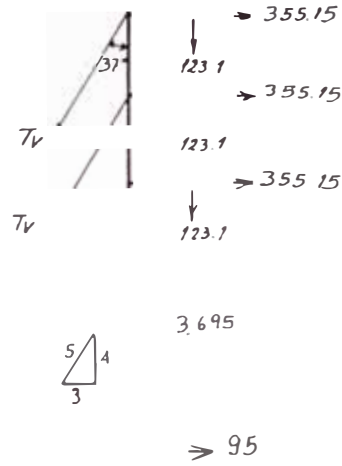
Estructura de suspensión tipo "S"

18.00 m x 900 Kg.

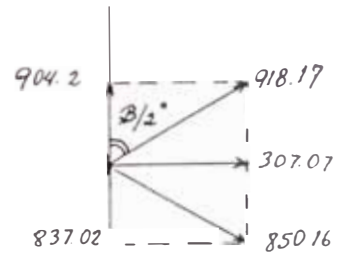
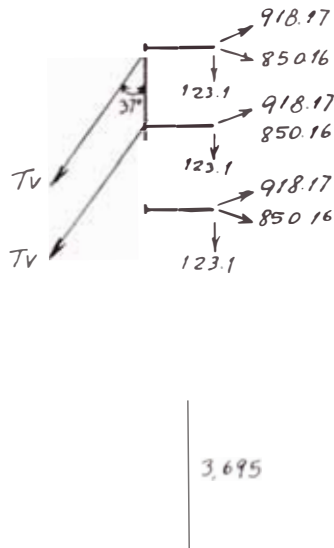
5.6.5 Estructura de ángulo tipo A-1 (5°-20°)

Diagrama de Cargas

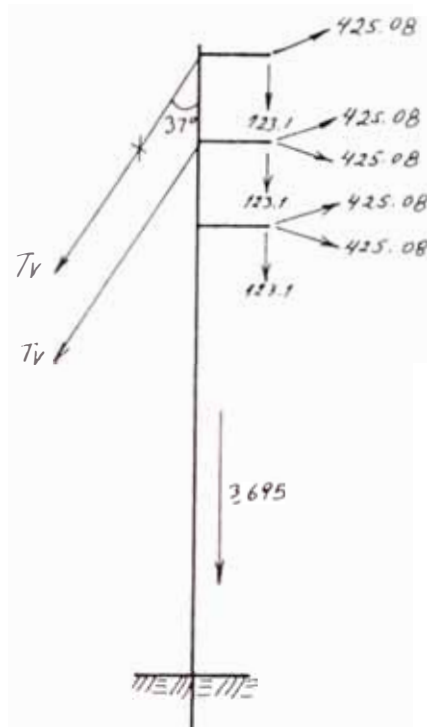
Hipótesis I



Hipótesis II



## Hipótesis III



## a) Hipótesis I

- Cálculo del momento flector

$$M_f = 355.15 \times (16 + 13.8 + 11.60) + 95 \times 7.25 + 3 \times 123.1 \times 1.71$$

$$M_f = 16,023.50 \text{ Kg} - \text{m}.$$

- Cálculo de retenidas

Considerando igual los tiros en los cables de retenidas

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.80) = 16,023.50$$

$$T_v = 893.47 \text{ Kg}.$$

Tiro de rotura del cable Alumoweld

$$3/8" : 4,550 \text{ Kg}.$$

Factor de seguridad: F.S.

$$F.S. = 4,550/893.47 \quad F.S. = 5.09$$

- Fuerza equivalente vertical

$$F_{eqv} = 5,491.41 \text{ Kg.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 995.25 \text{ Kg.}$$

b) Hipótesis II

- Cálculo del momento flector

$$M_f = 307.07 (16 + 13.8 + 11.60) + 123.1 \\ \times 3 \times 1.71$$

$$M_f = 13,344.20 \text{ Kg-m.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.80) = 13,344.20$$

$$T_v = 744.07 \text{ Kg., } F.S. = 6.11$$

- Cálculo del momento Torsor

$$M_t = 3 \times (904.2 - 837.2) \times 1.71$$

$$M_t = 343.71 \text{ Kg-m.}$$

- Momento equivalente

$$M_{eq} = 13,346.41 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 828.97 \text{ Kg.}$$

- Fuerza equivalente vertical

$$F_{eqv} = 4,164.20 \text{ Kg.}$$

c) Hipótesis III

- Cálculo del momento flector

$$M_f = 425.08 \text{ sen } 10^\circ \times 16 + 2 \times 425.02$$

$$\text{sen } 10^\circ \times 13.8 + 2 \times 425 \text{ sen } 10^\circ \times$$

$$11.60 + 123.1 \times 3 \times 1.71$$

$$M_f = 5,562.30 \text{ Kg-m.}$$

- Cálculo del momento Torsor

$$M_t = 425.08 \cos 10^\circ \times 1.71$$

$$M_t = 715.84 \text{ Kg-m.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.80) = 5,562.30$$

$$T_v = 310.15 \text{ Kg.}$$

- Momento equivalente

$$M_{eq} = 5,585.24$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 346.90 \text{ Kg.}$$

- Factor de seguridad de la retenida

$$F.S. = \frac{4,550}{310.15} \quad F.S. = 14.67$$

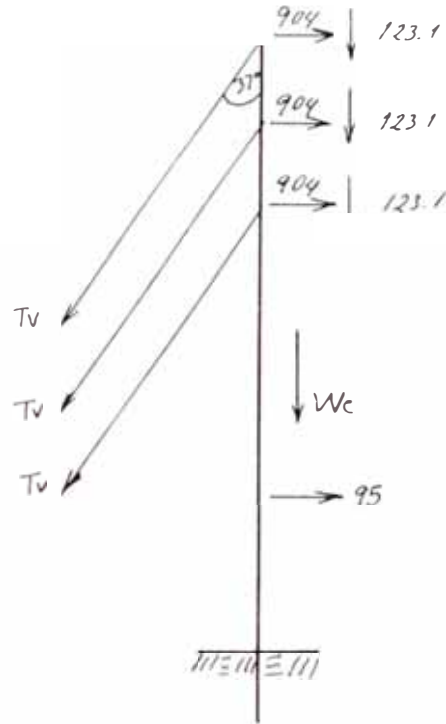
Asumiendo rotura de una retenida

$$F.S. = 6.79$$

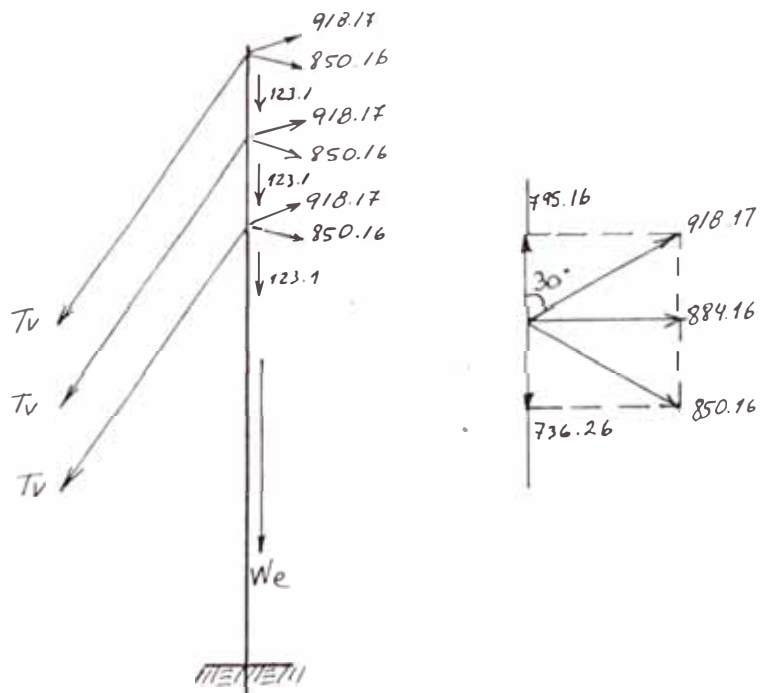
Para estructura de ángulo A-1 utilizaremos estructura: 18.00 m x 1,000 Kg en la punta.

#### 5.6.6 Estructura de ángulo: tipo A-2 $\beta = 20^\circ - 60^\circ$

Diagrama de Cargas  
Hipótesis I

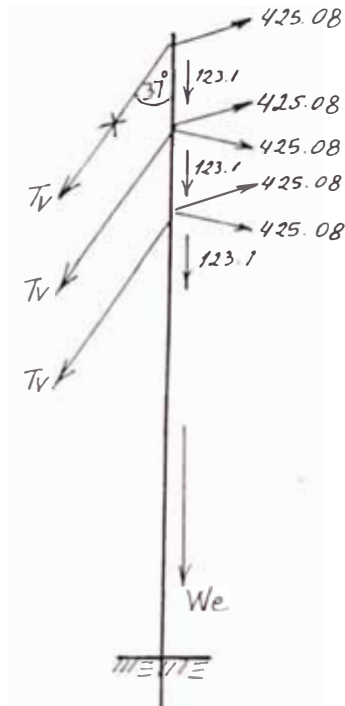


Hipótesis II





## Hipótesis III



## a) Hipótesis I

- Cálculo del momento flector

$$M_f = 904 (16 + 13.8 + 11.60) + 95 \times 7.25 + 3 \times 123.1 \times 1.71$$

$$M_f = 38,745.58 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 2,406.55 \text{ Kg (lo que será contra restado por las retenidas).}$$

- Cálculo de retenidas

Considerando igual los tiros en las -  
retenidas

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) = 38,745.58$$

$$T_v = 1,555.10 \text{ Kg. F.S.} = 2.92$$

## b) Hipótesis II

- Cálculo del momento flector

$$M_f = 884.16 (16 + 13.8 + 11.60)$$

$$M_f = 36,604.22 \text{ Kg-m.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v = 1,469.15 \text{ F.S.} = 3.10$$

- Cálculo del momento Torsor

$$M_t = 302.16 \text{ Kg-m}$$

- Momento equivalente

$$M_{eq} = 36,604.22 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 2,273.60 \text{ Kg.}$$

## c) Hipótesis III

- Cálculo del momento flector

$$M_{f1} = 425.08 \text{ sen } 30^\circ \times 16 + 2 \times 425.08 \times \text{sen } 30^\circ \times 13.8 + 2 \times 425.08 \times \text{sen } 30^\circ \times 11.60$$

$$M_{f1} = 14,197.67 \text{ Kg-m.}$$

$$M_{f2} = 425.08 \times \text{sen } 30^\circ \times 16 = 3,400.64 \text{ Kg-m}$$

$$M_f = 14,599.25 \text{ Kg-m.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) = 14,599.25$$

$$T_v = 585.96 \text{ Kg.}$$

$$\text{F.S.} = 4,550/585.96 \quad \text{F.S.} = 7.76$$

Asumiendo rotura de una retenida

F.S. = 4.76

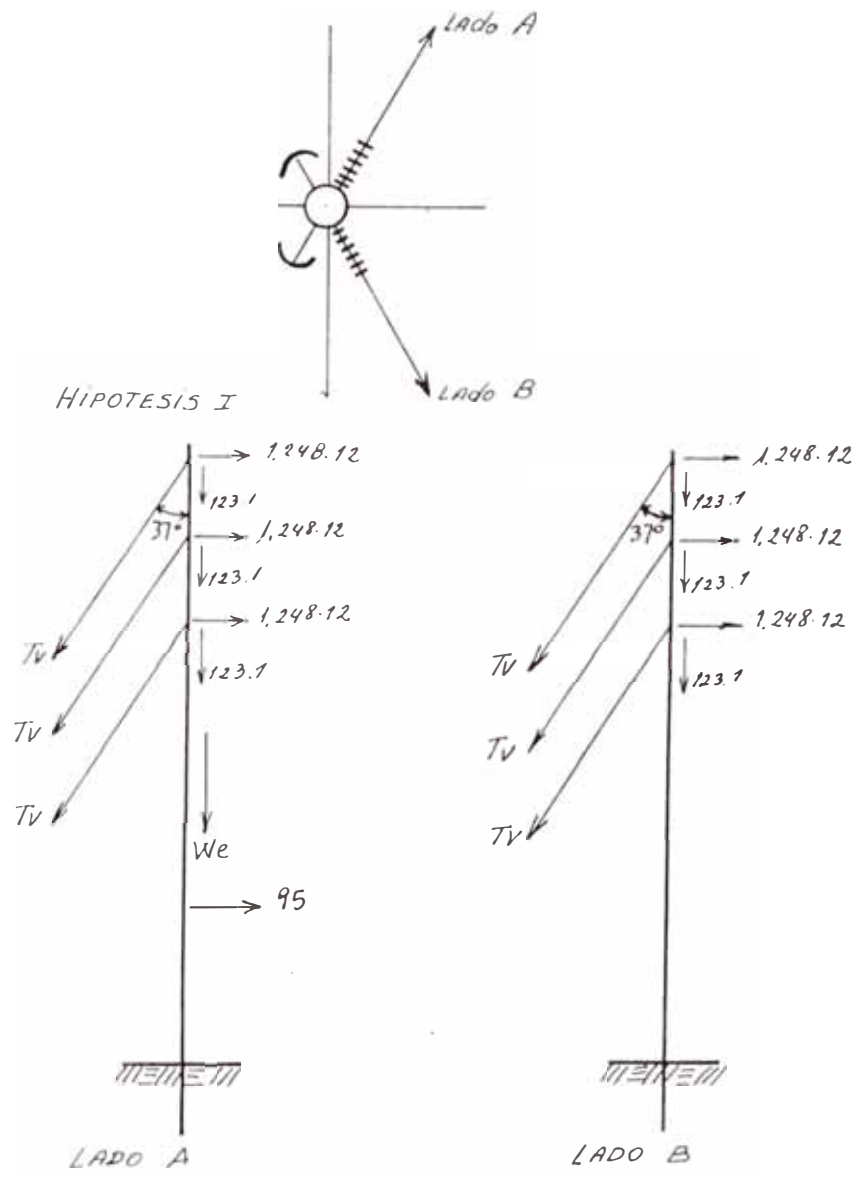
- Fuerza equivalente del poste en la punta

$F_{eq} = 906.78 \text{ Kg.}$

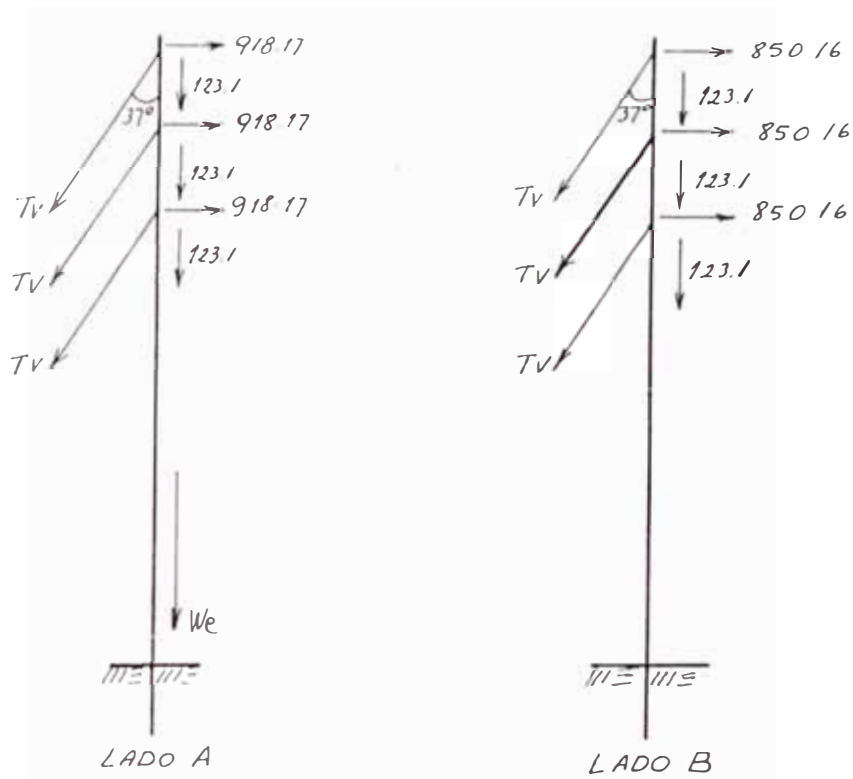
Para estructura de ángulo A-2 utiliza remos estructura: 18.00 m. x 1,000 Kg.

5.6.7 Estructura de ángulo tipo A-3  $\beta = 60^\circ - 90^\circ$

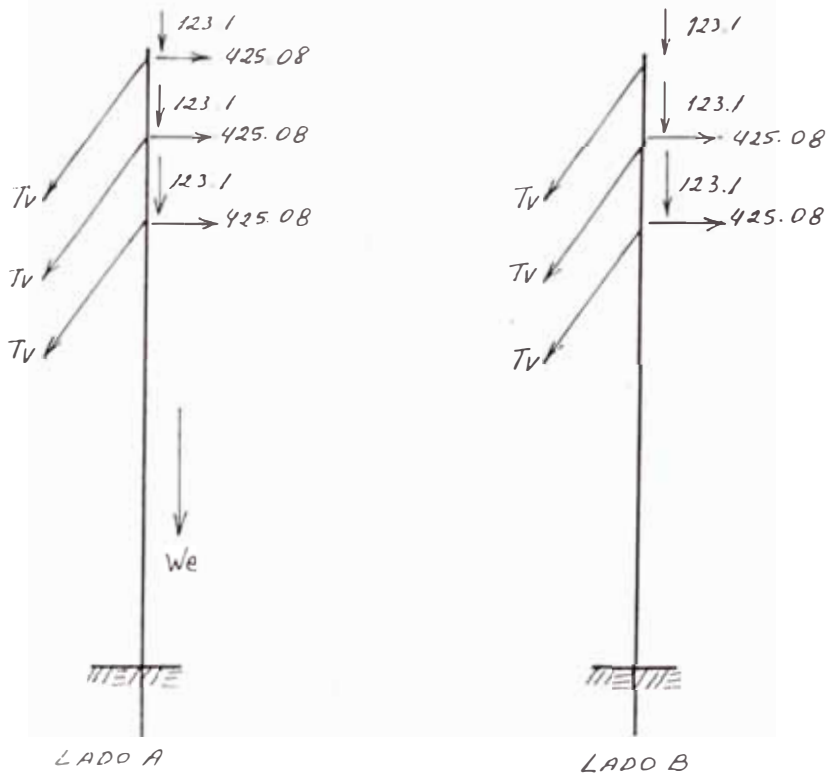
Diagrama de cargas



HIPOTESIS II



HIPOTESIS III



## a) Hipótesis I

- Cálculo del momento flector

$$M_{f1} = 1,248.12 (16 + 13.8 + 11.60) + 95 \times 7.25$$

$$M_{f1} = 52,360.92 \text{ Kg-m.}$$

$$M_{f2} = 1,248.12 (15.70 + 13.50 + 11.30) + 95 \times 7.25$$

$$M_{f2} = 51,237.61 \text{ Kg-m.}$$

$$M_f = \sqrt{M_{f1}^2 + M_{f2}^2}$$

$$M_f = 73,259.53 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 4,550.28 \text{ Kg (lo que será contrarrestado por las retenidas).}$$

- Cálculo de retenidas

Considerando igual los tiros en las retenidas

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) =$$

$$52,360.92$$

$$T_v = 2,101.57 \text{ Kg.}$$

$$F.S. = \frac{4,550}{2,101.57} \quad F.S. = 2.16$$

## b) Hipótesis II

- Cálculo del Momento Flector

$$M_{f1} = 918.17 (16 + 13.8 + 11.60)$$

$$M_{f1} = 38,012.24 \text{ Kg-m.}$$

$$M_{f2} = 850.16 (15.70 + 13.50 + 11.30)$$

$$M_{f2} = 34,431.48 \text{ Kg-m.}$$

$$M_f = 51,287.98 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 3,185.58 \text{ Kg (lo que será contra-  
restado por las retenidas).}$$

- Cálculo de retenidas

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) =$$

$$38,012.24$$

$$T_v = 1,525.67 \text{ Kg.}$$

$$F.S. = 2.98$$

c) Hipótesis III

- Cálculo del Momento Flector

$$M_{f1} = 425.08 (16 + 13.80 + 11.60)$$

$$M_{f1} = 17,598.31 \text{ Kg-m.}$$

$$M_{f2} = 425.08 (13.50 + 11.30)$$

$$M_{f2} = 10,541.98 \text{ Kg-m.}$$

$$M_f = 20,514.23 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 1,274.18 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de retenidas (caso más crítico)

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) =$$

$$20,514.23$$

$$T_v = 823.36 \text{ Kg.}$$

F.S. = 5.53

Suponiendo rotura de una retenida,

$T_v = 1,151.26 \text{ Kg.}$

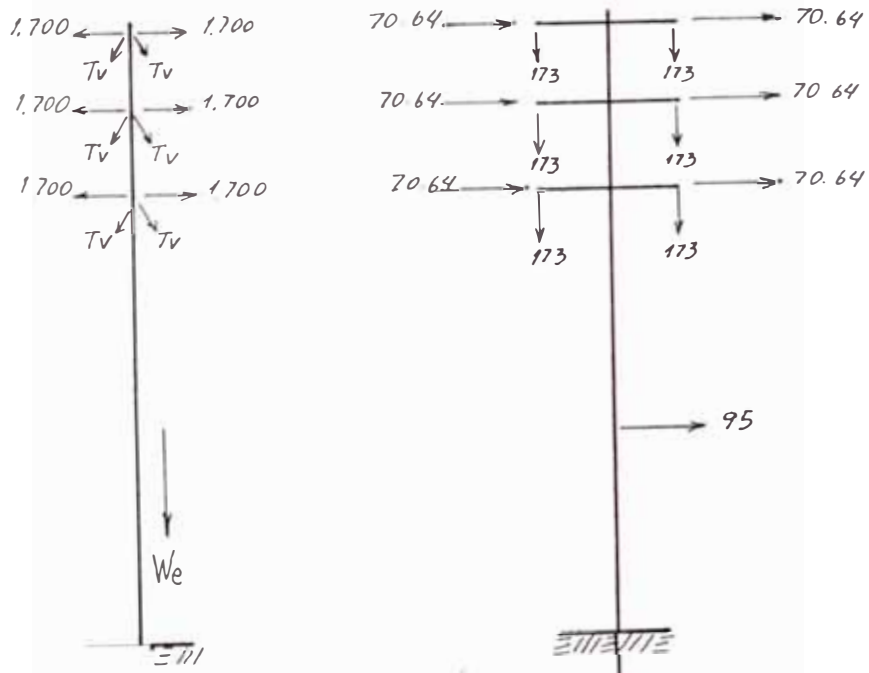
F.S. = 3.95

Utilizaremos para este tipo de estructuras A-3 poste de 19.00 m x 1,000 Kg

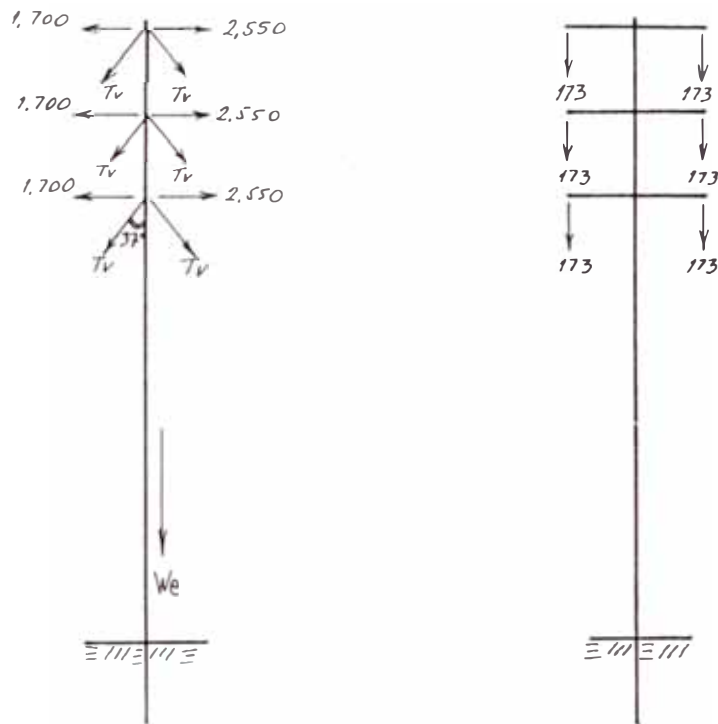
5.6.8 Estructura de Retención tipo "R"

Diagrama de Cargas

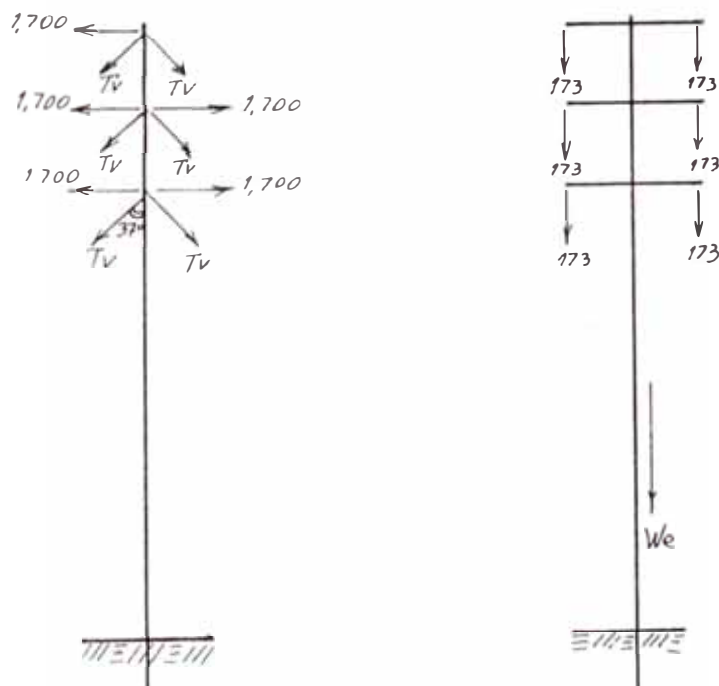
*HIPOTESIS I*



HIPOTESIS II



HIPOTESIS III





## a) Hipótesis I

- Cálculo del Momento Flector

$$M_f = 141.28 (16 + 13.80 + 11.60) + 95 \times 7.5$$

$$M_f = 6,561.49 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 407.54 \text{ Kg.}$$

## b) Hipótesis II

- Momento Flector

$$M_f = 850 (16 + 13.8 + 11.60)$$

$$M_f = 35,190 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 2,185.71 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) = 2,185.71$$

$$T_v = 87.72 \text{ Kg.}$$

$$F.S. = \frac{4,550}{87.72} \quad F.S. = 51.87$$

## c) Hipótesis III

- Momento Flector

$$M_f = 1,700 (16) \quad M_f = 27,200 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 1,689.44 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) = 27,200$$

$$T_v = 1,091.70 \text{ Kg.}$$

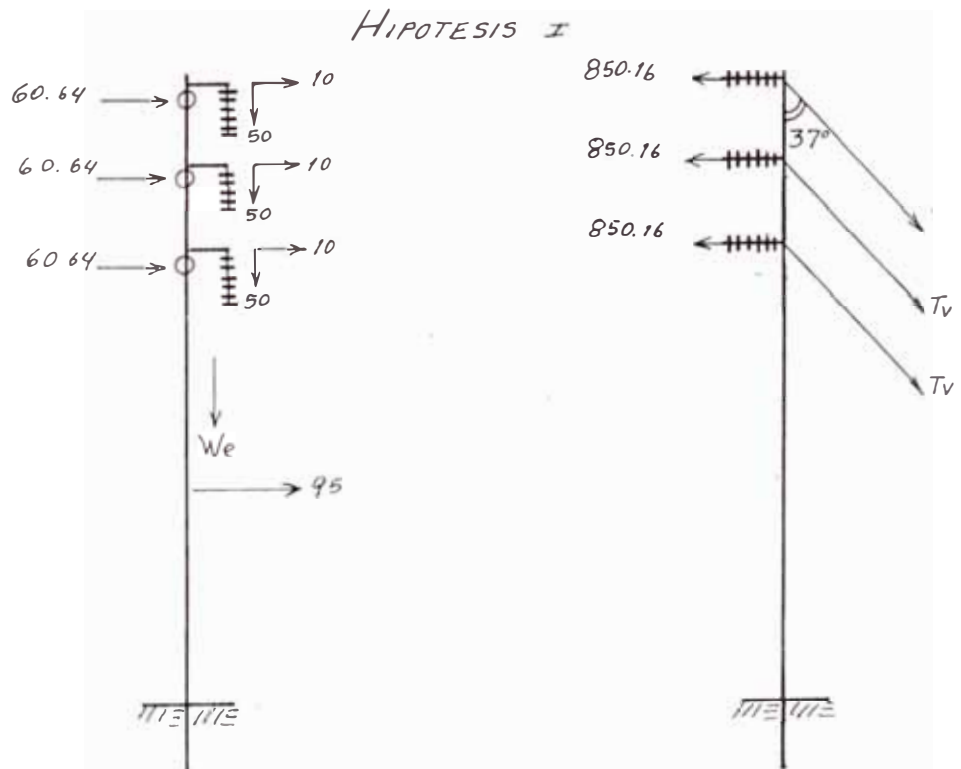
$$\text{F.S.} = 4.16$$

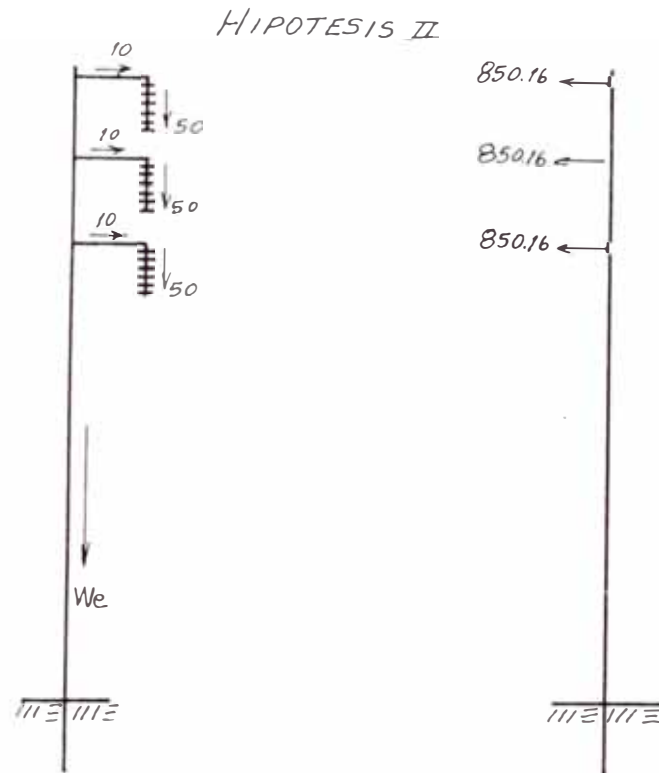
Asumiendo rotura de la retenida superior

$$T_v = 1,779.40 \text{ Kg.} \quad \text{F.S.} = 2.55$$

Por todo lo anteriormente expuesto y considerando que la estructura posee 06 retenidas, seleccionamos para la estructura "R" poste de 18.00 m. x - 1,000 Kg.

5.6.9 Estructura de Fin de Línea ó Terminal  
Diagrama de Carga





a) Hipótesis I

- Momento Flector

$$M_{f1} = 850.16 (16 + 13.8 + 11.60)$$

$$M_{f1} = 35,196.62 \text{ Kg.m.}$$

$$M_{f2} = 70.64 (15.7 + 13.5 + 11.3) + 50 \\ \times 3 \times 1.71 + 95 \times 7.5$$

$$M_{f2} = 3,829.92 \text{ Kg-m.}$$

$$M_f = 35,404.40 \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 2,199 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v \text{ sen } 37^\circ (16 + 13.8 + 11.60) =$$

$$35,404.40$$

$$T_v = 1,421$$

$$F.S. = 3.20$$

## b) Hipótesis II

- Momento Flector

$$M_{f1} = 850.16 (15.70 + 13.50 + 11.30)$$

$$M_{f1} = 35,196.62 \text{ Kg-m.}$$

$$M_{f2} = 10 (16 + 13.8 + 11.60) + 50 \times$$

$$3 \times 1.71$$

$$M_{f2} = 670.50$$

$$M_f = 35,203. \text{ Kg-m.}$$

- Fuerza equivalente en la punta

$$F_{eq} = 2,186.52 \text{ Kg.}$$

- Cálculo de la retenida

$$T_v = 1,413$$

$$F.S. = 3.22$$

Asumiendo rotura de la retenida superior

$$T_v = 2,303 \text{ Kg.}$$

$$F.S. = 1.98$$

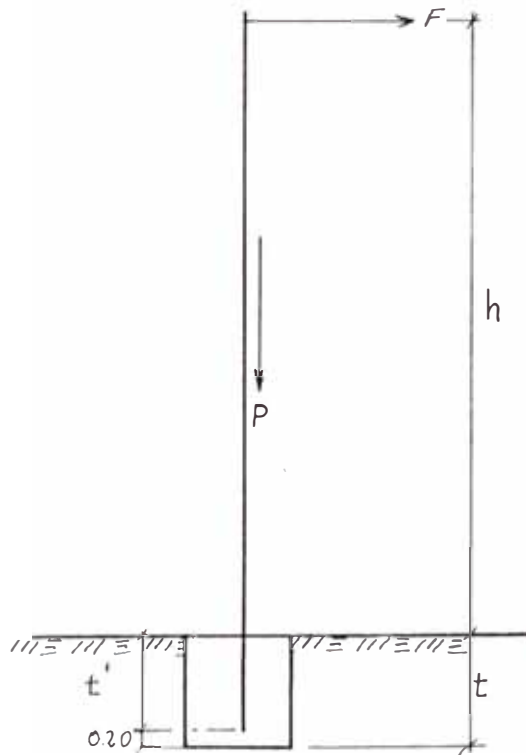
Estructura terminal: 18.00 m. x 1,200 Kg.

## RESUMEN DE ESTRUCTURAS

Estructura	Longitud (m)	Fuerza (Kg)
S	18.00	900
A-1	18.00	1,000
A-2	18.00	1,000
A-3	19.00	1,000
R	18.00	1,000
T	18.00	1,200

## 5.7 Cálculo de las Cimentaciones

Para el cálculo de las Cimentaciones, se empleará el método francés ó de Valenci.



## 5.7.1 Datos de las estructuras consideradas

Estructura	F (Kg)	t' (m)	h (m)	t (m)
S	443	1.80	16.10	2.00
A-1	995	1.80	16.10	2.00
A-2	2,406	1.80	16.10	2.00
A-3	4,550	1.90	17.00	2.10
R	2,185	1.80	16.10	2.00
T	2,199	1.80	16.10	2.00

Efectuaremos el análisis para la estructura de suspensión, por ser ésta donde actúa la fuerza neta "F" sobre el poste (en las otras estructuras la fuerza "F" es contrarestrada por las retenidas).

## 5.7.2 Fórmulas a emplear

$$M_v = F (h + t)$$

$$M_r = \frac{P}{2} \left( a - \frac{4P}{3b^6} \right) + cbt^3$$

$$M_r \geq M_v$$

$$M_r = C.S. M_v$$

donde:

$M_v$  : Momento de volteo (Kg-m)

$M_r$  : Momento resistente (Kg-m)

C.S.: Coeficiente de seguridad

F : Fuerza equivalente en la punta (Kg)

$$F = 443 \text{ Kg.}$$

$h$  = Altura libre del poste (m)  $h = 16.10$  m

$t$  = Altura del bloque de concreto ciclópeo (m)

$$t = 2.00 \text{ m.}$$

$\zeta$  = Resistencia a la compresión del terreno ( $\text{Kg}/\text{m}^2$ )

$$\zeta = 20,000 \text{ Kg}/\text{m}^2$$

$P.$  = Fuerza resultante vertical (Kg)

$$P = 12,800 \text{ Kg (Peso de la estructura + P. bloque)}$$

$a, b$  = Ancho y largo del bloque (m)

$$a = b = 1.80 \text{ m.}$$

$c$  = Valor proporcional a la presión máxima admisible en el fondo de la base del macizo ( $\text{Kg}/\text{m}^3$ )

$$c = 2,000 \text{ Kg}/\text{m}^3$$

### 5.7.3 Resultados obtenidos

Reemplazando valores en las fórmulas

$$M_v = 443 (16.10 + 2.00) \quad M_v = 8,018.30 \text{ kg-m}$$

$$M_r = \frac{12,800}{2} (1.80 - \frac{4 \times 12,800}{3 \times 1.8 \times 20000}) + 2,000 \times 1.8 \times (2)^3$$

$$M_r = 37,285.92 \text{ Kg-m.}$$

$$C.S. = 4.65$$

Las estructuras llevarán una cimentación de concreto ciclópeo de  $1.8 \times 1.8 \times 2.0$  m.

VI. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y MONTAJE



## 6.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES Y MONTAJE

### 6.1 Especificaciones Técnicas de Materiales Línea de - Subtransmisión

Las presentes especificaciones técnicas fijan las características mínimas, que deben cumplir los equipos y materiales que se suministra para la Línea de Sub-transmisión considerada.

Para algunos materiales se dá el nombre comercial- del equipo o material, o el nombre del fabricante, esto sólo se hace con el fin de aclarar conveniente mente las características del equipo y el nivel mí nimo de calidad que se requiere, por lo que en todo caso deberá entenderse que se está solicitando un- artículo igual o similar.

#### 6.1.1 Estructuras

- Los soportes serán de concreto armado centrii fugado, de sección circular.
- Los soportes deben venir preparados para re cibir los aditamentos y accesorios que se - muestran en los planos.
- La relación entre la carga de rotura en la- punta y la carga de trabajo especificada de berá ser mayor o igual a 2.0
- La superficie externa de los soportes será- completamente homogénea y libre de porosidaa des a fin de evitar el ingreso de humedad.

- Las estructuras serán fabricadas según la norma ITINTEC N. PR-339-027
- Se le dá denominación de estructura, al soporte que incluye la ménsula y la cruceta de concreto centrifugado, sus dimensiones están especificadas en los planos correspondientes.

#### 6.1.2 Aisladores

- a) Los aisladores de suspensión serán del tipo antineblina de porcelana y su superficie será vidriada y estará completamente libre de imperfecciones. Las partes metálicas componentes del aislador deberán ser resistentes a la corrosión y sus dimensiones serán las correspondientes a la Clase 52-3, tipo B, Norma ANSI C29-2-1,962; y el aislador en sí deberá cumplir con la misma Norma, en cuanto es aplicable a aisladores antineblina.

Serán iguales o similares al Cat N. CA-825 ME, NGK, siendo sus características principales las siguientes:

Diámetro del disco de porcelana	:	254
- Espaciamiento (mm)	:	146
- Distancia de fuga (mm)	:	432
- Resistencia eléctrica y mecánica (Kg)	:	8,200

- Carga de trabajo (Kg) : 3,300
- Tensión de flameo a baja frecuencia en seco (Kv) : 95
- Tensión de flameo a baja frecuencia en humedad : 55
- Tensión crítica de flameo al 50% de impulso:
  - Positivo (Kv) : 135
  - Negativo (Kv) : 145
- Tensión de perforación (Kv) : 130
- Tensión disruptiva a frecuencia industrial:
  - En seco (Kv) : 85
  - En húmedo (Kv) : 50
  - En impulso (Kv) : 125
- Peso neto (Kg) : 7
- Conexión : Bola-casquillo.
- Tamaño bola y casquillo (MM) : 16

b) Aisladores para retenidas

Los aisladores para retenidas serán de porcelana fabricados de acuerdo a la Norma ANSI - 54 - 4, CATALOGO - CHANCE C 909 - 1044

- Esfuerzo electromecánico combinado : 20,000 lb
- Longitud de la línea de fuga : 3.00"
- Tensión de flameo seco (60 Hz) : 40 KV

- Tensión de flameo húmedo (60 Hz): 23 KV
- Dimensiones exteriores : 6 3/4" x  
3 1/2"
- Diámetro máximo para cable acero: 5/8"

### 6.1.3 Accesorios para cadena de aisladores

#### a) Adaptador horquilla - bola

Será de hierro maleable, galvanizado en caliente, debe ser igual o similar al fabricado por NGK, con N. de catálogo 4H - 492C

Las dimensiones de este adaptador corresponden a la clasificación ANSI, tipo B.

#### b) Adaptador casquillo - ojo

Será de hierro maleable galvanizado en caliente, será igual o similar al fabricado por NGK con N. de catálogo 4H - 20707P, las dimensiones de estos adaptadores corresponden a la clasificación ANSI, tipo B.

#### c) Pasador - Chaveta

Catálogo N. C904 - 0341 - CHANCE, de acero galvanizado de dimensiones 17/32" x 2.13", con su pasador, Catálogo N. C904 - 0639 - CHANCE, de bronce para aislador de suspensión de 10"

#### d) Grampa de Suspensión: Será de aleación de aluminio maleable, con una resistencia a -

la rotura de 8500 Kg. según Catálogo NGK N.  
1H - 952 AU.

e) Grampa de Anclaje

Será de aleación de aluminio, previstos de pernos en "U" y tuercas de fierro galvanizado para el ajuste, será igual o similar al fabricado por NGK - Catálogo 2 H - 5016 AU.

Características de una grampa de anclaje - fabricado por Constructores Eléctricos EL-TEC S.A. - Brasil.

- Conductor de aleación de aluminio de 250 MCM.
- Catálogo : GPA - 10336
- Dimensiones : 195 x 220 mm. exteriores
- Número de Grampas en "U": 3 x 1/2" Ø
- Dimensión para admitir el conductor : 19 mm Ø.
- Construído en material no magnético, no aparece pérdidas por corrientes inducidas (Efecto FOUCAULT) ó por histéresis magnética.

f) Grampa fin de Línea

Construído en aleación de aluminio ALUMEL - 5.

Grampas en "U", fabricado en acero galvanizado

zado al caliente soporta 50% de fuerza en la rotura.

Permite un mínimo deslizamiento del conductor.

- Catálogo G FL - 133
- Dimensiones importantes : 260 mm largo, 19 mm. conductor 12.7 m Ø de la "U".

#### 6.1.4 Conductor para la Línea

##### - Descripción:

Cable de aleación de aluminio con Silicio y Magnesio. Están formadas por alambres de aleación de aluminio cableados concentricamente.

La aleación de aluminio Si - Mg, tiene una conductividad de aproximadamente 53% de la del cobre suave (IACS).

##### - Temperatura de Operación:

Máxima recomendable 75°C

##### - Características Particulares:

- . Carga de Rotura similar a la de los cables ACSR, siendo más ligeros que éstos, en los calibres equivalentes.
- . Es particularmente recomendable para líneas aéreas en zonas salobres y cercanas al mar ya que no presenta los problemas de corrosión electrolítica.

- . Pueden usarse los mismos herrajes que para los cables ACSR.

- Especificaciones

El calibre según ASTM B-399, IEC 208, para las características mecánicas y eléctricas.

- Sección : 250.0 MCM-126.7 mm<sup>2</sup>
- Número de hilos/Ø de hilos (mm) : 19/2.91
- Diámetro exterior : 14.57 mm.
- Carga de rotura mínima : 3609 Kg.
- Resistencia cc a 20°C : 0.2644 ohm/Km.
- Peso unitario : 0.348 Kg/m.
- Código fabricación Pirelli : 0367 NO
- Módulo de Elasticidad Final : 6350 Kg/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación lineal :  $23 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$

6.1.5 Manguitos de Empalme

Se utilizará para conductor de aleación de aluminio, del tipo compresión de aluminio, con resistencia a la tracción no inferior al 100% de la carga de rotura del conductor.

Los mangos de empalme serán similares a los fabricados por ALUMINIUM COMPANY OF AMERICA -

(ALCOA) con Catálogo N. 7511 - 453. El suministro debe incluir la cantidad de pasta necesaria para ejecutar los empalmes, envasado en tubo de aproximadamente una libra cada una. La pasta será similar al "FILLER COMPOUND", fabricado por ALCOA.

- Características, del tipo ELTEC

- . Catálogo : AUR - 266
- . Longitud : 219 mm.
- . Índice de matriz : E - 251
- . Herramientas a usar : Alicata hidráulico  
EP-12-20

6.1.6 Grampas de doble vía

Serán del tipo de ajuste mecánico, de aluminio para utilizarse con conductor de aleación de aluminio, similar al fabricado por PENN UNION ELECTRIC, catálogo N. PC AA-15.

Se usarán en las derivaciones y cuellos muertos, deberán garantizar un ajuste perfecto sin llegar a la deformación del conductor.

Características del tipo ELTEC.

- Catálogo : N. GEB - 33620 Kl.
- Dimensiones : Ancho : 37 mm.  
Largo : 66 mm.  
Perno : M12
- Número de Pernos : 2



## 6.1.7 Varilla de Armar

Los ARMOR - RODS, serán de aluminio, tipo premoldeado, para conductor de aleación de aluminio 250 MCM, similar a los fabricados por PREFORMES LINE PRODUCTS COMPANY, con catálogo N. AR - 0118.

## Características del tipo CHANCE

- Catálogo : N. 60 AAR-041
- Diámetro cable : 0.182" (ARMOR RODS)  
varilla
- Longitud de la varilla : 60" - S (varilla -  
simple)
- Número de hilos varilla: 11

## 6.1.8 Retenidas

## a) Cable

El cable para las retenidas será del material denominado ALUMOWELD, de 3/8" Ø H - S calibre 10 N. 7, AWG de 4550 Kg. de resistencia a la rotura, salvo el que se usará para la Estructura tipo A - 3 - ANGULO, -- que llevará 3/8" Ø EHS con carga de rotura de 7,000 Kg.

## b) Guardacabo

Será de acero galvanizado en caliente y apto para cable de acero de 3/8" Ø

- c) Mordaza de Arrastre del Cable de Tracción  
De acero galvanizado de forma helicoidal,  
es fuerte y amortigua las tracciones.

Diámetro Cable : 3/8"

Catálogo : ASTM "B"-3/8-GSBG-CHAN  
CE.

Color : Naranja

Esfuerzo Tracción : 15,400 lbs.

Longitud : 33"

Constituído : 3 6 7 hilos

- d) Lazo para enroscar en la varilla de ancla  
je la retenida

Material de acero galvanizado

- Catálogo : 3/8 GSBG-CHANCE

- Carga Rotura : 15,400 lbs.

- Longitud : 33"

- Diámetro de Lazo: Mínimo : 1"

Máximo : 3 1/2"

- e) Grampa para ajustar la mordaza de arras--  
tre

De acero galvanizado

- "U" ajustada con perno roscado : 6"

- Catálogo : 5/8 GSAG - 6 - CHANCE

- Peso : 1.41 lbs.

- Número pernos : 2

- Máxima longitud de ajuste : 58.0"

## f) Varilla de Anclaje

Será de acero galvanizado forjado de 5/8"  $\varnothing$  x 7' de longitud, llevará en la parte inferior una plancha de acero galvanizado de 8" x 8" x 3/4", para fijar el dado de anclaje a la varilla; igual ó similar al Catálogo CHANCE N. 6417.

## g) Bloque de Anclaje

Será de concreto armado  $f'c = 140 \text{ Kg/cm}^2$ , - vendrá previsto de una perforación para la varilla y tendrá las dimensiones que aparecen en los planos del Proyecto.

## h) Plancha de Protección

De plástico color amarillo o similar al Catálogo JOSLYN N; JI4864, de 2.40 m. de longitud.

## i) Abrazadera para fijación de la retenida a la estructura

De acero galvanizado al caliente de diámetro nominal 8" - Catálogo CHANCE N. 6368 ó perno pasante de fierro galvanizado con ojo de 3/4" x 12", con tuerca de fierro galvanizado con ojo.

## 6.1.9 Ferretería para Estructuras

Toda la ferretería para los soportes y cruce-

tas y piezas de fierro preparadas especialmente para el Proyecto, serán galvanizadas en caliente y fabricadas de acuerdo a los dibujos que aparecen en los planos del estudio. El galvanizado será de acuerdo a la norma ASTM - A153, y se efectuará después de cualquier maquinado.

#### 6.1.10 Material de Puesta a Tierra

##### a) Conductor

El conductor para el sistema de Puesta a tierra será de cobre, cableado, desnudo, temple suave, calibre N. 2 AWG, fabricado de acuerdo a la Norma ASTM-B8.

- Sección Transversal : 33.63 mm .
- N. de hilos : 7
- Diámetro del hilo : 2.47 mm
- Código Pirelli : 0727NO
- Diámetro de la cuerda : 7.42 m.m.

##### b) Accesorios

Las grampas de fijación serán de bronce, de elevada resistencia mecánica.

- Conector de tierra, entre el cable desnudo y la barra.
  - . Catálogo : CPS - 34 - ELTEC
  - . Diámetro Barra 3/4"  $\emptyset$
  - . Dimensiones : Para cable de 8 - 1/0 AWG
    - $\emptyset$  - 3.7 - 9.4 mm.

- Conector de tierra en cruz, para dos cables

. Catálogo : GUZ - 25 - 25 ELTEC

. Dimensiones : 69 x 47 x 47 mm.

M - 10

- Conector para fijación de todos los accesorios metálicos al cable de tierra.

. Catálogo : VCT - 6625 - ELTEC

. Dimensiones : 52 x 51 x 36 mm.

M 12

c) Varillas de Puesta a Tierra

Serán del material denominado Cooperweld de 5/8" Ø x 2.50 m. y 3/4" Ø x 2.50 m. de longitud.

## 6.2 Especificaciones Técnicas de Montaje de Línea de Sub-transmisión

### 6.2.1 Compra de materiales y Pruebas

Los materiales y equipos electromecánicos que serán suministrados en el mercado local; deberán ser solicitados con anterioridad, debido al gran desabastecimiento que existe actualmente; en cuanto al equipo a ser comprado en el extranjero deberá efectuarse con la debida anticipación la solicitud de importación al Instituto de Comercio Exterior, a fin de garantizar los Dólares necesarios.

Se deberá coordinar con los proveedores las respectivas pruebas a los materiales y equipos a suministrarse y éstas deben de cumplir todos los requisitos y Normas, tanto nacionales como extranjeras.

#### 6.2.2 Replanteo, caminos de acceso y campamento

Durante el replanteo pueden encontrarse errores de topografía o de emplazamiento, lo cual requiere de una relocalización, es preferible que sea en el eje de la línea.

Se deben abrir los caminos de acceso para trasladar las estructuras al punto de ubicación.

Los campamentos se van mudando según el avance de la obra y tienen por objeto dar vivienda y servir de almacén y de clasificación de materiales.

Se supone que el aspecto legal dá derecho de paso (servidumbre) y expropiaciones deben estar listas y corresponde gestionarlas a la Empresa Concesionaria de Electricidad Hidrandina S.A.

#### 6.2.3 Montaje de Estructuras

Las excavaciones serán hechas con las dimensiones especificadas en los planos y se harán en forma tal que la tierra alrededor sea afecta-

da lo menos posible.

El fondo de la excavación deberá quedar limpia y pareja retirándose todo material suelto o de rrumbe.

Los soportes de cimentación en base de cemento con mezcla de 250 Kg. de cemento por  $m^3$  de mez cla, usándose hormigón de un tamaño máximo de 15 cm.

La estructura deberá ser ensamblada totalmente antes de su izado para cimentarlo, tratando - que las estructuras de alineamiento queden per pendiculares al eje de la línea y la de ángulo ó cambio de dirección, conserven su posición - correcta.

El error de verticalidad del eje del soporte - no deberá exceder en más de 0.005 m.

En las estructuras de anclaje y ángulo se colo cará el soporte con una inclinación en sentido contrario a la resultante de las fuerzas, di - cha inclinación será igual al diámetro de la - cabeza del soporte.

Todo el equipo y accesorios deberán ser coloca dos en la estructura completamente limpia, sobre todo los pernos.

Todo el material sobrante de las excavaciones deberá ser retirado y resanadas las pistas y veredas. Se tendrá cuidado de no dejar dentro de las cimentaciones pedazos de madera o cartón.

#### 6.2.4 Instalación de Aisladores

Los aisladores pueden instalarse antes de levantar un soporte.

Sin embargo lo usual es armarlo en el suelo y luego izarlo con juegos de poleas y cuerdas, debe ser hecha de tal modo que el conjunto sea mantenido constantemente vertical y que no se presenten esfuerzos de flexión sobre los pernos de acero y accesorios.

Es absolutamente necesario cuidar que durante la instalación no sea dañado el esmalte de los aisladores y que la ferretería y accesorios no sean martillados o golpeados.

En el armado de las cadenas de aisladores se pondrá especial atención en el correcto montaje de los pasadores de seguridad.

#### 6.2.5 Tendido del Conductor

El tendido del conductor se hará de tal manera que no se afecte a este de ninguna manera, se evitará rozar el conductor por el suelo.



El tendido se efectuará sobre poleas colocadas en las estructuras a partir de secciones iguales o mayores de  $21.15 \text{ mm}^2$  ( poleas).

Se pasará primeramente un cable guía sobre las poleas (por lo general un cable de acero liviano), sea manualmente o sea utilizando un vehículo de doble tracción.

Mediante juegos de mordazas y "medias", se une cada extremo de la guía con el conductor. El conductor se va desenrollando a partir del "freno" hacia el "winche" que está en el otro extremo del tramo a instalar.

Por lo general no se jala más allá de 9 kilóometros del conductor.

Cada empalme con una nueva bobina de conductor se puede hacer provisionalmente.

El "winche" debe controlar la velocidad de jalado, según indicaciones por radio de personal situado a lo largo del tramo. Luego se realizan los empalmes definitivos con prensas hidráulicas.

Pasado el tiempo de reposo (48 horas), para permitir que se equilibren las tensiones en los otros vanos; se pone en flecha el conductor, controlándose el tiro con un dinamómetro

y/o con mira o teodolito la flecha más grande según tabla de tensado.

Se verificará la temperatura ambiente en el momento de regulación de los conductores con termómetros adecuados.

La tensión mecánica aplicada al conductor durante el montaje no debe sobrepasar el 20% de la resistencia a la rotura.

No se permitirá empalme en vanos adyacentes o en vanos que crucen carreteras, edificios, ú otras líneas aéreas.

Una vez terminado el tendido, la flecha real existente no deberá superar la flecha teórica, admitiéndose una tolerancia menor o igual al 2 % de la flecha teórica.

#### 6.2.6 Montaje de Retenidas

Después de instalado el soporte y fraguada la base, se procederá a instalar las retenidas, pasado lo cual se abrirá en el suelo los huecos respectivos y se colocará el bloque de concreto y la varilla con todos sus accesorios. Luego se procederá a efectuar el relleno con tierra seleccionada, compactándose éste en capas no mayores de 15 cms. y regándose. Después se continuará apisonando varias

veces.

Posteriormente se procederá a colocar el cable de acero, el aislador de tracción y las mordazas preformadas.

La fijación al poste será por medio de abrazaderas ó en otros casos por perno pasante en el poste con ojo.

El ángulo del viento con respecto al poste será en lo posible  $37^\circ$

La instalación se hará cuidadosamente, se evitará omitir las arandelas.

Se tendrá mucho cuidado en usar guarda cables de diámetro apropiado, para evitar roturas.

#### 6.2.7 Sistema de Puesta a Tierra

La instalación del sistema de puesta a tierra se llevará a cabo de acuerdo a los planos del Proyecto y se recomendará especial atención en la conexión, con la varilla de Cooperweld.

El conductor desnudo de cobre de la parte externa superior del soporte, deberá instalarse suficientemente templado.

#### 6.2.8 Numeración de Estructuras

Todas las estructuras a instalarse se numera-

rán correlativamente con números en pintura - negra, ubicados a 2.00 mts. del suelo. La empresa concesionaria de electricidad indicará el código de las estructuras.

#### 6.2.9 Pruebas e Inspección Final

Después de terminado el montaje, se efectuará en presencia del representante de la Empresa Concesionaria de Electricidad y del Contratista; las siguientes pruebas:

a) Inspección general del estado de las redes  
Se verificará que los elementos de las estructuras y herrajes estén completos.

b) Medir la resistencia de puesta a tierra.

c) Aislamiento

Se comprobará el aislamiento de la línea - de Sub-transmisión, debiendo obtenerse por lo menos los valores que especifican el Có digo Nacional de Electricidad.

d) Continuidad

Igualmente se comprobará la continuidad en todo el recorrido.

Cortocircuitando los extremos de un circui to, se verificará resistencia nula entre - cada caso, tomada de dos en dos.

e) Prueba con Tensión que consistirá en la -  
energización del nuevo sistema.

Después de finalizado las pruebas se levantar  
rá un Acta en la que se consignará los result  
tados obtenidos y modificaciones o reparacion  
nes si las hubieran.

En esta oportunidad, el Contratista presenta  
rá los Planos de Replanteo y una Memoria Des  
criptiva de la Obra ejecutada, indicando las  
características de los materiales utilizados.

#### 6.2.10 Mantenimiento

En zonas contaminadas (en la quema de caña  
de azúcar) es necesario hacer una limpieza  
periódica que puede ser en caliente, con la-  
vado a chorro de agua tratada (Línea con ten  
sión) ó a mano (Línea desenergizada).

Es necesario realizar inspecciones frecuentes  
para detectar aisladores rotos o fisurados -  
que deben reemplazarse y detectar posibles e  
rosiones o derrumbes sobre las estructuras.

En zonas contaminadas se recomienda usar una  
pintura oxidante que actúa con el galvaniza-  
do de la estructura.

Los conductores deteriorados se pueden contin  
nuar utilizando con manguitos de reparación.

Periodicamente se debe medir la resistencia de puesta a tierra.

Relación de Implementos de Seguridad para el Mantenimiento de la Línea de Transmisión de 60 KV.

- 1 Cinturón de seguridad, con estrobo de soga de 3/4"
- 2 Revelador y detector de voltaje, de tensión por contacto, de tensión sonora por inducción, de tensión luminosa.
- 3 Implementos de tierra de diferentes tipos montados en pértigas dieléctricos.
- 4 Descargadores electrostáticos.
- 5 Termómetros infrarojos (detector sobre calentamientos de conexiones).
- 6 Pértigas dieléctrica
- 7 Termodetector
- 8 Escaleras modulares con descarga a tierra
- 9 Equipos Megher para chequear resistencia ohmica del suelo
- 10 Extinguidores
- 11 Tripodes para banderines de peligro
- 12 Casco dieléctrico
- 13 Botas conductoras
- 14 Botines tipo minero
- 15 Guantes de cuero

- 16 Guantes de jebe de alta tensión
- 17 Lentes panorámicos
- 18 Polea simple
- 19 Sogas manila  $3/4''$  -  $5/8''$  -  $1/2''$
- 20 Botiquines.

### 6.3 Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales - para las Subestaciones de Transformación.

#### 6.3.1 Transformador de Potencia, S.E. Trujillo Nor- te "C", fabricado según Norma ITINTEC-NOP: - 370.002 y Norma ANSI-C57 de las característi- cas siguientes:

- Tensión nominal lado de alta ten  
sión : 138 KV.
- Tensión máxima de operación lado  
alta tensión : 145 KV.
- Tensión nominal lado de baja ten  
sión : 60 KV.
- Tensión máxima de operación lado  
baja tensión : 72.5 KV.
- Frecuencia nominal : 60 Hz.
- Potencia nominal : 100 MVA
- Potencia adicional, con el em -  
pleo de ventiladores : 25 MVA
- Grupo conexión : Ynd5
- Tensión de corto circuito : 8.5%
- Elevación de temperatura
  - . Temperatura ambiente : 40°C
  - . En el arrollamiento : 65°C
  - . Del aceite : 60°C
- Capacidad de sobre carga Continua a 105% de  
tensión nominal : 10 %



- Tensión de ensayo a frecuencia industrial aplicado a los arrollamientos.
  - . 60 KV. : 140 KV. r.m.s.
  - . 138 KV. : 230 KV. r.m.s.
- Tensión de ensayo con ondas de 1/50 us: 550 KV
- Tensión auxiliar.
  - . Corriente alterna 60 Hz:
    - 220 V. + 10%
    - 15%
  - . Corriente continua :
    - 120 V. + 10%
    - 15%
- Fabricación del tanque de aceite para resistir una presión continua de :  $0.7\text{Kg/cm}^2$

#### Accesorios Adicionales

- Relé Buchholz, del tipo antisismico, con contactos de alarma y desconexión independiente.
- Relé de imagen térmica, equipado con un detector de la temperatura de los devanados, tipo resistencia.
- Indicador de temperatura del aceite, estará equipado con termómetro, con su elemento sensor en la trayectoria del aceite más caliente; estará localizado en tal forma que se pueda leer desde el piso, y su diseño prevee su instalación a intemperie.

- Indicador de nivel de aceite; con esfera pa lectura local, de operación magnética desde el nivel de aceite del conservador.
- Válvula de seguridad, provisto de una válvula de alivio que lo protege al producirse presiones internas excesivas.
- Válvula de vaciado y llenado, montado en la parte superior y otra en el fondo.
- Se proveerá facilidades para izar, gotear y remolcar el transformador como son:
  - . Gancho o argollas para izar, la cubierta, el núcleo, y transformador completo.
  - . Cuatro placas para gotear el transformador completamente armado con aceite.
  - . Argollas de arrastre ubicadas en el centro entre las ruedas.
- Placa de características, aparecerán sus características de fabricación tanto eléctricas, como mecánicas y esquema de conexión.
- Ventiladores, para la ventilación forzada (FA).
- Bombas de Circulación forzada de aceite.

### 6.3.2 Seccionador Trifásico

- Marca : NEBB
- Tensión nominal : 138 KV.
- Tensión Máxima : 145 KV.
- Corriente nominal : 630 A
- Nivel Básico de Ais

lamiento : 550 KV.

### 6.3.3 Transformador de corriente

- Marca : BBC
- Relación de transformación : 600/5A
- Potencia : 60/45 VA.
- Tensión nominal : 138 KV.
- Tensión máxima : 145 KV.
- Nivel básico de aislamiento : 550 KV.

### 6.3.4 Interruptor trifásico de potencia SF<sub>6</sub>

- Marca : AEG
- Tensión nominal : 138 KV.
- Tensión máxima : 145 KV.
- Potencia de corto circuito simétrico : 500 MVA
- Nivel básico de aislamiento : 550 KV.

### 6.3.5 Transformador de Potencia S.E. Trujillo-Oeste fabricado según norma ITINTEC-NOP: 370.002 y norma ANSI-C57 de las características siguientes:

- Tensión nominal lado de alta tensión: 60 KV
- Tensión máxima de operación lado alta tensión : 72.5 KV.
- 23 Puntos de regulación bajo carga en lado

- de alta tensión con 610 voltios de variación entre puntos, siendo el intermedio de 57.91 KV.
- Tensión nominal lado de baja tensión: 10 KV
  - 2 Puntos de regulación en vacío en lado baja tensión : 10.4 - 10.5 KV.
  - Tensión máxima de operación lado baja tensión : 12 KV.
  - Frecuencia nominal : 60 Hz
  - Potencia nominal : 25 MVA
  - Potencia adicional, con el empleo de ventiladores : 6 MVA
  - Grupo conexión : Ynd5
  - Tensión de corto circuito : 8 %
  - Elevación de temperatura
    - . Temperatura ambiente: 40°C
    - . En el arrollamiento : 65°C
    - . Del aceite : 60°C
  - Capacidad de sobre carga continua a 105% de tensión nominal : 10%
  - Tensión de ensayo a frecuencia industrial aplicado a los arrollamientos
    - . 60 KV. : 140 KV. r.m.s.
    - . 10 KV. : 38 KV. r.m.s.
  - Tensión de ensayo con ondas de 1/50 us: 325KV

- Tensión auxiliar. Corriente alterna 60 Hz:
  - 220 V. + 10 %
  - 15 %
  - . Corriente continua:
    - 120 V. + 10 %
    - 15 %
- Fabricación del tanque de aceite para resistir una presión continua de:  $0.7\text{Kg/cm}^2$

Accesorios Adicionales:

- Relé Buchholz, del tipo antisismico, con contactos de alarma y desconexión independiente.
- Relé de imagen térmica, equipado con un detector de la temperatura de los devanados, tipo resistencia.
- Indicador de temperatura del aceite, estará equipado con termómetro, con su elemento sensor en la trayectoria del aceite más caliente; estará localizado en tal forma que se pueda leer desde el piso, y su diseño prevee su instalación a intemperie.
- Indicador de nivel de aceite; con esfera para lectura local, de operación magnética desde el nivel de aceite del conservador.
- Válvula de seguridad, provisto de una válvula de alivio que lo protege al producirse presiones internas excesivas.

- Válvula de vaciado y llenado, montado en la parte superior y otra en el fondo.
- Se proveerá facilidades para izar, gotear y remolcar el transformador como son:
  - . Gancho o argolla para izar, la cubierta, el núcleo, y transformador completo.
  - . Cuatro placas para gotear el transformador completamente armado con aceite.
  - . Argollas de arrastre ubicadas en el centro, entre las ruedas.
- Placa de características, aparecerán sus características de fabricación tanto eléctricas, como mecánicas y esquema de conexión.
- Ventiladores, para la ventilación forzada (FA).
- Bombas de Circulación forzada de aceite.

#### 6.3.6 Seccionador trifásico de línea, con puesta a tierra.

- Marca : NEBB
- Tipo : ADJ 72.5
- Tensión Nominal : 60 KV.
- Tensión Máxima : 72.5 KV.
- Corriente Nominal : 1,200, 630, 350 A,
- Nivel Básico de Aislamiento: 325 KV.

#### 6.3.7 Transformadores de corriente

- Marca : BBC
- Tipo : ACB - 72.5 UAD

- Relación transformación : 1,000/5A, 600/5A  
350/5A de acuerdo a lo indicado en el metrado.
- Potencia : 60/45 VA
- Tensión nominal : 60 KV.
- Tensión máxima : 72.5 KV.
- Nivel básico de aislamiento : 325 KV.

#### 6.3.8 Transformador de Tensión

- Marca : BBC
- Tipo : GUBI - 72.5
- Relación de transformación :  $(60/\sqrt{3})/(0.11/\sqrt{3})$  KV.
- Potencia : 200 VA
- Nivel Básico de aislamiento : 325 KV.

#### 6.3.9 Interruptor Trifásico de Potencia

- Marca : AEG
- Tipo : TSB - 72.5
- Tensión nominal : 60 KV.
- Tensión máxima : 72.5 KV.
- Corriente nominal : 1,200, 630, 350 A  
de acuerdo a lo indicado en el metrado.

- Potencia de corto circuito simétrico: 500 MVA
- Nivel Básico de Aislamiento : 325 KV.

#### 6.3.10 Interruptor en volumen de aceite

- Marca : SACE
- Tipo : RM 7 - 2
- Tensión nominal : 10 KV.
- Tensión máxima : 12 KV.
- Corriente nominal : 1,500 A.
- Potencia de corto circuito simétrico: 350 MVA
- Nivel Básico de Aislamiento : 60 KV.

#### 6.3.11 Transformador de corriente

- Marca : ARTECHE
- Tipo : TK 20
- Relación de transformación : 1,500/5A
- Potencia . Medida : 45 VA
- . Protección : 60 VA
- Nivel Básico de Aislamiento : 60 KV

#### 6.3.12 Transformador de tensión

- Marca : ARTECHE
- Tipo : WH - 20
- Relación : 10/0.11 KV.
- Potencia : 150 VA
- Nivel Básico de Aislamiento : 60 KV.

#### 6.3.13 Servicios Auxiliares

Son las instalaciones en baja tensión que permiten la operación de la Sub-estación, tanto



en condiciones normales como en condiciones -  
de falla.

a) Servicio Auxiliar en corriente alterna

Incluye al transformador de 50 KVA, ya es-  
pecificado, la energía se distribuye desde  
un tablero de distribución y las cargas -  
que se alimentan son:

- Alumbrado interior y exterior
- Mando motorizado de interruptores y sec-  
cionadores
- Rectificadores
- Tomas de fuerza

b) Servicios auxiliares en corriente continua

- Un Rectificador monofásico

- . Marca : ASEA
- . Tipo : YFEH - 110
- . Tensión de entrada y salida 220 Vca/  
110 Vc.c

- Se tiene un tablero en corriente continua  
desde donde se distribuye la energía y -  
las cargas que se alimentan son:

- . Tensión de mando
- . Tensión de señalización y alarmas acús-  
ticas y/o visuales.
- . Iluminación de emergencia.

- Un juego de baterías

Marca	:	TUDOR
. Tipo	:	SPGH-78
. Tensión	:	110 Vol.

6.3.14 El diseño detallado de celdas y tableros - es normalmente realizado por un fabricante especializado. A partir de los croquis dimensionales suministrados por dicho fabricante, se elaboran los planos de disposición definitiva de celdas y tableros.

6.3.15 Niveles de Iluminación

AREA	NORMAL	EMERGENCIA
Sala de Control	300-500 lux	100 lux
Cuarto de acumuladores.	300 lux	100 lux
Patio llaves	30 lux	20 lux
Parte posterior tableros.	100 lux	50 lux

La disposición de artefactos deberá estar - hecha de tal modo de evitar el deslumbramiento por reflejo en las superficies de las cubiertas de los instrumentos mentados en los tableros.

Es recomendable el empleo de las siguientes lámparas.

ZONA	NORMAL	EMERGENCIA
Interior	Fluorescente	Incandescente
Exterior	Sodio alta presión	Incandescente

## NOTA:

En las especificaciones técnicas de los equipos electromecánicos, se ha considerado como nivel básico de aislamiento el mayor valor recomendado por la Norma VDE-0670, tal como se observa en el siguiente cuadro.

Tensión Nominal (KV)	Tensión Máxima (KV)	BIL 1 (KV)	BIL 2 (KV)
10	12	28	60
60	72.5	140	325
138	145	230	550

## En donde:

BIL 1 : Tensión alterna nominal soportable a 50 Hz. durante 1 minuto (Valor efectivo)

También se le llama Nivel Básico de Aislamiento reducido.

BIL 2 : Tensión de choque de arco nominal soportable 1.2/50 us Valor de cresta.

#### 6.4 Especificaciones Técnicas de Montaje de Sub-estaciones de Transformación.

Únicamente indicaremos los rublos que abarca el montaje:

## Alcance del montaje

- Relación de planos de montaje
- Forma de embalaje
- Transporte y almacenamiento
- Instrucciones de montaje de las estructuras metálicas, armaduras, transformadores de potencia, equipos, celdas, tableros, cables, acumuladores, sistema de alarma, protección, medición y telecomunicaciones.

## VII. METRADO Y PRESUPUESTO

## 7.0 METRADO Y PRESUPUESTO

7.1 Costo de Suministro, Montaje, Transporte, Dirección  
Técnica y Gastos Generales Línea de Subtransmisión  
60 KV. S.E. Trujillo Norte - S.E. Trujillo Oeste.

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO U NITARIO. MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/.
I MATERIALES Y EQUIPOS					
A	Estructuras-Postes y Cru cetas.				
1.0	Poste de c.a.c de 18.00 x 900 Kg.	U	34	840	28,560
2.0	Poste de c.a.c de 18.00 x 1,000 Kg.	U	12	890	10,680
3.0	Poste de c.a.c de 18.00 x 1,200 Kg.	U	02	960	1,920
4.0	Poste de c.a.c de 19.00 x 1,000 Kg.	U	02	920	1,840
5.0	Ménsula de concreto arma do vibrado de 1.82 m.	U	06	56	336
6.0	Cruceta de concreto arma do vibrado de 3.64 m.	U	114	105	11,970
	Costo Total de la Parti- da Miles de I/.				55,306
B	Ferretería de Estructu - ras				
1.0	Perno de F°G° de 3/4" x 20" similar a CHANCE 8920	U	40	6.40	256
2.0	Perno de F°G° de 3/4" x 22" similar a CHANCE 8922	U	80	7.20	576
3.0	Perno ojo de F°G° de 3/4" x 8" similar a JOSLYN J2178	U	210	2.60	546
4.0	Perno ojo de F°G° de 3/4" x 16" similar a CHANCE 29966	U	24	5.20	124.8

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO U NITARIO MILES I/.	COSTO PARCIAL MILES I/.
5.0	Perno ojo de F°G° de 3/4" x 20" similar a CHANCE 19800	U	54	7.00	378
6.0	Arandela curvada de F°G° de 3" x 3" x 1/4" hueco de 13/16" Ø similar a - CHANCE 6822 1/2	U	108	0.80	86.40
7.0	Arandela plana de F°G°- de 3" x 3" x 1/4" hueco de 13/16" Ø similar a - CHANCE 6817	U	504	0.80	403.20
8.0	Arandela redonda de F°G° de 13/16" Ø similar a - CHANCE 6806	U	600	0.80	480
9.0	Tuerca de F°G° de 3/4" Ø similar a CHANCE 550 85 p.	U	282	0.40	112.80
10.0	Contratuerca de F°G° de 3/4" Ø similar a CHANCE 3513	U	282	0.40	112.80
11.0	Tuerca ojo de F°G° de - 3/4" Ø similar a CHANCE 6503	U	72	0.80	57.60
	Costo Total de la Parti da Miles de I/.				3,134.00
C	Cadena de Aisladores y accesorios				
1.0	Aislador de porcelana ti po anti-fog de 10" x 5" 3/4" similar al CAT NGK 825	U	1,800	20.16	36,288
2.0	Adaptador horquilla-bola de hierro maleable y gal vanizado similar a NGK- 417-492 Q.	U	300	3.52	1,056
3.0	Adaptador casquillo ojo de hierro maleable simi lar al CAT NGK 4H-20707P	U	300	4.00	1,200

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/.
4.0	Grampa de suspensión de hierro maleable y galva nizado, similar al CAT NGK-1H-952 AU	U	210	9.00	1,890
5.0	Grampa de anclaje de hie rro maleable y galvani zado, similar al CAT NGK 2H-5016 AU	U	90	10.50	945
6.0	Grillete clevis similar al CAT CHANCE 5793	U	300	7.20	2,160
7.0	Amortiguador STOCKBRID GE ALCAN A 603 G	U	522	30.00	15,660
8.0	Varilla de amarre simi lar al CAT CHANCE boAAR 041 ó CAT AR-D124	U	300	4.80	1,440
	Costo Total de la Parti da Miles de I/.				60,639
D	Accesorios de Retenidas				
1.0	Guardacabo de F°G° de - 3/8" similar a CHANCE 6593	U	132	0.30	40
2.0	Varilla de anclaje de F° G° de 5/8" x 2.20 m. con ojo en un extremo y ros cado en el otro, con - tuerca, contratuerca y arandelas.	U	66	12.50	825
3.0	Plancha de F°G° de 8" x 3/4" para fijar el dado de anclaje a la varilla según CHANCE 4047	U	66	5.50	363
4.0	Varilla de armado pre - formada de 3/8" similar a CHANCE GSBG	U	132	4.50	594
5.0	Grampa para ajustar la mordaza de arrastre, si milar a CHANCE GSAG-6	U	66	3.50	231



ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/
6.0	Bloque de concreto armado de 1.50 x 0.30 x 0.60 m.	U	66	12.50	825
7.0	Protector de cable de plástico, color amarillo de 96" de longitud similar a CHANCE 96PSG 3Y	U	66	12.00	792
8.0	Cable de acero galvanizado, alumoweld 10 N. 7 3/8" Ø.	m	1,320	1.85	2,442
	Costo Total de la Partida Miles de I/.				6,112
<b>E</b>	<b>Conductor y Accesorios</b>				
1.0	Conductor de Aluminio - tipo AASC calibre 250 - MCM.	m	54,150	2.50	135,375
2.0	Manguitos de empalme tipo compresión para calibre 250 MCM similar al catálogo 7511-4531	U	20	7.00	140
3.0	Grampa de doble vía de aluminio para conductor de 250 MCM similar al - CAT PENN N.PCAA-15 o - DERVAUX-3015-3013	U	30	4.20	126
	Costo Total de la Partida Miles de I/.				135,641
<b>F</b>	<b>Puesta a tierra de estructuras</b>				
1.0	Conductor de cobre desnudo, cableado, temple blando calibre N. 2AWG	m	1,540	1.50	2,310
2.0	Conector de bronce de fijación del cable de tierra a la varilla Cooperweld de 5/8" Ø, similar a CHANCE C203-0170	U	44	1.00	44

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO U NITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
3.0	Varilla Cooperweld de - 5/8" x 8' similar a CHAN CE 8578	U	44	28.50	1,254
4.0	Tubería conduit de 1/2"Ø x 3 m.	U	44	10.00	440
5.0	Mordaza de puesta a tie- rra de cobre de 3/4"Ø	U	276	1.5	414
6.0	Placa de cobre para pue- ta a tierra de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/16" hueco de 13/16" Ø.	U	150	1.00	150
Costo Total de la Parti- da Miles de I/.					4,612
Total Suministro de Mate- riales y Equipos electrō mecánicos					265,444

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
II MONTAJE					
1.0	Replanteo de línea, incluye: trabajos de ubicación de estructuras, estacado y determinación de posibles modificaciones.	Km	8.595	28.25	243
2.0	Excavación para estructura tipo S, A, R, T de acuerdo a dimensiones dadas en los planos.	U	50	3.00	150
3.0	Montaje de estructura de alineamiento tipo "S" - comprende instalación de crucetas, erección de la estructura, cimentación y alineamiento.	U	34	96.00	3,264
4.0	Montaje de estructura tipo A-2, comprende: erección de la estructura, cimentación y alineamiento.	U	04	190.00	760
5.0	Montaje de estructura tipo A-3, comprende erección de estructura, cimentación y alineamiento	U	01	150.00	150
6.0	Montaje de estructura tipo "R", comprende: instalación de crucetas, erección de la estructura, cimentación y alineamiento.	U	04	96.00	384
7.0	Montaje de estructura tipo "T", comprende: instalación de ménsulas, erección de la estructura, cimentación y alineamiento.	U	01	190.00	190
8.0	Instalación de cadena de aisladores de suspensión incluye armado de la cadena con todos sus accesorios y montaje en la estructura correspondiente.	U	210	13.50	2,835

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
9.0	Instalación de cadena de aisladores de anclaje incluye armado de la cadena con todos sus accesorios y montaje en la estructura.		90	13.50	1,215
10.0	Excavación para retenciones de acuerdo a dimensiones especificadas en los planos.	U	66	3.00	198
11.0	Instalación de retenida: del cable, instalación de las varillas preformadas, tensado.	U	66	30.50	2,013
12.0	Instalación del cable de puesta a tierra, comprende: fijación del conductor de cobre desnudo a todas las partes metálicas de la estructura y bajada hasta el pozo de tierra.	U	50	4.00	200
13.0	Instalación de puesta a tierra, comprende: instalación del tubo conduit de 1/2", enterrado de varilla Cooperweld y conectado.	U	50	5.50	275
14.0	Instalación del conductor de aleación de aluminio de 250 MCM, comprende: tendido y templado del conductor, puesta en flecha, fijación del conductor a la cadena de aisladores, instalación de grampas de doble vía y manguitos de empalme en caso de requerimiento	m	54,150	0.120	6,498
15.0	Instalación de amortiguadores Stockbridge	U	522	4.00	2,088
Costo Total de Montaje					20,463

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
	III TRANSPORTE (lima-Trujillo)				
1.0	Transporte de postes de concreto armado centrifugado, ménsulas y cruces.	Tn	187	80	14,960
2.0	Transporte de ferretería para aisladores, retenidas y accesorios de F.G.	Tn	11	80	880
3.0	Transporte de conductor de aleación de Aluminio y conductor de puesta a tierra.	Tn	20	80	1,600
4.0	Transporte de aisladores de suspensión tipo anti-neblina clase 52-3 "B"	Tn	12.60	80	1,008
	Costo Total de Transporte				18,448

RESUMEN

1.0	Suministro de Materiales y Equipos de Línea de transmisión doble terna 60 - KV.	265,444
2.0	Montaje Electromecánico (incluye leyes sociales, beneficios, etc)	20,463
3.0	Transporte	18,448
4.0	Gastos generales, Dirección Técnica y Utilidades del Contratista (15% de - 1.0 + 2.0)	40,210
<b>TOTAL GENERAL: Línea de Subtransmisión S.E. Trujillo Norte-S.E Trujillo Oeste</b>		<b>344,565</b>

Son: Trecientos cuarentaicuatro millones quinientos se sentaicinco mil y 00/100 Intis.

7.2 Costo de Suministro, Montaje, Transporte, Dirección Técnica y Gastos Generales S.E. Trujillo Norte "C" (S.E. - de envío)

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/
<u>I MATERIALES Y EQUIPOS ELECTROMECANICOS</u>					
A Zona 138 KV.					
1.0	Interruptor trifásico SF6, 145 KV, 630 A, 750 MVA, montaje exterior	U	01	68,950	68,950
2.0	Seccionador Trifásico, - 145 KV, 630 A y 750 MVA, montaje exterior	U	01	35,400	35,400
3.0	Transformador de corriente de 145 KV, relación de transformación 600/5 A, 60 VA, montaje exterior	U	03	4,600	13,800
4.0	Transformador de potencia trifásico de 100/125 MVA de 138 KV/60 KV, refrigeración ONAN/ONAF, - montaje exterior	U	01	1'010,000	1'010,000
Costo Total de la Partida Miles de I/.					1'128,150
B Zona de 60 KV.					
1.0	Transformador de corriente de 72.5 KV, 1,000/5 A 60 VA, montaje exterior.	U	03	3,315	9,945
2.0	Interruptor trifásico SF6 72.5 KV 1,200 A, 500 MVA, montaje exterior	U	01	52,730	52,730
3.0	Seccionador trifásico de 72.5 KV, 1,200 A, 500 MVA, montaje exterior	U	01	27,500	27,500

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
4.0	Seccionador trifásico de 72.5 KV, 630 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	20,800	20,800
5.0	Interruptor trifásico SF6 72.5 KV, 630 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	40,560	40,560
6.0	Transformador de corriente de 72.5 KV, 600/5 A, 60 VA, montaje exterior.	U	03	2,550	7,650
7.0	Seccionador de línea trifásico con puesta a tierra de 72.5 KV, 630 A, - 500 MVA, montaje exterior	U	01	29,440	29,440
8.0	Transformador de tensión $(60/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ KV, - 200 VA, clase 0.5	U	03	3,040	9,120
9.0	Material de conexionado S.E. 138/60 KV, comprende: aisladores, portabarras, barras colectoras y accesorios.	Gb			48,000
10.0	Estructuras S.E. 138/60-KV, comprende: pórtico de recepción y envío de línea de Subtransmisión, - soporte para transformadores de medida, seccionadores, base para interruptores y accesorios.	Gb			35,000
	Costo Total de la Partida Miles de I/.				280,745
	Costo Total suministro de Materiales y Equipos electromecánicos.				1'408,895



ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/
II OBRAS CIVILES (Incluye mano de obra y transporte)					
1.0	Acondicionamiento del terreno para la S.E.	Gb			24,000
2.0	Construcción de la cimentación para las estructuras y equipos electromecánicos.	Gb			28,000
3.0	Via de rodamiento para el ingreso del transformador de potencia.	Gb			10,000
Costo Total Obras Civiles en Miles de I/.					62,000
III MONTAJE ELECTROMECA-NICO					
1.0	Montaje del interruptor trifásico SF6, 145 KV, 630 A, 750 MVA.	U	01	4,800	4,800
2.0	Montaje del seccionador trifásico de 145 KV, 630 A y 750 MVA.	U	01	870	870
3.0	Montaje de transformador de corriente de 145 KV relación de transformación 600/5A, 60 VA.	U	03	315	945
4.0	Montaje del transformador trifásico de potencia de 100/125 MVA de 138/60 KV	U	01	16,000	16,000
5.0	Montaje de transformador de corriente de 72.5 KV. 1,000/5A, 60 VA.	U	03	240	720
6.0	Montaje de interruptor trifásico SF6, 72.5 KV, 1,200 A, 500 MVA.	U	01	3,700	3,700
7.0	Montaje de seccionador trifásico de 72.5 KV. - 1,200 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	670	670

TEM ART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO U- NITARIO MILES I/.	COSTO - PARCIAL MILES I/
8.0	Montaje de seccionador - trifásico de 72.5 KV, - 630 A, 500 MVA.	U	01	480	480
9.0	Montaje de interruptor - trifásico SF6, 72.5 KV,- 630 A, 500 MVA.	U	01	2,840	2,840
10.0	Montaje de transformador de corriente de 72.5 KV- 600/5A, 60 Va.	U	03	180	540
11.0	Montaje de seccionador - de línea trifásico con - puesta a tierra de 72.5 KV, 630 A, 500 MVA.	U	01	650	650
12.0	Montaje de transformador de tensión $(60/\sqrt{3})/(100$ $/\sqrt{3})$ KV, 200 VA clase - 0.5	U	03	320	960
13.0	Montaje de aisladores - portabarras, barras co - lectoras y accesorios.	Gb			6,800
14.0	Montaje de estructura - del pórtico, soportes pa ra transformadores de me dida, seccionadores, ba se para interruptores y accesorios.	Gb			8,700
	Costo Total Montaje Elec tromecánico				48,675

RESUMEN

1.0	Suministro de materiales y equipo electromecánico subestación de envío.	1'408,895
2.0	Montaje Electromecánico (incluye leyes sociales, beneficios, etc.)	48,675
3.0	Transporte (3% de 1.0)	42,266
4.0	Obras Civiles (incluye mano de obra y transporte de materiales de construcción.)	62,000
5.0	Gastos Generales, Dirección Técnica y Utilidades del Contratista (10% de 1.0 + 2.0 + 4.0)	151,957
	Total General: Subestación de envío Trujillo-Norte "C" Miles de I/.	1'713,793

Son: Mil Setecientos trece millones setecientos noventa y tres mil y 00/100 Intis.

7.3 Costo de Suministro, Montaje, Transporte, Dirección Técnica y Gastos Generales S.E. Trujillo-Oeste (S.E. de llegada)

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
<u>I MATERIALES Y EQUIPOS ELECTROMECANICOS</u>					
A Zona 60 KV.					
1.0	Seccionador de línea trifásico con puesta a tierra de 72.5 KV, 630 A, - 500 MVA, montaje exterior	U	01	29,440	29,440
2.0	Transformador de tensión (60/ 3)/(100/ 3) KV, - 200 VA, clase 0.5	U	03	3,040	9,120
3.0	Transformador de corriente de 72.5 KV, 600/5A, - 60 VA, montaje exterior.	U	03	2,550	7,650
4.0	Interruptor trifásico SF6 72.5 KV, 630 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	40,560	40,560
5.0	Seccionador trifásico de 72.5 KV, 630 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	20,800	20,800
6.0	Seccionador trifásico de 72.5 KV, 350 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	16,640	16,640
7.0	Interruptor trifásico SF6 72.5 KV, 350 A, 500 MVA, montaje exterior.	U	01	32,448	32,448
8.0	Transformador de corriente de 72.5 KV, 350/5A, 60 VA montaje exterior.	U	03	2,040	6,120
9.0	Transformador de Potencia trifásico de 25/31 MVA, - ONAN/ONAF, montaje exterior. 60/10 KV.	U	01	328,000	328,000

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO PARCIAL MILES I/
10.0	Estructuras para la S.E. 60/10 KV, comprende: pórtico de recepción de línea de Sub-transmisión, soportes para transformadores, base para interruptores y accesorios.	Gb			35,000
11.0	Material de conexiónado-S.E. 60/10 KV, comprende aisladores portabarras, barras colectoras y accesorios.	Gb			48,000
	Costo Total de la Partida Miles de I/.				573,778
<b>B</b>	<b>Zona 10 KV.</b>				
1.0	Transformador de corriente de 12 KV, 1,500/5A, 60 VA, montaje interior.	U	03	284	852
2.0	Interruptor trifásico en volumen reducido de aceite de 12 KV, 1,500 A, 350 MVA, montaje interior.	U	01	5,480	5,480
3.0	Transformador de tensión $(10/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ KV, - 200 VA, clase 0.5	U	03	260	780
4.0	Seccionador trifásico 12 KV, 1,500 A, 350 MVA, con puesta a tierra.	U	01	1,850	1,850
5.0	Equipamiento de protección.	Gb			5,970
6.0	Celda de servicios auxiliares incluye transformador de 50 KVA.	Gb			7,500
7.0	Material de conexiónado, comprende: barras de cobre, aisladores portabarras, accesorios	Gb			6,400
	Costo Total de la Partida Miles de I/.				28,832

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	CANTI DAD	PRECIO U NITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
	Costo Total de Suministro de Materiales y Equipo E- lectromecánico			602,610
	II OBRAS CIVILES (Incluye mano de obra y transporte)			
1.0	Acondicionamiento para la S.E. de llegada.	Gb		24,000
2.0	Construcción de la cimen- tación para las estructu- ras y equipo electromecá- nico.	Gb		28,000
3.0	Vía de Rodamiento para el ingreso del transformador de potencia.	Gb		10,000
4.0	Edificios para celdas en 10 KV, sala de control y maniobras, oficinas.	Gb		40,000
	Costo Total de Obras Civi les.			102,000
	III MONTAJE ELECTROMECA NICO.			
1.0	Montaje de seccionador de línea trifásico con pue- sta a tierra de 72.5 KV, - 630 A, 500 MVA.	U	01 650	650
2.0	Montaje de transformador de tensión $(60/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ KV, 200 VA, clase 0.5.	U	03 320	960
3.0	Montaje de transformador de corriente de 72.5 KV, 600/5A, 60 VA.	U	03 180	540
4.0	Montaje de interruptor - trifásico SF6, 72.5 KV,- 630A, 500 MVA.	U	01 2,840	2,840
5.0	Montaje de seccionador - trifásico de 72.5KV,630A 500 MVA.	U	01 480	480

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO MILES I/	COSTO - PARCIAL MILES I/
6.0	Montaje de seccionador - trifásico de 72.5 KV, 350 A, 500 MVA.	U	01	420	420
7.0	Montaje de interruptor - trifásico SF6 de 72.5 KV 350 A, 500 MVA.	U	01	2,500	2,500
8.0	Montaje de transformador de corriente de 72.5 KV, 350/5A, 60 VA.	U	03	150	450
9.0	Montaje de transformador de potencia trifásico de 25/31 MVA, 60/10 KV, refrigeración ONAN/ONAF.	U	01	8,000	8,000
10.0	Montaje de estructuras - para la S.E.60/10 KV. - incluye pórticos, soportes para equipos de medición y de maniobra.	Gb			8,700
11.0	Montaje de aisladores portabarras, barras colectoras y accesorios lado 60 KV.	Gb			6,800
12.0	Montaje de transformador de corriente de 12 KV, 1,500/5A, 350 MVA.	U	03	30	90
13.0	Montaje del interruptor trifásico en volumen reducido de aceite de 12 KV, 1,500 A, 350 MVA.	U	01	1,220	1,220
14.0	Montaje de transformador de tensión $(10/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ KV, 200 VA, clase 0.5	U	03	30	90
15.0	Montaje del seccionador trifásico de 12 KV, 1,500 A con puesta a tierra.	U	01	600	600
16.0	Montaje integral del sistema de protección tanto en 60 KV como en 10 KV.	Gb			580

ITEM PART.	DESCRIPCION Y/O ESPECIFICACIONES	U	CANTI DAD	PRECIO U NITARIO	COSTO - PARCIAL
				MILES I/	MILES I/
17.0	Montaje de aisladores - portabarras, barras co - lectoras y accesorios la do de 10 KV.	Gb			690
	Costo Total Montaje Elec tromecánico.				35,610



RESUMEN

1.0	Suministro de materiales y equipos electromecánico subestación de llegada (S.E Nor-Oeste)	602,610
2.0	Montaje electromecánico (incluye leyes-sociales, beneficios, etc.)	35,610
3.0	Transporte (3 % de 1.0)	18,078
4.0	Obras Civiles (incluye mano de obra y transporte de materiales de construcción.)	102,000
5.0	Gastos Generales, Dirección Técnica y Utilidades del Contratista (10% de 1.0 + 2.0 + 4.0)	74,022
	Total General: Subestación de llegada - Trujillo-Oeste (Miles de I/.)	832,320

Son: Ochocientos treintaidos millones trecientos veinte mil y 00/100 intis.

RESUMEN GENERAL

1.0	Costo Total Línea de Subtransmisión S.E. Trujillo Norte - S.E. Trujillo Oeste.	344'565,000
2.0	Costo Total Subtransmisión de Envío Tru- jillo-Norte "C".	1,713'793,000
3.0	Costo Total Subestación de llegada Truji- llo-Oeste.	832'320,000
	Costo Total del Proyecto	I/. 2,890'678,000

Son: Dos mil ochocientos noventa millones seiscientos setentaiocho mil y 00/100 intis.

NOTA.- El presupuesto ha sido confeccionado en Diciembre de 1,988, estando el tipo de cambio en esa fecha:  
U.S. \$ = 800 intis.

Por lo cual el costo total de la obra en moneda -  
norteamericana es de:

Costo Total = U.S. \$ 3'613,348.00

7.4 Reajuste del Presupuesto por Fórmulas Polinómicas  
El Decreto Ley N. 21825 del 29.03.77 establece -  
que las entidades del Sector Público Nacional que  
liciten y/o contraten la ejecución de Obras de -  
construcción, incorporarán a partir de la fecha -  
en las Bases y Contratos Fórmulas Polinómicas de  
Reajuste Automático de Precios; posteriormente, -  
dicho Decreto Ley fue ampliado y/o corregido por  
los Decretos Supremos Ns. 031-77-VC. del 18.08.77  
011.79-VC del 01.03.79 y el D.S. 017.79-VC del 30.  
05.79.

Los índices unificados de precios de cada monomio  
serán fijados por el Consejo de Reajuste de Pre -  
cios de la Construcción CREPCO , según está estipu -  
lado en el artículo 2° de la disposición transito -  
ria del Decreto Supremo N. 031.77.VC. y el Oficio  
N. 042.79.VC del 25.04.79.

Los índices unificados de precios, corresponden a  
los materiales, equipos, herramientas, mano de o -  
bra y otros elementos e insumos de la construcción.

En el caso de productos industriales el precio u -  
tilizado es el de venta FOB, fábrica, incluye los  
impuestos de ley, sin considerar fletes ni des - -  
cuentos.

7.4.1 Fórmula Polinómica de Reajuste de Precios -  
para la línea de Subtransmisión 60 KV. S.E.

Trujillo Norte-S.E. Trujillo Oeste.

La fórmula polinómica es la siguiente:

$$K = 0.165 \frac{Ar}{Ao} + 0.550 \frac{Br}{Bo} + 0.013 \frac{Cr}{Co} + 0.042 \frac{Dr}{Do} + 0.059 \frac{Jr}{Jo} + 0.117 \frac{GUr}{GUo} + 0.054 \frac{Tr}{To}$$

En donde los subíndices "o" representan el índice de precios de la CREPCO a la fecha de elaboración del Presupuesto Base (Diciembre de 1,988) y los subíndices "r" el índice de precios al momento del reajuste ó fecha de valorización.

Las características de los elementos representativos que intervienen en la fórmula polinómica, lo podemos apreciar en el cuadro N. 7.1

#### 7.4.2 Fórmula Polinómica de Reajuste de precios, para las subestaciones de Transformación - Trujillo-Norte "C" y Trujillo-Oeste.

La fórmula polinómica es la siguiente:

$$K = 0.532 \frac{Ar}{Ao} + 0.231 \frac{Br}{Bo} + 0.027 \frac{Cr}{Co} + 0.064 \frac{Dr}{Do} + 0.033 \frac{Jr}{Jo} + 0.089 \frac{GUr}{GUo} + 0.024 \frac{Tr}{To}$$

Las características de los elementos representativos que intervienen en la fórmula - podemos apreciarlo en el cuadro N. 7.2.

## VIII. ANALISIS ECONOMICO

## 8.0 ANALISIS ECONOMICO

### 8.1 Criterios Seguidos

En el presente capítulo se analizará el ingreso por venta de energía, desde el año de 1,992 - hasta el año 2,016 y se comparará con la inversión que se efectuará en las obras consideradas. Adicionalmente al costo de la línea de Sub-transmisión y de las Sub-estaciones de Transformación en Alta Tensión, consideraremos el costo de implementación de las nuevas redes de Distribución Primaria que se ejecutarán como consecuencia de la Ampliación de la frontera eléctrica y el costo de reforzamiento y remodelación de las redes de Distribución Primaria existentes que en el futuro formarán parte del nuevo Centro de Transformación Trujillo-Oeste.

El análisis se efectuará, usando el criterio del valor actual neto VAN, cuya expresión es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{bt}{(1+r)^t} + VR$$

donde:

- VAN : Valor actual neto (\$)
- $I_0$  : Costo de inversión de la infraestructura necesaria para el proyecto
- $bt$  : Beneficio Neto
- $r$  : Costo de oportunidad del capital
- $t$  : Variable que representa el año de operación.

VR : Valor residual de la inversión al finalizar la vida útil.

n : Vida útil.

Definimos beneficio neto como:

$$bt = Yt - Ct$$

donde :

bt : Beneficio Neto

Yt : Ingreso por venta de energía

Ct : Costo de operación

Asumiremos que la tasa de interés se mantendrá constante durante todo el período de operación de las instalaciones, lo mismo que los costos de operación.

Se tienen los siguientes datos:

Io : Costo del proyecto + Costo de Redes de Distribución Primaria.

Io : \$3'613,348 + \$1'875,000

Io : \$5'488,348

r : 10%

VR : 20% Io

Costo de la energía : 0.028 \$/KW-H

(Según datos proporcionados por Electroperú)

Los cálculos y proyecciones se harán en moneda extranjera (Dólares Norteamericanos), debido a la inestabilidad de la Moneda Nacional, se considerará el tipo de cambio promedio a Diciembre de U.S. \$ = 800 intis.

## 8.2 Proyección de los ingresos por venta de energía

- Considerando el costo del KW-H a Diciembre de 1,988. (Según datos de Electroperú)
- Factor de carga variable de 0.518 a 0.662 con variación lineal a través del tiempo

$$E = f_c \times T \times MD$$

donde :

E : Energía (KW-H)

T : Período = 8,760 horas/año

MD : Máxima Demanda (KW)

ITEM	AÑO	ENERGIA MILES	INGRESO MILES
		DE KW-H	DE \$
1	1,992	39,918	1,118
2	1,993	41,477	1,161
3	1,994	43,100	1,207
4	1,995	44,775	1,254
5	1,996	46,449	1,300
6	1,997	48,331	1,353
7	1,998	50,214	1,406
8	1,999	52,146	1,460
9	2,000	54,158	1,516
10	2,001	56,255	1,575
11	2,002	58,420	1,636
12	2,003	60,668	1,699
13	2,004	62,987	1,764
14	2,005	65,408	1,831
15	2,006	67,907	1,901
16	2,007	70,490	1,973



17	2,008	73,171	2,049
18	2,009	75,966	2,127
19	2,010	78,845	2,208
20	2,011	81,838	2,291
21	2,012	84,934	2,378
22	2,013	88,142	2,468
23	2,014	91,468	2,561
24	2,015	94,922	2,658
25	2,016	98,504	2,758

### 8.3 Costo de Operación

El Costo de Operación lo consideramos constante para cada año, ascendiendo éste al 37% sobre el total de la venta de energía.

Dentro del costo de operación se han considerado los siguientes rubros:

- Gastos de Operación (tableristas)
- Gastos de Mantenimiento (Personal, Repuestos, etc)
- Gastos de Administración
- Gastos Generales

Los valores del Beneficio Neto se observan a continuación:

ITEM	AÑO	INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA MIL. DE \$	COSTO DE OPERACION MILES DE \$	BENEFICIO MILES DE \$	NETO DE
1	1,992	1,118	414	704	
2	1,993	1,161	430	731	
3	1,994	1,207	447	760	
4	1,995	1,254	464	790	
5	1,996	1,300	481	819	
6	1,997	1,353	500	853	
7	1,998	1,406	520	886	
8	1,999	1,460	540	920	
9	2,000	1,516	560	956	
10	2,001	1,575	583	992	
11	2,002	1,636	605	1,031	
12	2,003	1,699	629	1,070	
13	2,004	1,764	653	1,111	
14	2,005	1,831	677	1,154	
15	2,006	1,901	703	1,198	
16	2,007	1,973	730	1,243	
17	2,008	2,049	758	1,291	
18	2,009	2,127	787	1,340	
19	2,010	2,208	817	1,391	
20	2,011	2,291	848	1,443	
21	2,012	2,378	880	1,498	
22	2,013	2,468	913	1,555	
23	2,014	2,561	947	1,614	
24	2,015	2,658	983	1,675	
25	2,016	2,758	1,020	1,738	

#### 8.4 Resultados de la Evaluación económica

$$\text{VAN} = -5'488,348 + 8'744,000 + 1'097,670$$

$$\text{VAN} = 4'353,322$$

Habiéndose obtenido un VAN positivo, podemos afirmar que la ejecución de las mencionadas obras constituye una inversión rentable.

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

- El estudio definitivo que se ha presentado, debe tener un orden de ejecución prioritario, debido a que viene a solucionar una serie de problemas que se han venido presentando en la Distribución de energía eléctrica en la ciudad de Trujillo.
- Como se puede observar en el presupuesto, el costo del proyecto es bastante elevado, lo que trae como consecuencia que se deba buscar un financiamiento exterior, en entidades crediticias, tales como el BID, FMI, Banco Mundial, etc.
- La ejecución de la obra, debe ser llevada a cabo, mediante una Licitación Internacional, la cual debe ser programada por Electroperú S.A. y debe de incluir el financiamiento respectivo.
- La Industria Nacional puede proporcionar : materiales de concreto armado, ferretería, estructuras metálicas, estructuras civiles, y mano de obra calificada. Los equipos electromecánicos y básicamente el conductor debe ser importado.
- Previamente a la ejecución de los trabajos se debe coordinar con las entidades correspondientes, a fin de garantizar los terrenos para las sub-estaciones y el paso de servidumbre.
- El presente trabajo incluye el estudio en detalle de -

la línea de Sub-transmisión, por lo cual, ésta puede ser ejecutada sin mayor problema siguiendo los lineamientos del proyecto.

En lo que se refiere a las Sub-estaciones de Transformación, en el presente estudio se han seleccionado los equipos electromecánicos fundamentales, faltando la Ingeniería de detalle que será elaborada por una compañía especializada.

- Inicialmente se ha proyectado ejecutar la línea de Sub-transmisión únicamente con una sólo terna garantizando se de ésta manera la Demanda Eléctrica de la Sub-estación Trujillo-Oeste; posteriormente cuando se efectuen intercambios de carga entre las Sub-estaciones de Transformación se montará la Segunda Terna para así garantizar los anillajes respectivos.
- En forma paralela a la ejecución de las obras de la línea de Sub-transmisión y de las Sub-estaciones de transformación, se deben ejecutar las obras de remodelación y reforzamiento de las troncales antiguas de Distribución Primaria, que van a ser conectadas al nuevo sistema de Sub-transmisión.
- En el futuro podría eliminarse el nivel de tensión 138 KV, adecuándose al nivel 60KV la Sub-estación de Santiago de Cao (Trupal) y la Compañía Minera Northen.
- También podría eliminarse el transformador de 100/125 MVA, 138/60 KV proyectado, siempre y cuando Electrop-

rú instale un autotransformador trifásico de tres devanados, 200/100/100 MVA y 220/138/60 KV de relación de transformación.

- Mediante el nivel de tensión de 60 KV. introducido podemos alimentar en el futuro a cargas potencialmente importantes tales como: Cooperativa Laredo, Puerto Salaverry, Cooperativa Casa Grande, Valle de Virú, etc.
- En el futuro, lo óptimo sería que el Sistema de Sub-transmisión en la ciudad de Trujillo, funcione con un anillo en 60 KV. que circundaría a la ciudad de Trujillo (dándole seguridad al Sistema eléctrico) enlazando las Sub-estaciones de Transformación y desde éstas saldrían líneas radiales en 60 KV a los lugares indicados en el punto anterior.

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

1. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia  
por : Stevenson William
2. Catálogo de Cables de Energía Eléctrica  
por : Indeco Peruana
3. Catálogo de Construcciones Eléctricas  
por : ELTEC S.A.
4. Catálogo de Líneas de Transmisión  
por : A.B. CHANCE Co.
5. Catálogos Varios : Aisladores, Ferretería, Transforma  
dores de medida, Interruptores, Seccionadores, Postes  
etc.
6. Censos Nacionales de Población y Vivienda años 1,961  
1,972, 1,981  
por : Instituto Nacional de Estadística I.N.E.
7. Código Nacional de Electricidad Tomos I y IV  
por : Dirección General de Electricidad MEM
8. Diagnóstico del Sistema Eléctrico de Trujillo  
por : Hidrandina S.A.
9. Diseño de Líneas de Transmisión a Altas Tensiones  
por : Hernán Untiveros Z.
10. Diseño de Sub-Estaciones de Transformación Eléctrica  
de Alta Tensión  
por : Jorge Linares O.
11. Estaciones Transformadoras y de Distribución  
por : Gaudencio Zoppetti
12. Estudio de la Demanda Eléctrica en Chulucanas  
por : Jubert Chávez S.

13. La Ciencia de Puesta a Tierra de Sistemas de Energía  
por : Dinkar Mukmedkar
14. Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de -  
Potencia  
por : Gilberto Enriquez H.
15. Líneas de Transmisión de Potencia  
por : Miguel Becerra
16. Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica  
por : Brown Boveri
17. Normas de la Asociación de Electrotécnicos Alemanes  
VDE
18. Normas de la Dirección General de Electricidad Ministerio de Energía y Minas.
19. Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión  
por : Gaudencio Zoppetti
20. Sistemas Eléctricos de Gran Potencia  
por : B.M. Weedy.