

ESTUDIO, DISEÑO, ESPECIFICACIONES TECNICAS Y
PRESUPUESTO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION Y
SUBESTACION PARA EL SISTEMA REGIONAL CENTRO
SUR, AREA DE LA PROVINCIA DE CAÑAR.

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITUTLO
DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE
"INGENIERIA ELECTRICA", DE LA ESCUELA
POLITECNICA NACIONAL.

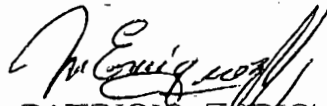
GUIDO MUÑOZ ZAPATER

Junio 1976

Quito - Ecuador

CERTIFICO :

QUE ESTE TRABAJO FUE REALIZADO
POR EL SEÑOR GUIDO MUÑOZ ZAPA-
TER.



ING. PATRICIO ENRIQUEZ
Director de Tesis.

DEDICATORIA :

A MIS PADRES Y A MIS SOBRINOS
MAURICIO E HIPOLITO PROAÑO.

INDICE GENERAL

CAPITULO I

- 1.1 Antecedentes y referencia sobre el estado actual del sistema.
- 1.2 Influencia del Aspecto Eléctrico en la economía del sistema.

CAPITULO II

- 2.1 Estudio Eléctrico de la Línea de Subtransmisión Azogues-Cañar-El Tambo.
- 2.2 Deperminación de la sección más económica de los conductores.
- 2.3 Rendimiento de la Línea de Subtransmisión:
- 2.4 Pérdidas por efecto Joule y cálculo de los costos de las pérdidas de energía variable. anualmente.
- 2.5 Pérdidas por efecto Corona.
- 2.6 Estudio del aislamiento de la línea contra descargas atmosféricas.
- 2.7 Conclusiones y Recomendaciones para el sistema.

CAPITULO III

- 3.1 Estudio Mecánico de la Línea de Subtransmisión Azogues-Cañar-El Tambo.
- 3.2 Influencia del aspecto mecánico en la economía del sistema.
- 3.3 Esfuerzo de los que se hallan sometidos las líneas aéreas y cálculo mecánico de los conductores.

- 3.4 Influencia de la temperatura en los conductores.
- 3.5 Cálculo Mecánico y condiciones de Tendido.
- 3.6 Cálculo a partir de la noción de parámetro y Catenaria.
- 3.7 Distancias de seguridad y apoyos de distinto nivel.
- 3.8 Vano crítico y solución de la ecuación de cambio de condiciones y Vano Medio.
- 3.9 Conclusiones y Recomendaciones para el sistema.

CAPITULO IV

- 4.1 Especificaciones Técnicas y Lista de Materiales.
- 4.2 Presupuesto de la Línea de Subtransmisión.

CAPITULO V

- 5.1 Estudio de la Subestación de reducción de Cañar.
- 5.2 Análisis y determinación del tipo de Transformador y equipo de Protección de la Subestación.
- 5.3 Pérdidas de la Subestación.
- 5.4 Análisis de los feeders de salida de la Subestación.
- 5.5 Conclusiones y Recomendaciones para el sistema.
- 5.6 Especificaciones Técnicas y Lista de Materiales.
- 5.7 Presupuesto de la Subestación.

INDICÉ DE ANEXOS

- Anexo N^o 1 Localización de la Línea de Subtransmisión y de la Subestación.
- Anexo N^o 2 Relación entre la Potencia y la Tensión.
- Anexo N^o 3 Determinación del tiempo equivalente en función del factor de carga.
- Anexo N^o 4 Conexión del Pararrayo Autovalvular.
- Anexo N^o 5 Cargas que actúan sobre un conductor.
- Anexo N^o 6 Vanos de diferentes longitudes.
- Anexo N^o 7 Curva de Equilibrio.
- Anexo N^o 8 Curva de Equilibrio en base al Parámetro.
- Anexo N^o 9 Apoyos a distinto nivel (flecha ficticia a la derecha).
- Anexo N^o 10 Apoyos a distinto nivel (flecha ficticia a la izquierda).
- Anexo N^o 11 Curvas de la función Tensión-Vano .
- Anexo N^o 12 Estructura tipo Tangente.
- Anexo N^o 13 Estructura tipo Anclaje ó Angular
- Anexo N^o 14 Estructura tipo Terminal.
- Anexo N^o 15 Catenarias para flechas máxima y mínima.
- Anexo N^o 16 Diagrama Unifilar y Tableros de Control de la Subestación Cañar.
- Anexo N^o 17 Subestación Cañar.

I N D I C E D E C U A D R O S

- Cuadro N^o 1 Datos de Líneas construídas .
- Cuadro N^o 2 Proyecto de la Demanda de Cañar 1.
- Cuadro N^o 3 Comparación Económica de los Conductores.
- Cuadro N^o 4 Ecuaciones y Valores del Coeficiente de Carga Variable Kv.
- Cuadro N^o 5 Pérdidas variables de Energía .
- Cuadro N^o 6 Valor presente de las Pérdidas de Energía.
- Cuadro N^o 7 Resumen Climatológico.
- Cuadro N^o 8 Valores promedios de la Velocidad del Viento.
- Cuadro N^o 9 Valores de Tensiones y Flechas.
- Cuadro N^o 10 Separación mínima entre conductores.

CAPITULO I

1.1 ANTECEDENTES Y REFERENCIA SOBRE EL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA .-

El presente estudio tiene por objeto elaborar el proyecto eléctrico y mecánico, especificaciones técnicas y presupuesto de la Línea de Subtransmisión Azogues-Cañar-El Tambo y de la Subestación del Cañar, que servirán al cantón Cañar y área rural respectiva.

La insuficiencia de energía eléctrica en el Ecuador ha sido el principal problema que ha impedido el desarrollo del país y ha gravitado, en forma negativa en la marcha hacia su mejoramiento integral. Especialmente el proceso industrial ecuatoriano ha permanecido estancado, tanto en las zonas rurales como en las urbanas, por este déficit de electricidad.

Ante esta realidad y con la urgencia de buscar soluciones acertadas, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha realizado un estudio ordenado y sistemático de la electrificación del país, mediante un análisis técnico y de acuerdo a la realidad nacional, tomando en cuenta sus necesidades y la posibilidad de nuevos mercados. Mediante el señalamiento de metas precisas, ordenadamente escalonadas, llevando estas soluciones a nivel nacional y arrancándolas del limitado círculo local y de -

su deficiente e incompleta estructura. Es decir, dando a este problema soluciones reales y totales, para servir las diferentes zonas, sin que sigan siendo los Municipios, - Consejos Provinciales u Otras Entidades, las que se responsabilicen por la electrificación.

Debido a las necesidades de consumo de energía y mientras entren en funcionamiento las grandes centrales y para solucionar de urgencia las necesidades actuales, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha buscado soluciones, formando un grupo de Empresas Asociadas, procurando entregar a las diferentes provincias de la Patria un mejor servicio, más ordenado y abundante dentro de un criterio uniforme y técnico.

Estas soluciones, irán acoplándose paulatinamente al proyecto nacional definitivo con las grandes centrales, desde las cuales se extenderán las Líneas de Transmisión y Subtransmisión para cubrir el país en su totalidad. Mientras los grandes sistemas están unos en estudio, otros en marcha, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación está atendiendo a la solución actual del problema en el Ecuador - con perseverancia y continuidad.

En el Ecuador ha existido la tendencia de aumentar la potencia generada a base de pequeñas centrales de servicio local, con el fin de evitar los costos de construcción de Líneas de Transmisión y Subtransmisión. Es decir, que en el Ecuador no se ha comprendido la necesidad de apro

vechar las ventajas que representan los sistemas de Transmisión y Subtransmisión, es así como hasta hace pocos años en el país existió un reducido número de Líneas de Transmisión y Subtransmisión, trabajando a diferentes tensiones y sin ninguna coordinación entre ellas.

En estos últimos años el Instituto Ecuatoriano de Electrificación está elaborando el trabajo más difícil, cual es el de la organización de las zonas que trabajarán coordinadas en un nuevo sistema de programación de la electrificación en el País.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, mediante sus respectivos Departamentos, ha llevado a cabo una actualización de los estudios de mercado, de tal manera que permitan asegurar buenas condiciones para la elaboración de los elementos fundamentales de un plan de electrificación para el Ecuador.

Es necesario además dar soluciones inmediatas que permitan no sólo la atención de la demanda, sino también ir dando forma, a un esquema eléctrico, que luego sirva de base para el sistema de interconexión.

Con el análisis de todas estas ideas se ha llegado a la elaboración del "Plan Nacional de Electrificación del Ecuador" y que fundamentalmente consiste en:

a) Concentración de potencia en plantas de mayor capa

idad y eliminación paulatina de plantas menores obsoletas y de bajo rendimiento.

- b) Distribución de la energía mediante sistemas de transmisión regionales.
- c) En la segunda etapa, estos sistemas regionales serán alimentados por medio de líneas de alta tensión desde los grandes centros hidroeléctricos.
- d) Interconexión de los sistemas regionales mediante líneas de transmisión de alto voltaje y de distancias - relativamente grandes.

De acuerdo al programa de desarrollo eléctrico del Ecuador, este cubre nueve sistemas eléctricos regionales, los cuales han sido considerados como principales, ellos son:

- 1.- Sistema Norte (Carchi-Imbabura)
- 2.- Sistema Quito
- 3.- Sistema Centro Norte de la Sierra
- 4.- Sistema Centro-Sur (Azuay-Cañar)
- 5.- Sistema Sur (Loja)
- 6.- Sistema Esmeraldas
- 7.- Sistema Manabí
- 8.- Sistema Guayas-Los Ríos
- 9.- Sistema El Oro

Esta clasificación obedece a un criterio de selección en-

tre aquellos sistemas que dentro del plazo de ejecución del plan pasarán a formar parte de un conjunto interconectado, de tipo nacional.

El presente estudio que se llevará a efecto se encuentra dentro del Sistema Centro-Sur, área de la Provincia del Cañar, que ha sido tomado en cuenta dentro del Plan Quinquenal de Electrificación 1973 - 1977. Para tener una idea exacta de la localización del sistema en estudio, se adjunta el anexo N° 1, en el cual se indica la línea de Subtransmisión y subestación a proyectarse.

Para la elaboración del presente estudio y diseño he tomado como referencia las siguientes especificaciones técnicas proporcionadas por la Empresa Eléctrica Azogues C.A..

- ✓ La línea de Subtransmisión Azogues-Cañar, será una línea trifásica con neutro, que tendrá una capacidad de transporte igual a la demanda estimada dentro de su área de influencia hasta un período de 15 años, esto es de 2.500 KVA. Esta línea servirá a la vez como línea de distribución para todas las cargas existentes en el trayecto; es por esta razón que se ha fijado tentativamente la ruta siguiendo en su mayoría el carretero existente, además por razones de construcción y posteriormente con fines de mantenimiento, Sin embargo, debido a la topografía del terreno, será necesario considerar otra alternativa, tratando de combinar de la mejor

manera el aspecto técnico con el económico.

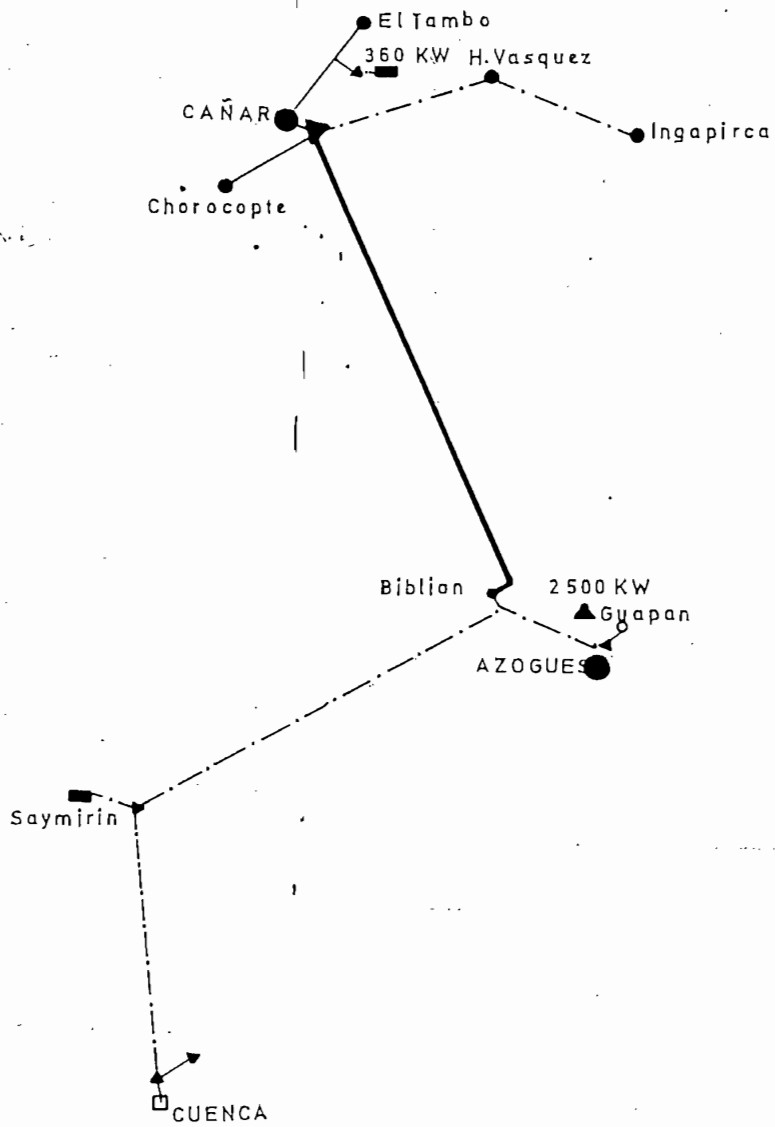
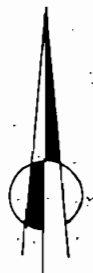
- ✓ El sitio de alimentación de la línea se determinará, desde la subestación existente en Tabacay donde funciona la central térmica en la ciudad de Azogues, o desde la planta de lavado de caolín, cerca de la ciudad de Biblián, arrancando desde la línea existente "Saymirín-Guapán). En cualquiera de los dos sitios que se determine se prevendrá una subestación de seccionamiento. La longitud de la línea de Subtransmisión está estimada en 30 Km., pudiendo variar de acuerdo al sitio de arranque.

Esta línea estará prevista para interconectarse con el sistema existente en Cañar, a través de la subestación de reducción, cuyos estudios y diseños serán también objeto de este proyecto. El sistema actual de Cañar consiste en una central hidráulica de 400 Kw. y un grupo térmico de 300 Kw., cuyos voltajes de generación son a 400 voltios y se elevan a 6.8 Kv., tensión de distribución dentro del Cantón.

- ✓ La distribución a los usuarios de la zona de Cañar se hará directamente mediante transformadores monofásicos de distribución, no requiriéndose por lo tanto subestaciones de reducción.

De acuerdo a las especificaciones técnicas proporcionadas por la Empresa Eléctrica Azogues, la línea de Sub

Anexo N° 1. Localización de la "Línea de Subtransmisión" y de la "Subestación"



LEYENDA

- Línea de Subtransmisión Azogues-Cañar (22 KV.)
- ▲ Subestación Cañar (2.000 KVA.)
- - - Línea existente (22 KV.)
- Línea de 6.3 KV.
- Central hidráulica
- ▲ Central diesel
- ▲ Subestación existente

transmisión troncal y alimentadores primarios a los centros de consumo, se montarán sobre postes de madera de eucalipto tratado de 10 metros de longitud y crucetas de madera tratada. En retenciones y en aquellos sitios donde se deban ubicar estructuras para vanos largos se podría usar postes de hormigón de 11 metros de longitud de acuerdo a las necesidades.

Para la disposición de los conductores, así como para los vanos máximo permisible entre estructuras de un sólo poste y entre estructuras de dos postes, se basará en la forma que se indica en las "Normas para Distribución", publicadas por INECEL en 1974.

Además de los datos técnicos proporcionados por la Empresa Eléctrica Azogues C.A., si fuese necesario se solicitará al Instituto Ecuatoriano de Electrificación mayores informes sobre el sistema a proyectarse, ya que está considerado dentro del Plan Nacional de Electrificación y por lo tanto no se lo puede considerar como un sistema aislado.

1.2 INFLUENCIA DEL ASPECTO ELECTRICO EN LA ECONOMIA DEL SISTEMA.

FNANC.

En todo transporte eléctrico es necesario considerar la tensión y las pérdidas de potencia:

a) La tensión que se escoja redundará directamente en

el funcionamiento de las líneas y económicamente dará lugar a mayores o menores consideraciones sobre protección, aislamiento y subestaciones.

- ✓ b) Las pérdidas de potencia llevan consigo una producción de energía no aprovechable y por lo tanto ocasiona un encarecimiento de su precio de venta.

Las características eléctricas de la línea como son reactancia y resistencia influirán directamente con las dos consideraciones anteriores.

La tensión que se escoja para el transporte de la energía deberá estar de acuerdo a consideraciones económicas. Haciendo comparaciones entre varias posibilidades se obtendrá como resultado la tensión más favorable.

En nuestro país en que los rangos de voltaje están estandarizados según el Plan Nacional de Electrificación convendrá tomar esos rangos para la comparación económica.

Los voltajes que se usarán en líneas de Transmisión y Subtransmisión para el país serán:

13.8	Kv.
22	Kv.
34.5	Kv.
69	Kv.
138	Kv.
230	Kv.

✓ Las pérdidas de potencia se deben en gran parte al efecto Joule (I^2R) y mientras más pequeñas sean, se obtendrá un menor costo en el mantenimiento de la línea, ya que los costos del Kwh producido bajarán. Habrá que considerar además las pérdidas por efecto corona, que siendo de menor valor que las anteriores no influyen en el rendimiento de la línea.

✓ Hay dos aspectos de importancia dentro del campo eléctrico de las líneas de Transmisión y Subtransmisión, - uno el de la tensión a escogerse y otro de las pérdidas de potencia. Una buena elección de la primera dará lugar a menores costos iniciales y si las pérdidas no son tan altas el funcionamiento general será más económico.

Estos dos aspectos analizaremos, para luego sacar las conclusiones y recomendaciones.

DETERMINACION DE LA TENSION MAS ECONOMICA.-

La elección de tensiones técnica y económicamente favorables para la Transmisión y Subtransmisión de energía eléctrica, es un hecho de gran actualidad, ya que debido a la rápida electrificación del país, se van requiriendo siempre mayores capacidades y con ello, más altas tensiones. ✓ Teniendo en consideración que el precio que deben pagar los consumidores de energía sea lo más bajo posible, y por otro lado, las dificultades de proporcionar el capital relativamente alto, necesario para nuevas

construcciones, hay que prestar especial atención a la solución económica de las instalaciones eléctricas. Un factor muy importante, es en este caso, la elección de tensiones apropiadas, así como su conveniente escalonamiento.

- ✓ La elección de las tensiones para una línea de Transmisión o Subtransmisión se ve influenciada por una serie de factores, como por ejemplo la potencia transmitida, la valorización de las pérdidas, las normas vigentes, etc. Por estos motivos es casi imposible indicar una solución de validez general, sólo se pueden dar normas generales, deducidas de experiencias económicas.

En el Ecuador, se han construido durante estos últimos años algunas líneas y se están diseñando varias más; en base a estos estudios y a varios datos recogidos por el Departamento de Planificación de INECEL, se puede determinar los costos estimativos iniciales de líneas en función de la tensión de transmisión. Según estos datos conforme aumenta la tensión aumentan los costos. Esto a primera vista parecería como que escogiendo la más baja tensión se resolvería el problema económico. Por

- ✓ lo tanto no es solución, ni la más alta ni la más baja tensión, hay necesidad de hacer un análisis matemático del problema y hallar así la solución más justificable, ya que no siempre sucede que a más alta tensión, el costo sea mayor.

Lógicamente que conforme aumenta la potencia de transmisión será recomendable utilizar tensiones más altas. Los siguientes puntos de vista técnicos y económicos hacen recomendable el empleo de tensiones altas:

- ✓ 1) Mayor capacidad de transmisión de los conductores.
- ✓ 2) Reducción de los costos de conductores al elegir secciones más pequeñas; los costos de las líneas aéreas se reducen si las secciones de los conductores disminuyen en forma proporcional.

Basados en criterios analíticos se puede determinar la tensión más económica cuando no se conoce la sección de los conductores, pero si se cuenta con la potencia de transmisión, como es el caso presente.

Tratándose de estudios e investigaciones sobre un nuevo sistema, es necesario establecer con suficiente claridad las leyes generales que regulan la relación entre los costos, la potencia y la distancia, como también la correcta elección de la tensión.

ECON ✓ Los costos por unidad de longitud de una línea de subtransmisión pueden dividirse en costos fijos y costos variables, los primeros dependientes de la sección y la tensión y los segundos de las pérdidas de potencia.

La ecuación podría ser escrita así:

$$C_T = K_1 U + K_2 S + K_p I^2 R + K_4 (U - V_0) \quad (1)$$

donde:

K_1 = Coeficiente que representa el costo anual por Km. de línea, excluidos los conductores.

U = es la tensión entre fases

K_2 = Coeficiente que representa el costo anual por Km. de los conductores.

S = Sección transversal de los 3 conductores

K_p = Coeficiente que representa el costo anual de las pérdidas, pérdidas por efecto Joule por Km.

I = la intensidad de la corriente de línea

R = Resistencia del conductor

K_4 = Coeficiente que representa el costo anual de las pérdidas por efecto corona por Km.

V_0 = Tensión crítica disruptiva.

En K_p se incluye el número de fases (n) y el costo por unidad de energía perdida (b), así como el tiempo equivalente de pérdidas anuales (T) siendo entonces $K_p = n.T.b$.

Por otro lado, $R = \rho \frac{L}{S}$, donde L es la longitud y como en este caso estamos considerando los costos por unidad de longitud, por lo tanto L valdría 1; ρ que es la resistividad depende de la clase de material y para el presente caso usaremos ACSR, que es el más recomendable para esta línea de Subtransmisión, de acuerdo a

las especificaciones proporcionadas por la Empresa Eléctrica Azogues C.A., por lo tanto podemos escribir las pérdidas por efecto Joule.

$$K_p \cdot I^2 \cdot R = K_p \cdot I^2 \cdot S \frac{1}{S} = K_p \cdot S \frac{I^2}{S}$$

haciendo: $K_3 = K_p \cdot S$

entonces: $K_p \cdot I^2 \cdot R = K_3 \frac{I^2}{S}$

Sabemos además que la potencia es un producto de la tensión y la corriente, la potencia perdida será :

$P = UI \cos \phi$, considerando el factor de potencia dentro de la constante K_3 y reemplazando en la ecuación general, P por $U \cdot I$ tendremos:

$$CT = K_1 \cdot U + K_2 \cdot S + K_3 \frac{P^2}{U^2 \cdot S} + K_4 \cdot (U - V_0) \quad (2)$$

el último término $K_4 (U - V_0)$ ó sea el costo anual al debido a las pérdidas por efecto corona, lo vamos a despreciar, por cuanto es el costo que menos influye dado más aún que las tensiones con que se trabajarán en el país no son muy altas, por tanto la ecuación nos queda:

$$CT = K_1 \cdot U + K_2 \cdot S + K_3 \frac{P^2}{U^2 \cdot S} \quad (3)$$

donde: K_1 , K_2 y K_3 son constantes.

De acuerdo a la ecuación (3), la sección más favorable para un valor dado de potencia, se obtendrá, derivando la ecuación (3) con respecto a S e igualando a cero, - pues así C_T será mínimo:

$$\frac{dC_T}{dS} = K_2 - \frac{K_3 \cdot P^2}{U^2 \cdot S^2} = 0$$

nótese que el término $K_4 (U - V_0)$ no influirá, o sea:

$$K_2 - \frac{K_3 \cdot P^2}{U^2 \cdot S^2} = 0$$

$$S = \frac{P}{U} \sqrt{K_3/K_2} \quad (4)$$

La ecuación (4) corresponde a la conocida ley de la densidad constante de corriente. Introduciendo este valor de S en la ecuación (3) se obtendrá:

$$C_T = K_1 U + K_2 \frac{P}{U} \sqrt{K_3/K_2} + \frac{K_3 P^2 U}{U^2 P K_3/K_2}$$

$$C_T = K_1 U + \frac{P}{U} \sqrt{K_2 \cdot K_3} + \frac{P}{U} \sqrt{K_3 \cdot K_2}$$

$$C_T = K_1 U + 2 \sqrt{K_3 \cdot K_2} P/U \quad (5)$$

Derivando la ecuación (5) respecto a U, e igualando a cero, se obtiene el valor más favorable de la tensión:

$$\frac{dC_T}{dU} = K_1 - 2 \sqrt{K_2 \cdot K_3} \frac{P}{U^2} = 0$$

$$U^2 = \frac{2 \sqrt{K_2 \cdot K_3} P}{K_1}$$

$$U = \sqrt{\frac{2P \sqrt{K_2 \cdot K_3}}{K_1}} \quad (6)$$

Introduciendo ahora los valores más favorables de la sección (4) y de la tensión (6) en la ecuación (3), se obtienen los costos anuales por unidad de longitud de línea:

$$K_1 U = K_1 \sqrt{\frac{2P \sqrt{K_2 \cdot K_3}}{K_1}} = \sqrt{2PK_1 \sqrt{K_2 \cdot K_3}}$$

$$K_2 S = K_2 \sqrt{\frac{K_3}{K_2}} \frac{P}{\sqrt{\frac{2P \sqrt{K_2 K_3}}{K_1}}} = \sqrt{K_2 K_3 K_1} \frac{P}{\sqrt{2P \sqrt{K_2 K_3}}} = \frac{1}{2} \sqrt{2PK_1 \sqrt{K_2 K_3}}$$

$$\frac{K_3 \cdot P^2}{U^2 S} = K_3 \frac{P^2}{\frac{2P \sqrt{K_2 K_3} K_1}{K_1} \cdot \frac{P \sqrt{K_3/K_2}}{\sqrt{2P \sqrt{K_2 K_3}}}} =$$

$$\frac{K_3 K_1 P^2 \sqrt{2P \sqrt{K_2 K_3}}}{2P^2 \sqrt{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \cdot K_3} = \frac{1}{2} \sqrt{2PK_1 \sqrt{K_2 K_3}}$$

$$C_{\min.} = 2 \sqrt{2K_1 \sqrt{K_2 \cdot K_3}} \sqrt{P}$$

Donde el primer término de la ecuación (3) representa el 50% y cada uno de los otros un 25% de los costos anuales mínimos.

✓ Del desarrollo expuesto podemos sacar las siguientes conclusiones:

✓ 1.- La tensión se elige proporcionalmente a la raíz cuadrada de la potencia.

✓ 2.- Tanto los costos de instalación como los de pérdidas y - por tanto los costos totales, serán proporcionales a la raíz cuadrada de la potencia.

FOON

✓ 3.- Los costos de instalación representan las 3/4 partes de los costos totales.

ECON

4.- La sección del conductor se elige para una densidad de corriente determinada sólo por la relación entre los costos debidos a pérdidas y al conductor.

La determinación de los valores de las 3 constantes dependen de las condiciones locales de cada país y deberá hacerse en forma experimental, en base a líneas de Transmisión ya construídas y es precisamente lo que haremos a continuación:

La función de cada una de estas constantes dentro de la ecuación general es la siguiente:

K_1U : representa el costo anual por Km. de línea, excluidos los conductores.

K_2S : representa el costo anual por Km. de los conductores.

$K_3 \frac{P^2}{U^2S}$: representa el costo anual de las pérdidas por Km.

Para la determinación de las constantes nos basaremos en 3 líneas de Transmisión de diferente voltaje, construídas o diseñadas en el país con el mismo tipo de estructuras y con conductores ACSR.

Las líneas escogidas y los datos necesarios se indican en el cuadro N° 1. Para obtener un resultado más real se ha considerado una solución general, por ello se ha comparado y analizado con otras líneas similares construídas o diseñadas en el país, de allí que se ha variado

CUADRO N° 1

DATOS DE LINEAS CONSTRUIDAS

Línea Considerada	Costo x Km.	Voltaje	Sección	Pot.
1. Cotacachi-Ibarra	\$ 45.000	13.8 Kv	78.6mm	1.000Kw
2. Machala-Pasaje	60.000	34.5 Kv	125 mm	5.000Kw
3. Manta-Portoviejo	110.000	69.0 Kv	157,2 "	12.000Kw

esas cifras dándoles valores estimativos promediales.

Es así como los nuevos valores promedios a tomarse son:

para la línea N ^o (1)	S/. 40.000/Km.
para la línea N ^o (2)	78.800/Km.
para la línea N ^o (3)	111.000/Km.

Si consideramos la ecuación:

$$C_T = K_1 U + K_2 S + K_3 \frac{P^2}{U^2 S}$$

Con los datos obtenidos podemos plantear un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas y resolverlas para K_1 , K_2 , K_3 de la siguiente manera:

$$(I) \quad 40.000 = K_1 \times 13.8 + K_2 \cdot 3 \times 78.6 + K_3 \times \frac{1000^2}{13.8^2} \times \frac{1}{78.6}$$

$$(II) \quad 78.800 = K_1 \times 34.5 + K_2 \cdot 3 \times 125 + K_3 \times \frac{5000^2}{34.5^2} \times \frac{1}{125}$$

$$(III) \quad 111.000 = K_1 \times 69 + K_2 \cdot 3 \times 157.2 + K_3 \times \frac{12000^2}{69^2} \times \frac{1}{157.2}$$

S es la sección total de los 3 conductores.

Reduciendo las ecuaciones, tendremos :

la ecuación (6), o sea la expresión $\sqrt{\frac{2 \sqrt{K_2 K_3}}{K_1}}$, tiene carácter de una constante que varía ligeramente con las condiciones de cada país. Como valor medio para esta expresión, para la tensión en Kv. y la potencia en MW, se indica frecuentemente el valor de 20.

Verificando las constantes para las condiciones locales del país:

$$\sqrt{\frac{2 \sqrt{K_2 K_3}}{K_1}} = \sqrt{\frac{2 \sqrt{100 \times 120}}{600}} = 0.6$$

o sea que introduciendo en la ecuación (6)

$$U = \sqrt{\frac{2 \sqrt{K_2 K_3}}{K_1}} P \quad \text{tendremos :}$$

$$U = 0.6 P$$

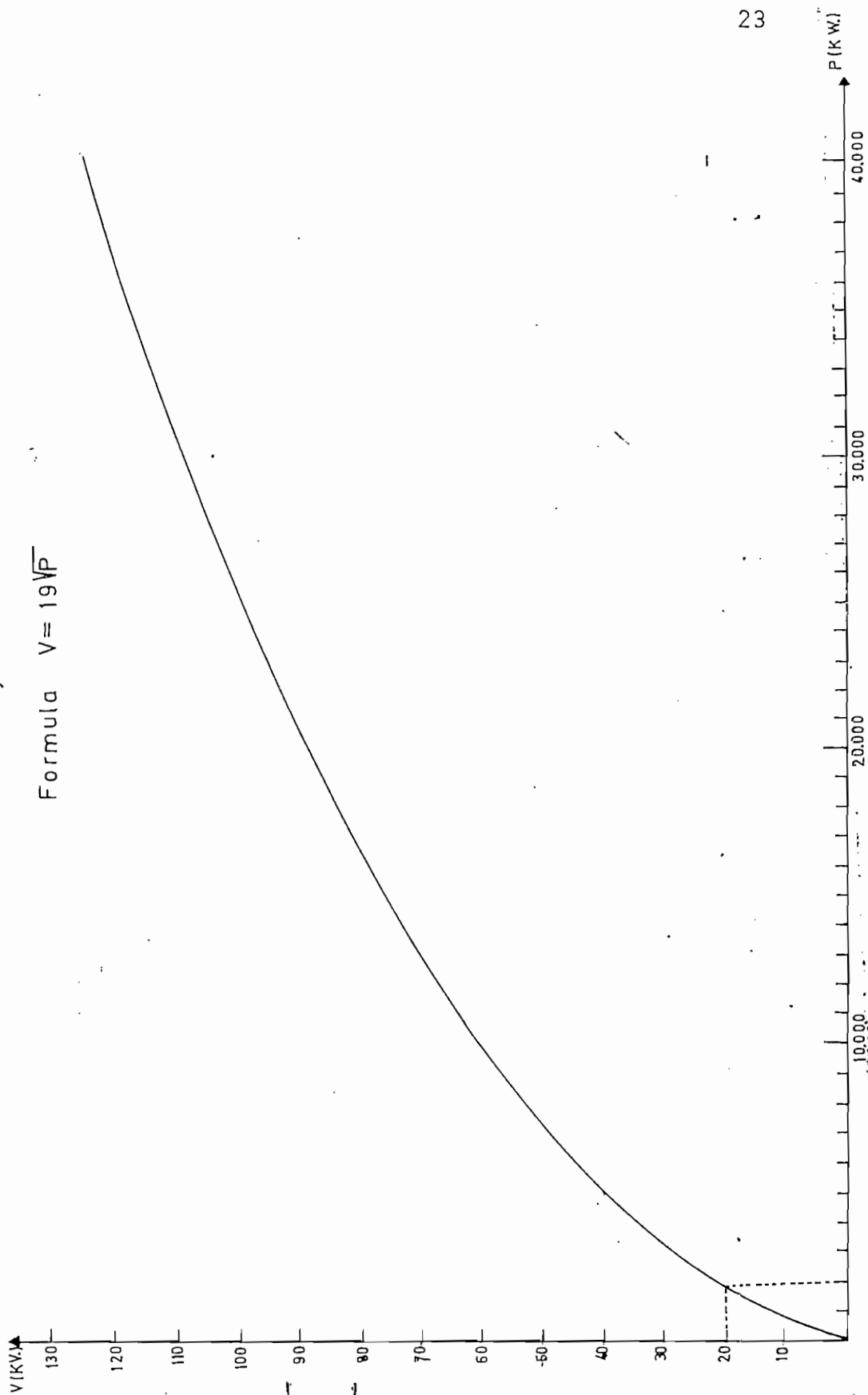
esto sería en caso de expresar la potencia en Kw pero para comparar con el valor de 20 antes citado, expresaremos la potencia en MW, con lo cual:

$$P_{MW} = \frac{P_{Kw}}{1000}$$

$$U = 0.6 \sqrt{1000 P_{MW}} = 19 \sqrt{P_{MW}}$$

Anexo N° 2.— Relación entre la Potencia y la Tensión de acuerdo a la

Formula $V = 19\sqrt{P}$



Para el presente caso, la potencia a transmitirse es - 2.500 KVA, si consideramos el Anexo N^o 2, la tensión será de 25 Kv., pero de acuerdo al escalonamiento y estandarización de las tensiones existentes en el país, - este valor se encuentra entre las tensiones de 22 y 34.5 Kv., lo lógico sería hacer un estudio comparativo entre las dos posibilidades, pero como en el presente diseño y proyecto la tensión de Subtransmisión dada en las Especificaciones Técnicas de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., es de 22 Kv., este estudio no se realizará, lo que se quería es justificar el valor de la tensión dada y demostrar como influye la determinación de la tensión en la economía del sistema a proyectarse.

- ✓ Otro de los factores que influyen en la economía del sistema es el rendimiento de las líneas, el cual puede ser evaluado en función de la potencia que la línea recibe en los extremos de la fuente generadora (P_g) y de la potencia que entrega al final de su trayectoria (P_A). La potencia en el extremo generador será mayor que la entregada por cuanto existirán pérdidas (a);

El rendimiento será:

$$R = \frac{P_A}{P_g} 100 = \frac{P_g - a}{P_g} \quad (1)$$

$$a = P_g - P_A$$

donde:


P_g = potencia generada

a = potencia perdida

R = rendimiento

P = potencia aprovechada

De acuerdo a la fórmula (1), será necesario determinar las pérdidas para poder de ese modo, conocer el rendimiento. Las pérdidas que se producen se deben principalmente al efecto Joule y al efecto Corona, las mismas que serán analizadas y calculadas en el siguiente capítulo, una vez que se haya realizado el estudio eléctrico de la línea.



001717

C A P I T U L O I I

2.1 ESTUDIO ELECTRICO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION AZOGUES-CAÑAR-EL TAMBO.-

Una línea de Subtransmisión, no puede ser considerada en forma aislada, sino más bien como parte integrante de un conjunto, por ello es indispensable coordinar todos los factores a fin de obtener buena calidad de servicio, en base a soluciones económicas aceptables para el beneficiario.

Además el diseño de una línea de Subtransmisión, desempeña un papel de primera importancia, ya que en el futuro los resultados del costo de inversión incidirán en forma directa en el precio que tenga que pagar el consumidor de energía.

Es claro que distintas funciones de las líneas exigen distintos criterios para el diseño y construcción; pero todos los tipos de líneas tienen que cumplir con algunas condiciones básicas que pueden ser formuladas del siguiente modo:

- 1.- Tensión aproximadamente constante en los lugares de consumo!
- 2.- Funcionamiento continuado sin interrupción.
- 3.- Funcionamiento sin peligro para las personas que mane-

jan las instalaciones y que se acerquen a ella. .

4.- Funcionamiento con rendimiento satisfactorio.

FINANC

Desde el punto de vista económico, las líneas y redes re presentan inversiones que deben ser amortizados en el tiempo de vida útil. La amortización se puede efectuar tanto más fácilmente cuando mejor rendimiento económico tienen las líneas, lo cual está determinado por la inversión y su recuperación, por los gastos de manteni— miento y por las pérdidas anuales de energía, provocadas especialmente por el efecto Joule.

✓ El mayor diseño eléctrico reside entonces en encontrar la óptima relación entre las inversiones y el rendimiento de una línea. Antes de abordar este problema, es — útil fijar de una manera general las características de las líneas eléctricas que pueden estar sujetas a variacio nes, que son:

- ✓ 1.- La tensión
- 2.- La Sección de los conductores
- 3.- La protección contra sobretensiones
- 4.- El vano y el material y forma de los soportes
- 5.- El trazado.

✓ De estos cinco apartados, los dos primeros son los — más importantes, pues con la tensión y la sección de

la línea, están ya prácticamente definidas sus caracterís
 → ticas eléctricas y económicas fundamentales. Las dos
 magnitudes determinan exactamente la caída de tensión y
 → las pérdidas de energía de la línea, y también en forma
 aproximada la inversión necesaria para la construcción
 dependiendo ésta sólo en parte del tipo de estructuras y
 del trazado.

✓ Una línea de transmisión y/o subtransmisión se puede -
 ; construir con soportes de acero y vanos mayores. La
 conveniencia de construir las líneas con unos u otros so
 portes, depende del precio de los materiales, de la du-
 ración, de la seguridad e importancia y del costo de -
 mantenimiento.

La protección contra sobretensiones, sobre todo atmosfé
 rica tienen también una función técnica y su objeto es -
 aumentar la seguridad del funcionamiento de la línea pro
 tegiéndola contra descargas de rayos. La adopción de
 los hilos de protección que representan un aumento no
 despreciable de la inversión total, depende de la impor-
 tancia de la línea y de los perjuicios económicos y técni
 cos que pueden provocar las interrupciones del suminis-
 → tro de energía eléctrica, /por lo cual los hilos de protec
 ción no entran generalmente en consideración para líneas
 de media y baja tensión, como tampoco los sobrevolta-
 jes de maniobra.

- ✓ Dentro del diseño eléctrico, será necesario analizar la influencia de la tensión y la sección como factores determinantes de la eficiencia económica de una línea.
- ✓ En nuestro país se simplifica aún más por cuanto en el caso particular de una línea de transmisión ó subtransmisión, la tensión será conocida, por cuanto estará sujeta a consideraciones tales como: voltajes estandarizados de acuerdo a la función específica dentro del "Plan Nacional de Electrificación". Para el presente diseño de la línea de Subtransmisión, la tensión recomendada y comprobada en el capítulo anterior fué de 22 Kv.

En cuanto se relaciona a la elección del conductor, adoptando, por ejemplo, una sección pequeña, se puede disminuir la inversión, pero aumentan las pérdidas y la caída de tensión. / La posibilidad de elegir la caída de tensión resulta de ser regulable la tensión, pero sino se puede efectuar la regulación en el extremo de la línea, no es posible elegir una caída de tensión correspondiente a la "sección económica" / sino que la sección debe adoptarse de tal manera que cualquiera que sea la carga, no se produzcan caídas de tensión que pueden perjudicar el funcionamiento de los aparatos eléctricos conectados en el extremo receptor.

- ✓ Por consiguiente, el cálculo de la sección del conductor no se efectuará sólo en función de la caída de tensión, sino que se buscará una relación óptima entre las inver

siones y las pérdidas correspondientes para una determinada sección.

Siendo los conductores, uno de los elementos que más influyen en la economía del sistema, se justifica hacer un análisis de la manera de proceder para determinar el conductor más económico.

De acuerdo a las especificaciones técnicas proporcionadas por la Empresa Eléctrica Azogues C.A., y de los resultados obtenidos en el capítulo anterior, podemos determinar que la línea de subtransmisión deberá ser aérea y llevar corriente trifásica, pues de los estudios se ha demostrado que es lo más ventajoso para el país.

✓ El presente estudio estará sometido en la parte técnica y económica a las siguientes condiciones :

- a) La potencia a transmitirse será de 2.500 KVA.
- b) La longitud aproximada de la línea 30 Km.
- c) La tensión de transmisión 22 Kv.

2.2 DETERMINACION DE LA SECCION MAS ECONOMICA DE LOS CONDUCTORES.-

Por lo general el elemento más costoso en la construcción de una línea de subtransmisión de este tipo es el conductor, por esta razón es necesario a más de considerar la selección del voltaje, efectuar análisis técnico-económico con el fin de obtener los mejores resultados.

Para la determinación de la sección más económica, analizaremos los factores y elementos que intervienen en el costo de una línea, y que además capitalice los distintos valores de sucres, pues incluye el valor de los intereses que deben ganar todos los gastos, para que una empresa que vaya a explotar la línea, pueda financiarlo y más - aún, obtener ganancias. Este estudio se lo conoce como la ley de Kelvin, que se lo enuncia en la siguiente forma:

- "La sección del conductor más económico, es aquella - sección para la cual los cargos fijos de inversión igualen el costo de potencia y energía pérdidas durante el año". Para poder determinar en fórmula lo que este - enunciado, quiere decir, será necesario expresar cada uno de los costos de la línea, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

ECON

✓ 1)

La línea tendrá ciertas inversiones iniciales, que no dependen solamente de la sección del conductor, este valor podemos expresarlo de la manera siguiente:

$f_1 \cdot G \cdot L$ (1), donde:

f_1 = cargas fijas anuales en % sobre esta inversión

G = inversión por unidad de longitud (Km.)

L = longitud de la línea (Km.)

ECON

✓ 2)

La línea tendrá inversiones iniciales que dependerán del número, de la sección y del material de los conductores

o sea, $f_2 \cdot n \cdot s \cdot n \cdot L \cdot w \cdot b(2)$, donde:

f_2 = Tasa anual porcentual a aplicar, sobre las inversiones en concepto de intereses del capital, mantenimiento y depreciación.

n = número de conductores

s = sección del conductor (mm^2)

b = costo del conductor por unidad de peso ($\$/\text{Kgr}$)

L = longitud de la línea (Km)

W = peso específico del material del conductor (Kgr/Km mm^2).

3) La línea en operación tiene pérdidas de potencia, que depende de los kilowatios de demanda máxima, o sea :

$$\frac{n \cdot B \cdot I_m^2 \cdot R}{1000}$$

donde:

n = número de conductores

B = cargas anuales por demanda ($\$/\text{Kw}$)

I_m = intensidad de corriente a plena carga (Amp)

R = resistencia del conductor por unidad de longitud (Ω)

Reemplazando el valor de $R = 9 \frac{L}{S}$

tendremos que los cargos debidos a la pérdida de potencia

cia, serán:

$$\frac{n \cdot B \cdot I_m^2 \cdot L \cdot S}{1000 S} \quad (3)$$

- 4) La línea en operación tiene pérdidas anuales de energía que dependen de los Kw entregados, que pueden ser expresados así:

$$\frac{n \cdot c \cdot I_m^2 \cdot T_e \cdot R}{1.000}$$

donde:

n = número de conductores

c = costo de energía generada en unidades monetarias (S/.)

Im = intensidad de corriente a plena carga (Amp).

Te = Tiempo equivalente anual, que depende del factor de carga y se determina mediante la fórmula:

Te = (9 + 0,8459 x fc)², reemplazando el valor de :

$$R = S \frac{L}{S} \quad | \quad |$$

las cargas por pérdidas de energía valdrán:

$$\frac{n \cdot c \cdot I_m^2 \cdot T_e \cdot L \cdot S}{1000 S} \quad (4)$$

Sumando las cuatro ecuaciones, tendremos el costo anual de operación de la línea.

$$\text{Costo anual de Operación} = f_1 \cdot G \cdot L + f_2 \cdot n \cdot s \cdot b \cdot L \cdot W + \frac{L \cdot n \cdot B \cdot I_m^2 \cdot \rho}{1000 \text{ S}} + \frac{n \cdot c \cdot I_m^2 \cdot \text{Te} \cdot L \cdot \rho}{S}$$

La variable en la ecuación del costo anual de operación es la sección, de allí que derivando la ecuación respecto a S e igualando a cero, obtendremos el valor de S, para el cual el costo total de operación es mínimo:

$$\frac{d(\text{C.A.O.})}{ds} = f_2 \cdot n \cdot b \cdot L \cdot w - \frac{n \cdot B \cdot I_m^2 \cdot L \cdot \rho}{1000 \text{ S}^2} - \frac{n \cdot c \cdot I_m^2 \cdot \text{Te} \cdot L \cdot \rho}{1000 \text{ S}^2} = 0$$

$$\frac{B \cdot I_m^2 \cdot \rho + C \cdot I_m^2 \cdot \text{Te} \cdot \rho}{1000 \text{ f}_2 \cdot b \cdot w} = \text{S}^2$$

$$\text{S}^2 = \frac{I_m^2 \cdot \rho (B + C \cdot \text{Te})}{1000 \text{ f}_2 \cdot b \cdot w}$$

$$\text{S} = I_m \sqrt{\frac{\rho (B + C \cdot \text{Te})}{1000 \text{ f}_2 \cdot b \cdot w}} \quad (5)$$

De la ecuación anterior, podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1) La sección depende directamente de la intensidad de la corriente correspondiente a la máxima demanda.

$E \propto w$

✓ 2)

La sección económica, es una función del material empleado, pues varía con la raíz cuadrada de la resistencia específica (S) y con la inversa de la raíz cuadrada del peso específico (w).

 $E \propto w$

✓ 3)

La sección económica depende de los cargos debidos a las pérdidas anuales de energía y a las pérdidas de potencia.

De la fórmula de la sección económica podemos obtener la densidad económica en Amp/mm². En efecto, dividiendo la corriente máxima para la sección obtendremos:

$$d = \frac{Im}{S} = \sqrt{\frac{1000 \cdot f_2 \cdot b \cdot w}{\rho (B+C \cdot Te)}}$$

Si expresamos f_2 como número porcentual, introduciendo el factor $\frac{1}{100}$ en la raíz, la fórmula quedaría:

$$d = \frac{Im}{S} = \sqrt{\frac{10 \cdot f_2 \cdot b \cdot w}{\rho (B+C \cdot Te)}} = 3,16 \sqrt{\frac{f_2 \cdot b \cdot w}{\rho (B+C \cdot Te)}}$$

Como w y ρ dependen del material que se utilice, la densidad económica puede quedar expresada del modo siguiente:

$$d = K \sqrt{\frac{f_2 \cdot b}{B+C \cdot Te}} \quad (6)$$

en la cual:

$$K = 3,16 \sqrt{W/9}$$

esta constante nos facilita llegar a una simplificación mayor, aún para los conductores cableados más comunes, así podríamos obtener ésta fórmula para cobre, aleación de aluminio y ACSR.

Efectuaremos un análisis de ciertas condiciones de los conductores, específicamente en lo referente al material que se utilizará.

En años atrás, el material utilizado en nuestro país fue el cobre, pero por razones netamente económicas se le ha eliminado, sustituyéndose con otros materiales con iguales o similares características técnicas y costos un tanto razonables.

La conveniencia del uso de conductores de aluminio con alma de acero para las líneas de transmisión y subtransmisión es bien conocida y confirmada por el hecho de que todas las líneas, de este tipo, satisfacen todas las exigencias técnicas-económicas.

En el presente estudio, no se hará una comparación detallada entre el cobre y aluminio con alma de acero (ACSR), ya que de los análisis y datos obtenidos, se puede determinar que, entre los conductores el ACSR,

representa mayores ventajas sobre otros y especialmente al cobre que ha sido desechado por sus precios prohibitivos.

Basándose en esta ligera aclaración, se decidió efectuar el análisis económico únicamente con el conductor ACSR, con diferentes calibres de conductores.

Para poder determinar la sección económica, consideramos la fórmula de la densidad económica:

$$d = K \sqrt{\frac{f^2 \cdot b}{B + C \cdot T_e}}, \text{ donde } K = 3,16 \sqrt{W/S}$$

siendo el significado de cada uno de los factores el siguiente:

d = densidad económica Amp/mm²

w = peso específico del conductor, en nuestro caso ACSR, en Kg/Km/mm²

ρ = resistibilidad en ohm mm²/Km

f_2 = tasa anual porcentual a plicar sobre las inversiones, en concepto de interés del capital, mantenimiento y depreciación.

b = costo del conductor ACSR por unidad de peso (\$/ Kg)

B = cargas anuales por demanda (\$/ Kw).

Te = tiempo equivalente anual (horas), que puede determinarse mediante la fórmula:

$$(9 + 0,8459 \cdot Fc)^2$$

La fórmula (6.) podríamos simplificar ya que para el conductor ACSR tenemos el valor de la resistividad y del peso específico:

$$W = 3,46 \text{ Kg/Km} \cdot \text{mm}^2$$

$$\rho = 33,3 \text{ ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{Km}$$

$$K = 3,16 \sqrt{\frac{3,46}{33,3}} = 1,018$$

luego:

$$d = 1,018 \sqrt{\frac{f3.b.}{B+C \cdot Te}} \quad (7)$$

De acuerdo a los datos proporcionados por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y del Cuadro N° 2 de proyección de la demanda, podemos obtener los siguientes datos técnicos del Proyecto:

máxima capacidad de la línea (KVA)	2500
factor de carga (Fc)	34 %
costo del Kwh generado \$./Kwh	0,47
cargo por demanda \$./kw	353

costo del conductor a utilizarse \$./Kgr 29

Cargos económicos:

interés sobre el capital 10,5 %

mantenimiento 1,5 %

depreciación 5 %

f2 = interés + mantenimiento + depreciac. 17 %

CALCULO DE LA DENSIDAD ECONOMICA .-

Datos:

$$f3 = 17 \%$$

$$b = \$./ 29/Kg$$

$$B = \$./ 353/Kw$$

$$c = \$./ 0,47/Kwh$$

$$Te = (9 + 0,8459 \times fc)^2 = (9 + 0,8459 \times 34)^2 = 1.426$$

horas o mediante el anexo N^o 3, el cual nos dá el tiempo equivalente conociendo el factor de carga (Fc).

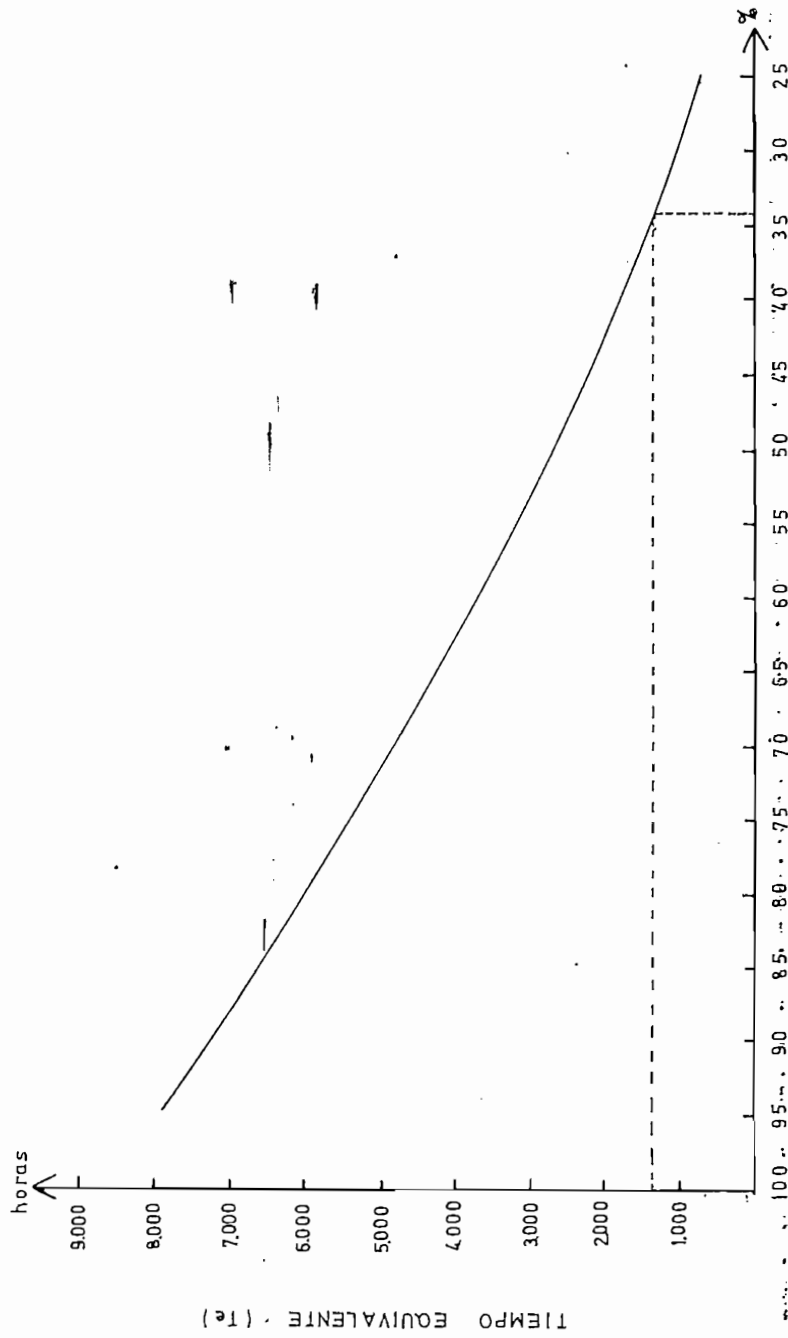
Aplicando la fórmula de la densidad económica:

$$d = 1,018 \sqrt{\frac{f2 \cdot b}{B + C \cdot Te}}$$

tendremos:

$$d = 1,018 \sqrt{\frac{17 \times 29}{353 + 0,47 \times 1426}} = 0,70 \text{ Amp/mm}^2$$

Anexo N°3.—Gráfico para determinar el tiempo equivalente en función del factor de carga



FACTOR DE CARGA EN
TANTO POR CIENTO (fc)

Calcularemos la corriente I que desconocemos, que en un sistema trifásico se calcula partiendo de la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot E}$$

donde:

I = Corriente nominal, en amperios

P = Potencia a transmitirse en KVA

E = Voltaje entre fases, en KV.

Reemplazando los valores:

$$I = \frac{2.500}{1.73 \times 22} = 65,68 \text{ amp} \approx 66 \text{ amp.}$$

I = 66 amperios.

Sustituyendo éstos valores en la fórmula de la densidad de corriente, se obtiene el valor de S :

$$d = \frac{I}{S} ; \text{ despejando } S = \frac{I}{d}$$

$$S = \frac{66}{0,70} = 94 \text{ mm}^2$$

De acuerdo al valor obtenido, corresponde a un conductor N° 3/0 A.C.S.R.

Para comprobar la bondad de la fórmula aplicada, a continuación se calcularán los costos de operación anuales, para tres conductores. Para determinar las pérdidas de energía para cada conductor hemos calculado el valor presente de las mismas, de acuerdo a las fórmulas correspondientes, obteniéndose los resultados en el cuadro N° 6.

Del resultado de este estudio comparativo (Cuadro N° 3), se obtiene que el conductor más conveniente, tanto técnica como económicamente, corresponde al N° 3/0, cuyo costo de operación anual es menor a los otros 2 conductores.

PROYECTO DE LA DEMANDA DE CAÑAR 1

Cuadro N° 2

POBLACION POB.		CONSUMOS (MWH)					DEMANDA				
Año	(miles)	Serv. %	Resid.	Comc.	Ind.	Alum. otros	Total	Pérd. %	Energía (MWH)	F.c. %	Potenc. (Kw)
1973	10.94	66,6	942.5	235.8	0.0	380.0	1558.5	16.0	1855.3	33.0	641.8
1974	11.15	68.3	1013.9	260.7	0.0	388.1	1662.8	16.0	1979.5	33.1	682.5
1975	11.36	69.9	1089.1	287.7	0.0	396.3	1773.2	16.0	2110.9	32.2	725.1
1976	11.58	71.5	1171.0	317.2	0.0	403.8	1892.1	16.0	2252.5	33.3	771.2
1977	11.80	73.3	1158.6	350.2	0.0	411.6	2020.5	16.0	2405.3	33.4	820.6
1978	12.03	75.1	1354.0	387.0	0.0	419.4	2160.6	16.0	2572.2	33.5	874.4
1979	12.26	77.0	1456.1	429.0	0.0	427.5	2312.7	16.0	2753.2	33.6	932.9
1980	12.49	78.8	1561.1	471.2	0.0	435.7	2472.1	16.0	2942.9	33.8	993.6
1981	12.73	80.7	1666.1	520.6	0.0	444.0	2630.8	16.0	3131.9	33.9	1053.7
1982	12.98	82.6	1773.5	574.7	0.0	452.5	2800.8	16.0	3334.3	34.0	1117.5
1983	13.22	84.6	1888.3	635.6	0.0	461.2	2985.1	16.0	3553.7	34.1	1137.8
1984	13.48	86.7	2010.4	700.5	0.0	470.0	3181.0	16.0	3786.9	34.2	1262.5
1985	13.73	88.7	2139.1	761.5	0.0	479.0	3379.6	16.0	4023.4	34.3	1336.2
1986	14.00	90.0	2276.2	824.3	0.0	488.1	3588.7	16.0	4272.3	34.5	1413.2
1987	14.26	93.1	1424.4	894.5	0.0	497.4	3816.5	16.0	4543.5	34.6	1497.6
1988	14.54	95.3	2582.2	970.7	0.0	507.0	4060.0	16.0	4833.3	34.7	1587.7
1989	14.81	97.6	2748.7	1053.1	0.0	516.7	4318.6	16.0	5141.2	34.8	1683.0
1990	15.10	100.0	2922.8	1142.1	0.0	526.7	4591.6	16.0	5466.2	35.0	1782.8
Tasas %	1,91		6.88	9.72		1.93	6.56		6.56	34.0	6.19

COMPARACION ECONOMICA DE LOS CONDUCTORES

Cuadro N° 3

		22	
Voltaje entre Fases (Kv)		66	
Amperios para 2.500 KVA (Amp)			
	N° 2/0	N° 3/0	N° 4/0
Calibre de Conductores	13,167	10,44	8.295
Resistencia en ohm/fase	11,949	11,58	10,88
Reactancia en ohm/fase	1,426	1,426	1,426
Tiempo equivalente (horas)	788,63	764,28	714,78
Caída de Tensión (IX)	869,02	689,04	547,47
Caída de Tensión (IR)	1,173	1,029	900
Caída de Tensión (U)	5,33	4,67	4,09
Caída de Tensión (%)	24,661	31,094	39,204
Peso total del conductor (Kg)	715,169	901,726	1'136,942
Costo del conductor	35,758	45,086	56,847
Depreciación (5%)	75,092	94,681	119,378
Interés (10,5%)	10,727	13,525	17,054
Mantenimiento (1,5%)	403,665	307,182	270,902
Valor presente de las pérdidas	525,242	460,474	464,181
Costo Anual de Operación			

2.3 RENDIMIENTO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN. -

De acuerdo a los datos que iremos obteniendo se puede determinar el rendimiento de la línea de subtransmisión, en función de la potencia que la línea recibe en los extremos de la fuente generada (P_g) y de la potencia que entrega al final de su trayectoria (P_A).

La potencia en el extremo generador será mayor que la entregada al final de la línea, por cuanto existirán las pérdidas debidas al efecto foule y al efecto corona, por lo tanto:

$$\text{rendimiento} = \% R = \frac{P_A}{P_g} \times 100 = \frac{P_g - a}{P_g} \times 100$$

donde:

P_g = potencia generada

a = pérdidas

R = rendimiento

P_A = potencia aprovechada

Será necesario determinar las pérdidas para poder de ese modo conocer el rendimiento, de ahí que primero analizaremos las pérdidas que se producen debido al efecto Joule y al efecto corona.

2.4 PERDIDAS POR EFECTO JOULE Y CALCULO DE LOS COSTOS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA VARIABLE ANUALMENTE .-

La línea, cuando entra en funcionamiento, ofrece una pérdida de potencia I^2R . Pero la carga no es constante y para determinar la potencia pérdida en un tiempo dado de funcionamiento, existen diferentes métodos, en el presente estudio desarrollaremos el método que introduce el concepto de pérdidas capitalizadas, que tiene en cuenta los intereses que producirían a una determinada tasa anual ($t\%$), las pérdidas de energía durante la vida útil de la línea.

Además hay que tener en cuenta que, la línea de sub-transmisión, no transportará inicialmente el máximo de potencia que permitirían sus características constructivas. Ello se debe al escaso desarrollo de la electrificación y de la industria en ese sector.

Al principio la línea no trabajará a plena carga, pero luego, año tras año elevará la demanda hasta que la línea trabajará a la máxima potencia que le permitan sus propiedades físico-constructivas.

El incremento anual que se irá produciendo puede ser previsto con bastante aproximación de acuerdo a datos estadísticos sobre el desarrollo de la zona que alimentará la línea, teniendo en cuenta sus posibilidades in

dustriales, comerciales, etc.,. En base a esos datos se fijará finalmente un determinado porcentaje anual de incremento acumulativo respecto a la carga inicial. Siendo variable anualmente la energía que transmitirá serán - también variables las pérdidas anuales de energía y sus costos.

El gasto producido por pérdidas de energía en la línea trifásica puede expresarse por la siguiente fórmula:

$$p = 3.R.L. I^2 . Te. b \quad (\$/)$$

En la cual:

R = resistencia ohmica de una fase (ohm/Km)

L = longitud de la línea (Km)

I = valor eficaz de la intensidad correspondiente a la potencia máxima (en amperios)

Te = tiempo equivalente de pérdidas anuales (horas)

b = precio del Kwh (\$/)

Si se llama: $K = 3 R.L.Te.b.$, se tendrá

$$p = K I^2$$

A partir de esta fórmula se desarrollará el estudio cuyas conclusiones y resultados permitirán obtener los gastos producidos por pérdidas de energía de la línea, en

la cual la carga inicial se irá elevando anualmente cierto incremento porcentual que podemos llamar X.

En base de lo expuesto, expresaremos a continuación los gastos producidos por la pérdida anual en la línea.

$$\text{1er. año : } P_1 = K I_1^2$$

$$\text{2do. año : } P_2 = K I_2^2$$

$$\text{3er. año : } P_3 = K I_3^2$$

De allí que:

$$n^{\text{mo}} \text{ año : } P_n = K I_n^2$$

Los gastos anuales por pérdidas de energía, proporcionales a las distintas corrientes $I_1, I_2, I_3, \dots, I_n$ pueden ser expresados según se verá a continuación en función de la corriente inicial I_1 ,

$$P_1 = K I_1^2$$

$$P_2 = K I_2^2 = K \left(I_1 + \frac{x}{100} I_1 \right)^2 = K I_1^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^2$$

$$P_3 = K I_3^2 = K \left(I_2 + \frac{x I_2}{100} \right)^2 = K I_2^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^2 = K I_1^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^4$$

$$P4 = KI_4^2 = K \left(I_3 + \frac{x}{100} I_3 \right)^2 = K I_3^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^2 = K I_1^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^6$$

$$P5 = KI_5^2 = K \left(I_4 + \frac{x}{100} I_4 \right)^2 = K I_4^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^2 = K I_1^2 \left(1 + \frac{x}{100} \right)^8$$

De igual forma se podrá deducir las pérdidas anuales de los años sucesivos en función de la corriente inicial I_1 . Observando las ecuaciones anteriores, se puede apreciar que los costos de las pérdidas de energía son expresados en todos los casos por un factor común $K I_1^2$ y afectados por una suma de términos entre paréntesis, que son función del incremento de carga anual X y que tienen en cuenta la variación de los gastos producidos - anualmente por pérdidas de energía que aumentarán anualmente, mientras la carga se incremente un porcentaje X de la carga anterior.

La suma de los términos encerrados entre paréntesis, que son función del incremento de carga anual X , constituyen un coeficiente variable, que afecta al factor común $K I_1^2$, que denominaremos coeficientes de carga variable K_v .

Las ecuaciones anteriores quedarán entonces expresadas en la siguiente forma:

$$P1 = K I_1^2 \cdot K_{v1}, \text{ en la cual } K_{v1} = 1$$

$$P2 = KI_1^2 \cdot Kv2, \text{ en la cual } Kv2 = \left(1 + \frac{x}{10^2} \right)^2$$

$$P3 = KI_1^2 \cdot Kv3, \text{ en la cual } Kv3 = \left(1 + \frac{x}{10^2} \right)^4$$

Como podemos ver, los coeficientes de carga variable Kv , - multiplicados por el costo de las pérdidas de energía producidas el primer año, nos permiten hallar los gastos producidos en cualquier año.

Del análisis de las ecuaciones, se pueden deducir los coeficientes Kv correspondientes a cada año, desde el primero hasta el n año, tal como se indica en el cuadro N° 4. Utilizando estas ecuaciones y reemplazando el incremento anual de carga que para el presente estudio de acuerdo al cuadro N° 2, es - de 6,19%, podremos obtener fácilmente los valores de los coeficientes Kv , que se indican en el cuadro N° 4, para lo cual hemos considerado que la vida útil de la línea será de 20 años.

Calculando el gasto inicial producido por las pérdidas de energía en el primer año. :

$$P1 = K I_1^2 \quad \text{donde } K = 3.R.L.T.b$$

De los datos obtenidos tendremos:

$I_1 = 27$ amp. (calculado de la demanda para el año 1978, que se supone ya entrará en servicio la línea de Subtransmisión).

$$L = 30 \text{ Kms.}$$

$$T_e = 1.426 \text{ horas}$$

$$b = \$/ 0,47$$

Calcularemos las pérdidas para los tres conductores, - con los cuales haremos la comparación para determinar el conductor más económico, por lo tanto reemplazando:

$$P_1 = 3 \times 30 \times 1.426 \times 0,47 \times R = 48.973 \times R$$

Para el conductor N^o 2/0, $R = 0,4387$, por lo tanto:

$$P_1 = \$/ 19.290$$

Para el conductor N^o 3/0, $R = 0,348$, por lo tanto:

$$P_1 = \$/ 15.302$$

Para el conductor N^o 4/0, $R = 0,2765$, por lo tanto:

$$P_1 = \$/ 12.158$$

En el cuadro N^o 5, se indica el valor de las pérdidas para cada conductor y para cada año, dejando aclarado que en 1992, de acuerdo al incremento de la demanda la línea transportará la máxima potencia, por lo tanto los últimos cinco años las pérdidas se mantenen

drán constantes.

Es necesario, sin embargo capitalizar esos valores, es decir, determinar el valor presente de las pérdidas, para ello aplicaremos las fórmulas para determinar el valor presente, considerando que la tasa de interés anual que se considere será de 10,5%.

Por lo tanto:

$$C = \frac{M}{(1+r)^n}, \text{ para nuestro caso tendremos:}$$

$$\text{Valor presente (V.p.)} = \frac{\text{Pérdidas}}{(1+r)^n} = \text{Pérdidas} (1+r)^{-n}$$

Por lo tanto el valor presente de los costos de las pérdidas en los 20 años se puede expresar así:

$$\begin{aligned} \text{V.p.T.} &= p_1 (1+r)^{-1} + p_2 (1+r)^{-2} + p_3 (1+r)^{-3} \dots \dots \dots \\ &+ p_{n-1} (1+r)^{-(n-1)} + p_n (1+r)^{-n} \end{aligned}$$

Se han tabulado en el cuadro N° 6, los valores de las pérdidas capitalizadas para los tres conductores, obtenidos en función del número de años y de la tasa de interés (10,5 %) anual al cual se considerará invertido el capital representado por los gastos anuales que producen las pérdidas de energía.

CUADRO N° 4

ECUACIONES Y VALORES DEL COEFICIENTE
DE CARGA VARIABLE Kv.

COEFICIENTE Kv.		
Nº años	Fórmula	Valor
1	1	1
2	$(1 + 0,019)^2$	1,13
3	$(1 + 0,0619)^4$	1,27
4	$(1 + 0,0619)^6$	1,43
5	$(1 + 0,0619)^8$	1,61
6	$(1 + 0,0619)^{10}$	1,82
7	$(1 + 0,0619)^{12}$	2,05
8	$(1 + 0,0619)^{14}$	2,32
9	$(1 + 0,0619)^{16}$	2,61
10	$(1 + 0,0619)^{18}$	2,94
11	$(1 + 0,0619)^{20}$	3,32
12	$(1 + 0,0619)^{22}$	3,74
13	$(1 + 0,0619)^{24}$	4,22
14	$(1 + 0,0619)^{26}$	4,77
15	$(1 + 0,0619)^{28}$	5,37
16	$(1 + 0,0619)^{30}$	6,06
17	$(1 + 0,0619)^{32}$	6,06
18	$(1 + 0,0619)^{34}$	6,06
19	$(1 + 0,0619)^{36}$	6,06
20	$(1 + 0,0619)^{38}$	6,06

PERDIDAS VARIABLES DE ENERGIA

Años	Kv.	Fórmula a Aplicarse	Pérdidas de Energía		R=0,2765
			N° 2/0	N° 3/0	
R=0,4387			R=0,348		
		$P_p = 3.1^2 \cdot R \cdot L \cdot Te \cdot b$	P_p (\$.)	P_p (\$.)	P_p (%)
1	1	43.973 x R x Kv1	19.290	15.302	12.158
2	1,13	43.973 x R x Kv2	21.798	17.291	13.738
3	1,27	43.973 x R x Kv3	24.499	19.433	15.440
4	1,43	43.973 x R x Kv4	27.586	21.881	17.385
5	1,61	43.973 x R x Kv5	31.058	24.636	19.574
6	1,82	43.973 x R x Kv6	35.109	27.849	22.127
7	2,05	43.973 x R x Kv7	39.546	31.369	24.923
8	2,32	43.973 x R x Kv8	44.755	35.500	28.206
9	2,61	43.973 x R x Kv9	50.349	39.938	31.732
10	2,94	43.973 x R x Kv10	56.715	44.987	35.744
11	3,32	43.973 x R x Kv11	64.045	50.802	40.364
12	3,74	43.973 x R x Kv12	72.148	57.229	45.470
13	4,22	43.973 x R x Kv13	81.407	64.574	51.306
14	4,77	43.973 x R x Kv14	92.017	72.990	57.993
15	5,37	43.973 x R x Kv15	103.592	82.171	65.288
16	6,06	43.973 x R x Kv16	116.903	92.730	73.677
17	6,06	43.973 x R x Kv17	116.903	92.730	73.677
18	6,06	43.973 x R x Kv18	116.903	92.730	73.677
19	6,06	43.973 x R x Kv19	116.903	92.730	73.677
20	6,06	43.973 x R x Kv20	116.903	92.730	73.677

VALOR PRESENTE DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA CUADRO N° 6

Fórmula a Aplicarse		VALOR PRESENTE DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA			
Años	$P_p (1+i)^{-n} = P_p (1+0,105)^{-n}$	N° 2/0	N° 3/0	N° 4/0	
1	0,9 P _p	17.361	13.347	10.492	
2	0,81 P _p	17.656	13.805	11.427	
3	0,74 P _p	18.227	14.180	11.887	
4	0,67 P _p	18.648	14.412	12.253	
5	0,60 P _p	18.871	14.687	12.693	
6	0,54 P _p	19.192	14.941	12.996	
7	0,49 P _p	19.679	15.125	13.302	
8	0,44 P _p	19.968	15.353	13.684	
9	0,40 P _p	20.513	15.683	13.928	
10	0,36 P _p	20.862	15.958	14.148	
11	0,33 P _p	21.609	16.248	14.319	
12	0,30 P _p	22.199	16.513	14.690	
13	0,24 P _p	22.576	16.810	14.928	
14	0,24 P _p	22.676	17.190	15.692	
15	0,22 P _p	23.489	17.431	15.604	
16	0,20 P _p	24.130	17.736	16.107	
17	0,18 P _p	21.717	17.032	14.187	
18	0,16 P _p	19.304	14.729	13.766	
19	0,15 P _p	18.097	13.877	12.405	
20	0,135 P _p	16.891	12.125	11.645	
TOTAL		\$ 403.665	\$ 307.182	\$ 270.902	

2.5 PERDIDAS POR EFECTO CORONA .-

Porque el aire no es un perfecto aislante, los hilos desnudos, tendidos en él y sometidos a tensión elevada, dan lugar a pérdidas de energía, las cuales aumentan cuando mayor sea la tensión y dependen así mismo de la distancia entre conductores y de su diámetro. Cuando menores son estas dimensiones, mayores son también las pérdidas por efluvios.

Para determinar las pérdidas por efecto corona es necesario distinguir la "tensión crítica disruptiva" y la "tensión crítica visual". La primera produce pérdidas de energía importantes cuando la tensión llega al valor crítico, puesto que entonces se rompe parcialmente el dieléctrico que es el aire. Hasta no alcanzar dicho valor crítico, las pérdidas a que da origen el fenómeno son poco importantes.

La tensión crítica visual, que es mayor que la de disrupción y que se produce con el aumento del voltaje en la línea, es causa de que aparezca una luminiscencia alrededor de los conductores.

La predeterminación de estas pérdidas es muy incierta, dado que dependen en gran parte del estado de la superficie de los conductores y de las condiciones del tiempo. Para cálculos aproximados se utiliza la siguiente fórmula de Peek:

$$p = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r_1}{D}} (U_x - U_c)^2 \cdot 10^{-5} \quad (1)$$

donde:

p = pérdidas en kilovatios por kilómetro de conductor

f = frecuencia en períodos por segundo

r_1 = radio del cable en cm.

D = distancia entre conductores

U_x = tensión de la línea con respecto al neutro

δ = densidad del aire = $\frac{3,926 \cdot K}{273 + \theta}$, en cuya expresión

H es la presión atmosférica en cm. de mercurio
y θ la temperatura del aire en °C.

U_c = tensión crítica disruptiva, que viene dada por la fórmula:

$$U_c = mc \cdot \delta \cdot 21,1 \cdot r_1 \cdot \ln \frac{D}{r_1} \quad (2)$$

en la cual:

mc = coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor, que vale 1 para los hilos rigurosamente circulares, 0,98 a 0,93 por hilos comerciales y 0,87 a 0,83 para los cables.

El valor de U_c disminuye con mal tiempo ó con tiem-

po tormentoso y se reduce a $U'c = 0,8 U_c$.

Las fórmulas expresadas se refieren a una línea trifásica cuyos conductores están colocados en los vértices de un triángulo equilátero; si las distancias entre los conductores en la disposición triángulo son A, B y C, la longitud que habrá que considerar en el cálculo será $\sqrt[3]{A.B.C} = D$.

De acuerdo a los siguientes datos, calcularemos las pérdidas por efecto corona para la línea en estudio:

$$m_c = 0,85$$

$$H = 55,8 \text{ cm. de mercurio}$$

$$\theta = 18^\circ\text{C}$$

$$r_1 = 0,636 \text{ cm.}$$

$$D = 127 \text{ cm.}$$

Considerando la fórmula (2) para el cálculo de la tensión crítica disruptiva tendremos:

$$U_c = 0,85 \times \frac{3,926 \times 55,8}{273 + 18} \times 21,1 \times 0,636 \ln \frac{127}{0,636} = 45,48 \text{ Kv.}$$

este valor es mayor a la tensión de la línea con respecto al neutro, por lo tanto no es posible aplicar la fórmula (1) para el cálculo de las pérdidas por efecto Corona, ya que nos daría una cantidad negativa, inclusive si

consideramos la tensión crítica disruptiva, con mal tiempo tendremos

$$U'c = 0.8.Uc = 0,8 \times 45,48 = 36.38 \text{ Kv.}$$

Lo cual nos demuestra que no se producirán pérdidas por efecto corona, debido a que la tensión de la línea no es muy elevada.

2.6 ESTUDIO DEL AISLAMIENTO DE LA LÍNEA CONTRA-DESCARGAS ATMOSFERICAS .-

El aislamiento de las líneas aéreas, al igual que todas las instalaciones eléctricas en general, deben ser seleccionadas de manera que se obtengan resultados satisfactorios desde el punto de vista técnico y de continuidad en el servicio.

Pero no es posible, pensar evitar en modo absoluto las descargas, que se producirán como consecuencia de las sobretensiones excepcionalmente elevadas, solamente se tratará de reducirlas al mínimo.

El aislamiento a adoptarse depende también en gran parte de la importancia de la instalación. En el caso de la línea Azogues-Cañar, se tratará de transmitir un bloque de energía a una zona, que de acuerdo a la tabla de proyección de la demanda no existe consumo industrial y que si lo hubiere en el futuro será en míni-

ma escala, por lo tanto se considerará la continuidad del servicio, pero no en una forma de prioridad como ocurre en otras zonas de tipo industrial.

Las sobretensiones atmosféricas se producen cuando una nube se encuentra cargada estáticamente de un potencial, y se aproxima a la tierra u otra nube, produciéndose entre ellos una diferencia de potencial, que produce una descarga conocida con el nombre de rayo. En consecuencia, las descargas no son sino grandes arcos ocasionados por el acercamiento de dos campos cargados electrostáticamente.

De las tensiones de origen atmosférico, las más peligrosas para una línea de alta tensión son aquellas que se presentan en una descarga directa. Estas se manifiestan bajo la forma de ondas de tensión migrantes, bajo la forma de ondas escarpadas (500 a 2000 Kv./micro seg.) y con un valor de cresta elevada. A estas ondas de tensión les corresponden ondas de corrientes similares. Los valores de las gradientes en el frente de onda y de la amplitud, dependen de las características del rayo y además son variables de acuerdo a la localización geográfica; en estos fenómenos influyen el clima y la estructura geológica del suelo.

De acuerdo a los datos proporcionados por el Servicio Nacional de Meteorología, y a las estadísticas sobre

la zona que atravesará la línea de subtransmisión, se observó que es una zona en la cual no existen tempestades atmosféricas, obteniéndose como conclusión que para esta línea no es muy significativa la instalación en todo el trayecto de un hilo guardia.

Al tratar de proteger la línea se debe poner atención, en la amplitud de la corriente que el rayo transmite a una estructura conectada a tierra cuando se produce una descarga eléctrica. De estos fenómenos depende el valor de la sobretensión que soporta la línea.

Además en la protección contra los rayos, desempeña un papel importante la rigidez dieléctrica de los aisladores de la línea, según sean el tipo de los elementos y el número que constituyen la cadena. A este respecto es necesario consignar que las ondas de choque producen el contorneamiento de los aisladores, no solamente por la amplitud de la cresta de tensión, sino también por el tiempo que dure la aplicación de esta. La tensión de contorneamiento puede así ser superada cuando está aplicada un tiempo más corto. Así, por ejemplo, un aislador que durante 6 μ s, puede soportar sin contorneamiento una tensión de cresta de 800 Kv., con un tiempo más corto; 1 μ s, soportaría en las mismas condiciones una tensión de 1.200 Kv. de amplitud. Resulta, que el tiempo de aplicación tiene una influencia decisiva sobre el valor de la amplitud de la tensión de choque para la cual se produce el contorneamiento.

Cuando la descarga es recibida por un poste, la resistencia aparente que encuentra el rayo tiene por valor:

$$R = \frac{1}{\frac{1}{Z_a} + \frac{2}{Z_b} + \frac{1}{R}}$$

en la cual:

Z_a = impedancia con que se propaga el rayo, que se supone de unos 400 ohmios, pero cuyo valor no se conoce con exactitud.

Z_b = impedancia de onda de la línea, aproximadamente igual a 500 ohmios.

R = resistencia de la toma de tierra medida en condiciones normales, pero cuyo valor no es conocido por falta de suficientes experiencias que demuestren la forma exacta de propagación de la descarga por la tierra.

El valor de R cuanto menor sea, también lo será R' . Se comprende, pues, que la resistencia de la toma de tierra - del cable (o del poste, porque la conexión se realiza por medio de éste) debe ser la menor posible para alcanzar en una línea de determinadas características el mayor nivel de protección contra las descargas atmosféricas.

Es muy usual cuando se realizan las puestas a tierra, tener en cuenta ciertas normas que para el efecto se -

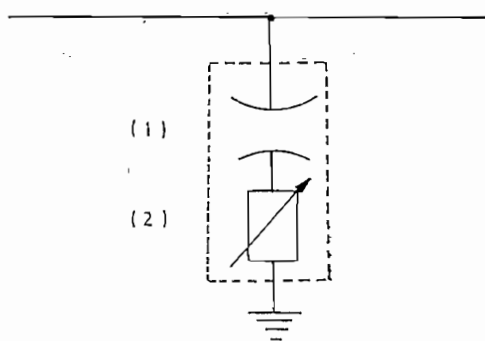
han establecido, esto es, para garantizar la eficiencia de la línea contra descargas atmosféricas, la resistencia R debe ser menor o a lo más igual a la relación que existe entre los valores de la tensión de descarga y la amplitud de la corriente del rayo.

Con relación a este punto las normas IEC recomiendan que las tomas a tierra tengan un valor de 20 ohm., pudiendo alcanzar un límite permisible máximo hasta 40 ohm. Los dispositivos que se utilizan para protección contra descargas atmosféricas son los pararrayos, destinados a descargar las sobretensiones producidas por rayos ó maniobras, que de no ser así se descargarán sobre los aisladores ó perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico, y en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc. Los pararrayos deben estar conectados permanentemente a las líneas y operarán solamente cuando la tensión alcance un valor conveniente o superior a la tensión de ruptura.

El tipo que se usará es el denominado pararrayo autovalvular.

En el Anexo N° 4, se indica el principio de un pararrayo autovalvular. Según se expresa en esta figura el pararrayo de este tipo, está constituido por un explosor o espinterómetro (1), el cual esta ajustado para

que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión denominada tensión de ruptura, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia (2). Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero, la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio, pero cuya intensidad está limitada por la resistencia; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra. La resistencia (2) del Anexo N^o 4 está constituida por un material aglomerado (llamado comercialmente: thyrite, resorbite, etc) que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuando mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado cuando esta tensión es reducida, es decir, que la resistencia eléctrica tiene características adecuadas para el funcionamiento del pararrayos, pues, sucede que a la tensión normal de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente; mientras que con una sobretensión, la resistencia eléctrica disminuye, permitiendo así la fácil descarga a tierra y eliminando por lo tanto la sobretensión.

Anexo N^o4

miento tan sólo traería consigo el encarecimiento de la línea.

Con relación a la reacción ante los fenómenos atmosféricos, esto podrían operarse en sentido negativo, pudiendo resultar seriamente comprometidos los aparatos de la subestación. Conviene recordar que la producción de arcos sobre las líneas son reducidos, produciéndose en su mayor parte en las subestaciones, por lo tanto - es aconsejable el dotar de mejor protección a las subestaciones.

En las líneas de cualquier capacidad, se hallen o no - protegidas, con hilos de guardia o sin ellos, siempre podrá propagarse sobretensiones cuya magnitud se encuentra limitada por el nivel de aislamiento, o por un valor equivalente de tres a cinco veces la tensión nominal. Estas sobretensiones por tratarse de ondas migratorias pueden tomar valores mayores, debido a la reflexión que se producirá al llegar éstos al equipo de subestación; en prevención a posibles daños, que podrían ocasionarse en los equipos de la subestación conectados con la línea; se hace necesario la instalación de protecciones contra estas sobretensiones considerándose los más adecuados los pararrayos, los mismos que se deben instalar entre la línea y la subestación.

Además de la serie de protecciones que se ha mencionado, es conveniente mantener una adecuada separación

de los conductores con los soportes colocados en tal forma que evite algún contacto accidental entre los circuitos. Tienen incidencia directa en este punto la tensión y la flecha.

Cuando se realiza el trazado de una línea, los Manuales y Códigos Eléctricos aconsejan mantener una separación de acuerdo a la tensión a transmitirse, en el presente estudio se adoptarán las normas seguidas por INECEL y el National Safety Code, que aconsejan mantener una separación mínima de 6 m. entre el conductor más bajo y tierra, en los cruces de carreteros. En las líneas férreas la separación mínima aceptable será de 7,50 metros.

Para determinar el tipo y el número de aisladores nos basaremos en el menor nivel básico de aislamiento, definido por las normas EEI-NEMA, en la siguiente forma: "Los niveles de impulsos básicos de aislamiento están referidos a niveles expresados en un impulso de cresta de voltaje, con una onda standard no más grande que $1,5 \times 40$ microsegundos. El aislamiento de los aparatos deberán soportar pruebas mayores o iguales al nivel básico de aislamiento".

De acuerdo al nivel básico de aislamiento (BIL), definido anteriormente y tomando como referencia los datos proporcionados por "Transmission and Distribution" de la Westinghouse, para el voltaje de 22/12.7 Kv. de

la línea de subtransmisión, corresponde un BIL de 95Kv para los aisladores. Considerando el catálogo de Mc Graw-Edison y de acuerdo al valor del BIL anteriormente indicado, usaremos el aislador tipo espiga (PIN) catálogo N° NP2T2, que corresponde, según la designación del American National Standards Institute (ANSI) al N° 56-1.

Para el aislamiento de la línea, con relación a las cadenas de aisladores de tipo suspensión y basádonos en el BIL de 95 Kv y según el catálogo de la Mc Graw Edison, utilizaremos 2 aisladores de disco catálogo NS 5A2, que corresponde según la designación del ANSI al N° 52-4.

Para el conductor neutro de acuerdo a las recomendaciones dadas, por el Manual de las "Normas para Distribución editado por INECEL, se usará el aislador carrrete ANSI N° 53-2.

2.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA .-

Como habíamos indicado anteriormente, de los factores que determinan la economía de las líneas, los más importantes son la tensión y la sección de los conductores. Esto nos indica que el conductor solo, como elemento de la línea, es el factor más importante del diseño.

Se puede deducir entonces que si hemos logrado hacer un buen análisis de la función del conductor en la línea, buscando utilizar el más conveniente, conseguiremos una economía importante en el sistema.

En cuanto se refiere al material del conductor, de acuerdo a las experiencias y análisis efectuados creemos que el conductor más conveniente para ser usado en líneas de transmisión y subtransmisión dentro de nuestro país es el conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR), ya que de los estudios comparativos realizados se ha demostrado desde todo punto de vista que el conductor - ACSR, es el que mejores ventajas técnico-económicas ofrece.

Con relación a la parte económica, en los gastos de inversión los más fuertes, en este tipo de líneas, serán los referentes a los conductores; así como también los gastos de operación y mantenimiento dependerán del tipo de conductor, pues si éste es el que menores pérdidas de energía proporciona, los cargos variables disminuirán y el rendimiento de la línea será mayor.

Para el análisis de las pérdidas capitalizadas se tomó como referencia el período comprendido entre 1973-1990, que son los datos proporcionados por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y se empleó el método del valor presente de las pérdidas para los tres conductores, para de esa manera determinar el conductor más

conveniente técnica y económicamente. El tiempo medio de la vida útil para la línea se estimó en 20 años y de acuerdo al método de cálculo que fué expuesto y al incremento de la demanda, se supone que luego de 15 años, la carga se mantendrá constante, por haberse alcanzado la máxima carga admisible en la línea. En este caso desde ese año, los coeficientes "Kv" serán iguales a la unidad y las pérdidas se mantendrán constantes todos los años subsiguientes, variando únicamente el valor presente de las pérdidas capitalizadas.

De acuerdo a los estudios realizados y a los resultados obtenidos, podemos recomendar que el sistema de la línea de subtransmisión deberá tener las siguientes características:

La tensión de la línea será de 22 Kv., con un circuito trifásico de conductores ACSR de 3 x 3/0 para las fases y 1 x 1/0 A.W.G. para el neutro, se utilizará este conductor para el neutro de acuerdo a las recomendaciones proporcionadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en las especificaciones dadas en el folleto de "Normas para Distribución".

Sea previsto el sistema de subtransmisión con neutro, por cuanto servirá a la vez como línea de distribución para todas las cargas existentes en el trayecto, es por esta razón que preferiblemente se fijará la ruta siguiendo el carretero existente.

En cuanto al nivel de aislamiento será basado en el Nivel Básico de Aislamiento, de acuerdo a las recomendaciones proporcionadas por las "Normas para Distribución" editadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y por los cálculos efectuados anteriormente para este sistema.

C A P I T U L O I I I

3.1 ESTUDIO MECANICO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION AZOGUES-CAÑAR-EL TAMBO .-

En un proyecto de transmisión o subtransmisión, deben considerarse las condiciones climatológicas que en un determinado momento pueden incidir en los cálculos de estructuras, flechas y tensiones.

Se tratará de efectuar un estudio detenido de las condiciones climatológicas, a fin de que las instalaciones se comporten eficientemente en cualquier condición, considerando las normas y reglamentos internacionales establecidos.

En el diseño mecánico, de una línea de subtransmisión deberán considerarse elementos como velocidad del viento, temperatura del medio ambiente y la conformación topográfica del terreno. La temperatura y la velocidad del viento tienen influencia directa en el estudio de las tensiones mecánicas a las que deben estar sujetas las estructuras y los conductores; la parte topográfica incide directamente en el vano promedio y en el cálculo de las estructuras más convenientes tanto técnica como económica del proyecto.

3.2 INFLUENCIA DEL ASPECTO MECANICO EN LA ECONOMIA DEL SISTEMA .-

La elección de un conductor se hace tomando en cuenta las consideraciones eléctricas ya analizadas: tensión, - potencia, pérdidas, etc. Pero además deben ser comprobadas las características mecánicas para la función que van a desempeñar en la línea.

Será necesario conocer la disposición que se va a dar a los apoyos en el trazado de la línea, combinando esto con las características que tenga el conductor escogido.

Buscar el conductor que dando las mayores ventajas - eléctricas cumpla con todas las exigencias mecánicas, sería el primer paso, pero el más importante será el de determinar la mejor relación entre el conductor elegido, el vano y la altura de las estructuras a usarse.

Hay necesidad de calcular las flechas que va a tener el conductor una vez puesto en la línea y otros aspectos que vamos a analizar posteriormente. Ente cálculo a su vez, nos servirá para la determinación de la altura necesaria de los soportes y de algunas distancias - de seguridad, como por ejemplo la existente entre el punto más bajo del conductor y el suelo.

La elección de los valores de la tensión mecánica debe

basarse sobre un estudio de varios factores que son: características mecánicas de los conductores, normas a respetarse y el aspecto económico.

Conviene por lo tanto hacer breves consideraciones técnico-económicas sobre el estudio mecánico del sistema.

Haciendo un análisis del aspecto económico, se comprueba que las tensiones mecánicas máximas, influyen sobre el costo de las estructuras de soporte en la siguiente forma: si se aumentan las tensiones mecánicas disminuye la flecha y la altura de las estructuras y por consiguiente su peso, pero al mismo tiempo aumentan los esfuerzos producidos por rotura de los conductores, lo que hace que la estructura sea diseñada para soportar mayores cargas, lo que redundará en un aumento de su peso. En cambio si se disminuyen las tensiones mecánicas aumentan las flechas y la altura de las estructuras, pero simultáneamente el peso disminuye por reducirse las cargas en caso de rotura de conductores. Por lo tanto, existirá un valor económico de la tensión mecánica para el cual el peso de las estructuras y por consiguiente su costo, resulta mínimo.

El valor de dicha tensión mecánica económica depende también de las normas adoptadas para el cálculo de las estructuras y referentes al cálculo de la rotura del conductor. En caso de cargas simultáneas debidas a la rotura del conductor y al viento (normas norteameri

canas e italianas), la tensión mecánica económica será menor que en el caso de calcular con normas VDE (0210/56), según las cuales se considera la rotura del conductor sin viento.

Sin embargo, al saber que reduciendo los valores de las tensiones mecánicas máximas, los costos de las estructuras se alejan de los costos mínimos, se los debe reducir prudentemente para que los mayores costos alcanzados sean realmente compensados con una mayor seguridad mecánica de la línea.

Una vez que se tengan elegidas las tensiones admisibles conviene analizar detalladamente el comportamiento de los conductores en los diferentes estados atmosféricos.

Veremos detalladamente los esfuerzos a que están sometidas las líneas, la manera de proceder al cálculo mecánico, las condiciones de tendido deducidas para el país de acuerdo a las variaciones atmosféricas y la ecuación que considera esos cambios.

Será conveniente también determinar el "vano económico" para el cual, la relación conductor/estructuras da el mínimo costo total de la línea.

3.3 ESFUERZOS A LOS QUE SE HALLAN SOMETIDAS LAS LINEAS AEREAS .-

ción del viento. El peso de un metro de conductor se obtiene por la fórmula:

$$p_c = d \cdot S \cdot 10^{-3} \text{ Kg,}$$

donde:

d = la densidad del metal empleado

S = la sección del conductor en milímetros cuadrados

Para el presente caso el peso de un metro del conductor N° 3/0 ACSR será:

$$p_c = 3,46 \times 98,77 \times 10^{-3} \text{ Kg} = 0,342 \text{ Kg/m.}$$

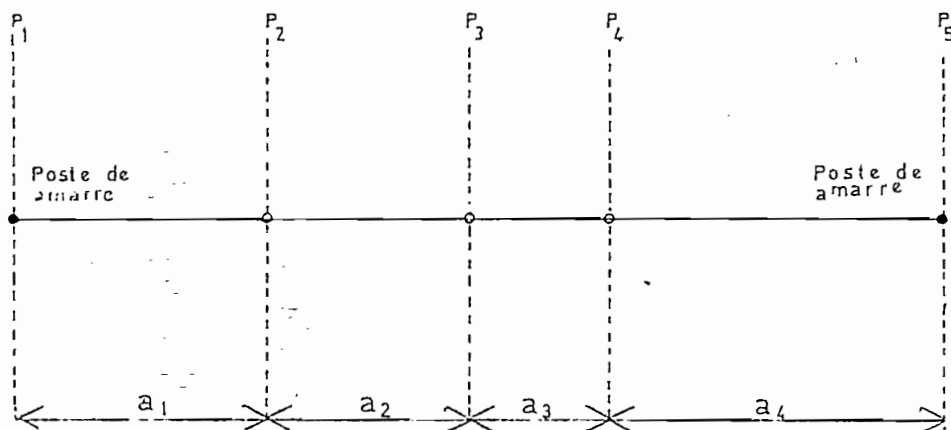
La presión del viento sobre los conductores se considera perpendicular a la línea y en sentido horizontal. Se admite así mismo que el desarrollo de la curva formada por el conductor coincide con la longitud del vano, habida cuenta de que la flecha es reducida en relación, con aquel, por lo cual la superficie del conductor expuesta a la acción del viento será:

$$A = l \cdot \frac{d}{1000} \quad (\text{m}^2)$$

donde:

l = la longitud del vano en metros

d = diámetro del conductor expresado en milímetros.



Anexo N^o 6

Poste 1	Poste 2	Poste 3	Poste 4	Poste 5
$l_1 = \frac{a_1}{2}$	$l_2 = \frac{a_1+a_2}{2}$	$l_3 = \frac{a_2+a_3}{2}$	$l_4 = \frac{a_3+a_4}{2}$	$l_5 = \frac{a_4}{2}$

En la misma forma se procedería para determinar las longitudes correspondientes de los respectivos vanos, para el cálculo de los esfuerzos producidos en el caso de que hubiere manguito de hielo, depositado sobre el conductor y cuando existen diferencias de longitud en los vanos. En nuestro país dadas las condiciones climáticas no se considerará el esfuerzo debido al hielo.

El viento ejercerá la presión en función de su velocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula :

$$P = C \cdot \frac{K \cdot V^2}{16} \quad (\text{Kg/m}^2)$$

P = presión del viento en kilogramos por metro cuadrado.

c = coeficiente que toma en consideración la desuniformidad del viento en toda la longitud del vano.

$c = 0,85$ para velocidades menores de 30 m/seg.

$c = 0,75$ para velocidades mayores de 30 m/seg.

$k = 1$

V = velocidad del viento en m/seg.

3.4 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LOS CONDUCTORES .-

Es preciso a toda costa evitar que un calentamiento exagerado de los conductores pueda llegar a alterar sus propiedades. Si las densidades de corriente exceden de ciertos valores, pueden producirse calentamientos peligrosos en los conductores, que sin llegar a causar su fusión, debilitarán su conductibilidad o su resistencia mecánica, haciéndoles aumentar la flecha natural al cual están tendidos.

Además, en un conductor el cambio de temperatura altera su longitud, así si se cambia la temperatura mientras el conductor se encuentra libre de tensión (tensión cero) este puede cambiar la longitud. Cuando el conductor está sometido a esfuerzos y ocurren cambios de temperaturas, el fenómeno afecta a las características

de tendido y a las del conductor.

Un equilibrio térmico de los conductores de una línea aérea de transmisión o subtransmisión, durante su trabajo normal, significa que la energía térmica absorbida por efecto Joule y calentamiento solar, es igual a las pérdidas por radiación y convección.

- a) La potencia absorbida por el efecto joule en forma de calor, por metro de conductor de resistencia unitaria R (ohm/m) y recorrido por la corriente I (amperios) es igual a:

$$W_j = I^2 R \quad (1)$$

- b) Calentamiento solar: Según datos obtenidos por el "Centro National de Decherche Sienlifique" de París, el valor de la constante solar en la estratósfera es 1.160 Kcal/m²,hora. La constante solar será la intensidad de asoleamiento de la superficie de la tierra, medida como la cantidad de calor recibida por unidad de superficie (m²) y por unidad de tiempo (horas o segundos).

Debido a la absorción realizada por la atmósfera terrestre, la intensidad de asoleamiento en la superficie de la tierra es menor.

Para nuestro país, por los pocos datos y referencias

obtenidas, parece práctico aceptar un valor promedio de 980 Kcal/m²/hora, o sea un valor de 272 cal/m²/seg., que lo llamaremos h.

$$h = 272 \text{ cal/m}^2/\text{seg.}$$

De acuerdo a los datos proporcionados por la estación de Izobamba, se obtuvo un valor de 283 cal/m²/seg., pero por ser el único dato real obtenido para el país y por considerarlo un poco alto, tomaremos como valor promedial el indicado de 272 para generalizar las consideraciones respecto al Ecuador.

De acuerdo al equivalente mecánico del calor tendremos:

$$1 \text{ watio} = 0,24 \text{ cal/seg.}$$

$$h = \frac{272 \text{ cal/m}^2/\text{seg.}}{0,24 \text{ cal/seg/wat.}} = 1.135 \text{ (W/m}^2\text{)}$$

Denominando con (a), el coeficiente de absorción de la superficie y con S a la superficie, que sería la superficie que el conductor ofrece perpendicularmente a la dirección de los rayos solares, por lo tanto la potencia de asoleamiento recibida por el conductor es:

$$W_s = 1.135 a.S. \quad (\text{wattios})$$

Sustituyendo la superficie en función del diámetro, la potencia absorbida por metro lineal de conductor será:

$$W_s = 1.135.a.d \text{ (W/m)}. \quad (2)$$

donde d se expresa en metros.

- c) Emisión por radiación: La radiación se refiere a la emisión continua de energía desde la superficie de todos los cuerpos.

La energía radiante emitida por una superficie, por unidad de tiempo y por unidad de área, depende de la naturaleza de la superficie y de su temperatura.

Efectivamente, en base de los experimentos de John Tyndall, Josef. Stefan dedujo que la cantidad de energía radiante (R), emitida por segundo y por unidad de superficie, es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta (T), en una constante $e = 5,6699 \times 10^{-8}$ unidades MKS, y en el coeficiente de radiación (a) que depende de la naturaleza de la superficie, por lo tanto:

$$R = 5,7 \times 10^{-8} a.T^4 \text{ (Wattios/M}^2\text{)}$$

Considerando las temperaturas absolutas del conductor y del ambiente T_1 y T_2 respectivamente, podemos decir que: La parte superior de la superficie del conductor irradia calor según el siguiente término:

$$5,7 \times 10^{-8} a. T_1^4 \text{ (W/m}^2\text{)}$$

y la parte inferior de la misma, según:

$$5,7 \times 10^{-8} \text{ a. } (T_1^4 - T_2^4) \quad (\text{W/m}^2)$$

Multiplicando los dos términos por la mitad de la circunferencia del conductor y sumándolos para obtener el resultado en watos por metro de longitud, se llega a la fórmula siguiente:

$$W_r = 5,7 \times 10^{-8} \text{ a. } \frac{\pi \cdot d}{2} (2T_1^4 - T_2^4) \quad (\text{W/m})$$

que simplificándola queda:

$$W_r = 8,95 \times 10^{-8} \text{ a. } d (2T_1^4 - T_2^4) \quad (\text{W/m}) \quad (3)$$

- d) Emisión por convección: La expresión convección se a aplica a la propagación del calor de un lugar a otro por movimiento real de la sustancia caliente.

De acuerdo al Transmission and Distribution Reference Book, el valor para el calor p'erdido por convección es el siguiente:

$$W_c = \frac{18 \sqrt{\text{p.v.d.}}}{T_a 0,123} (t_1 - t_2) \quad (\text{W/m}) \quad (4)$$

En donde:

p = presión en atmósferas, que depende de la altitud.

v = 0,6 m/seg, se refiere a la velocidad de propagación del calor por movimiento del aire caliente.

d = diámetro del conductor en metros

T_a = temperatura media entre temperatura máxima del conductor y máxima del medio ambiente en grados Kelvin.

t_1 = temperatura máxima del conductor en °C

t_2 = idem del medio ambiente.

En base a lo expuesto, se puede calcular la fórmula de equilibrio térmico, de acuerdo al enunciado del principio: " Un equilibrio térmico de los conductores de una línea aérea de alta tensión habrá cuando, la energía absorbida por efecto Joule y calentamiento solar sea igual a las pérdidas por radiación y convección".

Es decir, que debemos igualar las ecuaciones 1 y 2 a las 3 y 4:

$$W_j + W_s = W_r + W_c$$

$$I^2 R + 1.135 \cdot a \cdot d = 8,95 \cdot 10^{-8} \cdot a \cdot d \cdot (2T_1^4 - T_2^4) +$$

$$\frac{18 \sqrt{p \cdot v \cdot d}}{T_a^{0,123}} (t_1 - t_2)$$

Para nuestro país se ha aceptado, los valores de 50°C como temperatura máxima del conductor y 24°C , la temperatura máxima del medio ambiente para el presente caso (Datos del Resumen Climatológico del Servicio Nacional de Meteorología..e Hidrología, del cuadro N^o 7). De acuerdo a la altitud de esa zona corresponde una presión de 0,72 atmósfera.

Considerando todos los datos de la línea tendremos:

$$t_1 = 50^{\circ}\text{C} \quad T_1 = t_1 + 273 = 323^{\circ}\text{K}$$

$$t_2 = 24^{\circ}\text{C} \quad T_2 = t_2 + 273 = 297^{\circ}\text{C}$$

$$T_a = \frac{50 + 24}{2} + 273 = 37 + 273 = 310^{\circ}\text{K}$$

$$R = 0,348 \times 10^{-3} \text{ ohm/m.}$$

$$a = 0,4 \text{ (tomado de Transmission y Distribution Reference Book).}$$

$$d = 12,72 \times 10^{-3} \text{ m.}$$

$$p = 0,72 \text{ atmósfera}$$

$$V = 0,6 \text{ m/seg.}$$

Por lo tanto, se puede calcular la intensidad de la corriente máxima permisible, para poder transmitir sin calentamiento excesivo.

Teemplazando en la ecuación de equilibrio los datos ten

demostremos:

$$I^2 \times 0,348 \times 10^{-3} + 1.135 \times 0,4 \times 12,72 \times 10^{-3} = 8,95 \times$$

$$10^{-8} \times 0,4 \times 12,72 \times 10^{-3} (2 \times 323^4 - 297^4)$$

$$+ \frac{18 \sqrt{0,72 \times 0,6 \times 12,72 \times 10^{-3}}}{310^{0,123}} (50 - 24)$$

$$I^2 \times 0,1348 \times 10^{-3} + 5,78 = 45,54 \times 10^{-3} (217,69 - 80)$$

$$+ \frac{18 \times 0,074 \times 26}{2,025}$$

$$I^2 \times 0,348 \times 10^{-3} = 6,28 + 15,85 - 5,78 = 16,35$$

$$I^2 = \frac{16,35 \times 10^3}{0,348} = 46.982$$

$$I = 216 \text{ amperios.}$$

Osea que para la tensión de 22 Kv la potencia que se podrá transmitir sin calentamiento excesivo sería:

$$P = \sqrt{3} \times 22 \times 216 \quad (\text{KVA})$$

$$P = 8220 \quad \text{KVA}$$

Esto nos afirma que la línea que fue diseñada para una potencia de 2500 KVA, no sufrirá efectos debidos a ca lentamiento excesivo del conductor.

3.5 CALCULO MECANICO Y CONDICIONES DE TENDIDO.-

El cálculo mecánico de los conductores tiene por objeto:

- a) Determinar las condiciones de tendido (tensión de tendido) de los conductores, para que, bajo ciertas condiciones definidas en las hipótesis de carga como condiciones más desfavorables, los esfuerzos mecánicos de los conductores no sobrepasen en cierto valor que garantice la seguridad a la rotura.
- b) Determinar para una línea tendida, las variaciones de tensión en función de las variaciones de las condiciones atmosféricas. Estas dos condiciones se resuelven con la llamada "ecuación de cambio de condiciones".
- c) Determinar la curva formada por el conductor para que en las condiciones más desfavorables, la altura de los diversos puntos de la línea sobre el suelo, sobre ciertas obras (carreteras, casas, vías férreas, etc), sea por lo menos igual a aquellas que exigen las normas de seguridad.

En orden creciente de dificultad en cuanto al cálculo mecánico se distinguen tres casos:

- 1.- Aquel de luces horizontales cortas (hasta 300 metros), donde se admite que la tensión es constante a todo lo largo del conductor e igual a la tensión horizontal. La curva del conductor se asimila a una parábola.
- 2.- Aquel de luces horizontales de 300 a 500 metros y sobre todo de luces desniveladas de 50 a 500 metros (con ángulos de inclinación de 30°). Hay entonces que tener en cuenta la relación entre la componente horizontal de la tensión y la tensión total en el punto, en que ella es más elevada. La curva del conductor es todavía asimilable a una parábola.
- 3.- Aquel de luces horizontales de 500 a 1.200 metros (grandes vanos) y de luces desniveladas en un ángulo de 130° .

CONDICIONES DE TENDIDO .-

En el proyecto de subtransmisión debemos considerar las condiciones climatológicas, que en un determinado momento inciden en los cálculos de estructuras, flechas y tensiones.

Trataremos de efectuar un estudio detenido de las condiciones climatológicas, a fin de que las instalaciones se comporten eficientemente en cualquier condición, considerando las normas y reglamentos internacionales establecidas, así como las recomendaciones dadas por

el Instituto Ecuatoriano de Electrificación en el folleto de "Normas para Distribución"

Para el presente proyecto de la línea se ha creído lo más adecuado, basarnos en la información climatológica (datos estadísticos confiables) proporcionados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.

La información está dirigida a la zona por la cual atravezará la línea de subtransmisión, para lo cual se ha tomado los datos de la Estación Cañar y cuya localización geográfica es la siguiente:

Longitud	78° 56'	W
Latitud	02° 33'	S
Elevación	3.1 04 metros	

El análisis de la información meteorológica se efectuó en base a los años 1958 a 1971 de acuerdo a los datos proporcionados en el cuadro N° 7, obteniéndose cifras promedias, observándose que no existe mayor variación entre las cifras medias anuales y el promedio obtenido. Mayores detalles de esta información se verá en el cuadro adjunto.

Cuadro # 7

RESUMEN CLIMATOLOGICOAños 1958 - 1971ESTACION CAÑAR

TEMPERATURA DEL AIRE °C					
Meses	Media	Máx. Media	Mín. Media	Máx. Absoluta	Mín. Absoluta
Enero	11,0	16,4	6,8	20,0	0,0
Febrero	10,9	16,0	7,0	21,5	2,0
Marzo	11,0	16,1	7,2	19,9	2,5
Abril	11,0	16,0	7,1	19,5	1,0
Mayo	11,2	16,0	7,2	24,0	0,0
Junio	10,4	15,3	6,3	20,8	1,5
Julio	10,1	14,7	6,2	19,0	1,0
Agosto	10,3	15,2	6,4	19,9	1,5
Septiembre	10,7	15,9	6,6	20,0	2,2
Octubre	10,9	16,7	6,5	22,0	0,5
Noviembre	10,7	16,5	5,9	20,6	1,0
Diciembre	10,9	16,8	6,4	21,0	-0,5
Promedio	10,9	16,0	6,6	24,0	-0,5

Con respecto a las temperaturas medidas, en la ruta Azogues-Cañar, que es por donde seguirá la línea de subtransmisión podemos considerar los siguientes datos:

Mínimos 0,0 °C
 Media 11,0 °C
 Máxima 24,0 °C

Con relación a la velocidad del viento en esta zona, podemos considerar, la velocidad media del viento de 4,21 m/s igual a 15,15 Kms/hora y la máxima alcanzó 9,9 m/s, equivalente a 36 Kms/hora (Cuadro N° 8).

Para determinar las condiciones de carga en otros países, - parten de hipótesis principales: la de invierno y la de verano. Para nuestro país no es posible hacer esa consideración, por cuanto no tenemos una variación importante en las estaciones.

Los estados atmosféricos y climatológicos considerados para este proyecto, se han basado fundamentalmente en las siguientes hipótesis de cálculo considerando 4 estados a saber:

Estado 1 :

Temperatura máxima y acción del viento nula.

Estado 2 :

Temperatura media y máxima presión del viento.

Estado 3 :

Temperatura mínima y acción del viento media .

Estado 4 :

Temperatura ambiente y acción del viento nula.

Para determinar el coeficiente de seguridad "K" para la rotura del conductor, de acuerdo a las normas VDE para el cálculo respectivo se ha asignado una tensión máxima admisi

ble para el conductor a utilizarse. La fórmula es la siguiente:

$$K = \frac{\text{carga de rotura}}{\text{carga máxima admisible}} = \frac{\text{carga de rotura}}{\text{tensión admisible} \times \text{sección}}$$

cuyos valores para el conductor N° 3/0 ACSR son:

carga de rotura 3.034 Kgr.

tensión admisible para una relación de secciones Aluminio/Acero 5 a 6,5 es : 10 Kg/mm² (tomado de Normas para Líneas de Transmisión publicado por CADAFFE).

Sección : 98,77 mm²

Reemplazando estos valores tendremos:

$$K = \frac{3.034 \text{ Kgr}}{10 \text{ Kgr/mm}^2 \times 98,77 \text{ mm}^2} = 3$$

Es decir, que el factor de seguridad para la rotura del conductor para nuestros cálculos será de 3.

VALORES PROMEDIOS DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Promedio del año	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/seg)		
	07 Horas	13 Horas	19 Horas
1962	5.8	9.9	4.2
1963	4.8	6.9	4.9
1964	3.8	6.2	4.2
1965	3.7	6.2	3.4
1968	3.1	5.5	2.6
1969	3.5	3.9	3.5
1971	2.6	4.7	2.4
Promedio	3,9	6,18	3.6

3.6 CALCULO A PARTIR DE LA NOCION DE PARAMETRO Y CATENARIA .-

Consideremos un conductor suspendido a lo largo de un vano (a) sobre los apoyos de igual altura; tomará como otra cualquier cuerda, la posición de la catenaria, formado en medio del vano la flecha máxima (f).

Consideremos el punto de suspensión B como punto de giro, la resultante con respecto a él de todos los momentos de giro ha de ser nulo. Tendremos por tanto que si:

T = tensión sobre el conductor

G = carga del conductor (peso + sobre carga)

f = flecha máxima

L = longitud del conductor

Por lo tanto tendremos según Anexo N^o 7 :

$$T \cdot f = G \frac{L}{2} \cdot \overline{CB} \quad (I)$$

como la flecha es siempre pequeña con relación al vano AB, podemos aceptar que el arco AB = a y el arco N'KB = NB = $\frac{a}{2}$

Bajo estas condiciones $\overline{CB} = \frac{a}{4}$, de donde:

$$T \cdot f = G \frac{a}{2} \cdot \frac{a}{4} = G \frac{a^2}{8} \quad \text{de donde:}$$

$$f = G \frac{a^2}{8T} \quad \text{ó} \quad T = G \frac{a^2}{8f} \quad (II)$$

Por otra parte, también tenemos que seguir el principio de Besnoulli que establece que la curva de equilibrio de un hilo homogéneo de peso uniforme, flexible e inextensible, suspendido de dos puntos fijos situados al mismo nivel , es una - catenaria en la cual:

- a) La componente horizontal de la tensión es constante e igual a t en todos los puntos.
- b) La componente vertical de la tensión en cualquier punto es $g \cdot s$, siendo s la longitud de cable considerado.
- c) La tensión total en un punto será la suma vectorial de los dos anteriores.

Tomando por ejes coordenados la directriz y el eje de simetría de la curva (como se indica en el Anexo N° 8), la ecuación de la catenaria se escribe:

$$Y = P \cdot \text{Cos h} \frac{X}{p} \quad (1)$$

Donde:

Cos h = coseno hiperbólico

P = parámetro

Desarrollando en serie $\text{Cos h} \frac{x}{p}$, la ecuación se transforma en:

$$Y = p \left(1 + \frac{x^2}{2p^2} + \frac{x^4}{4p^4} + \frac{x^6}{6p^6} \dots \dots \dots \right) \quad (2)$$

Tomando sólo los dos miembros de (2), tenemos la ecuación

de una parábola y si procedemos a transportar el origen de coordenadas al punto N haciendo:

$$Y = f + p \quad \text{y} \quad x = x$$

La ecuación original de la parábola se transforma en:

$$f + p = p + \frac{x^2}{2p}, \quad \text{luego}$$

$$f = \frac{x^2}{2p} \quad (3)$$

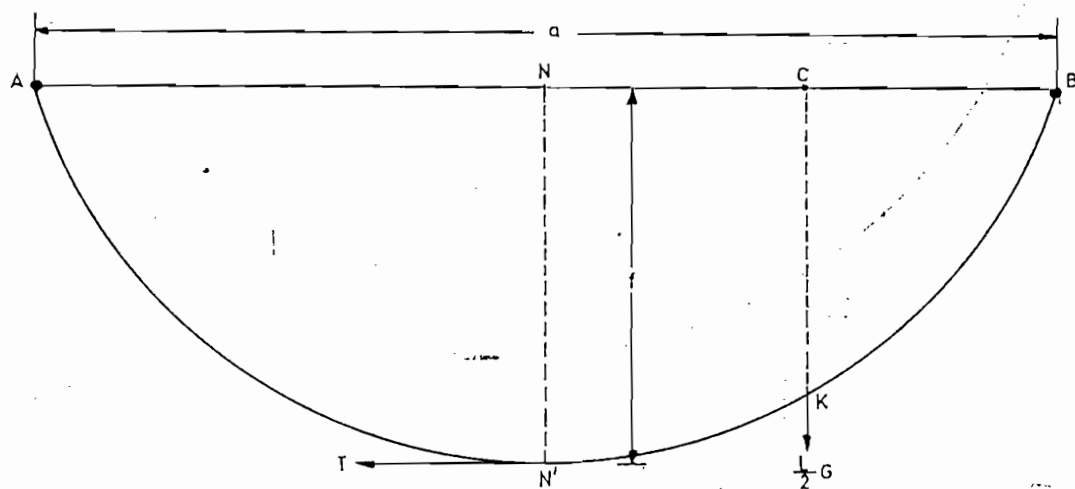
Se ha tomado la habitud de reemplazar la catenaria por la parábola que acabamos de definir, obteniendo como resultado cálculos más simples. Es evidente que tal aproximación resulta válida cuando las dos curvas permanecen suficientemente vecinas. Si en la ecuación (3) reemplazamos el valor de x por la relación:

$$a = 2x \quad \text{ó} \quad x = \frac{a}{2}$$

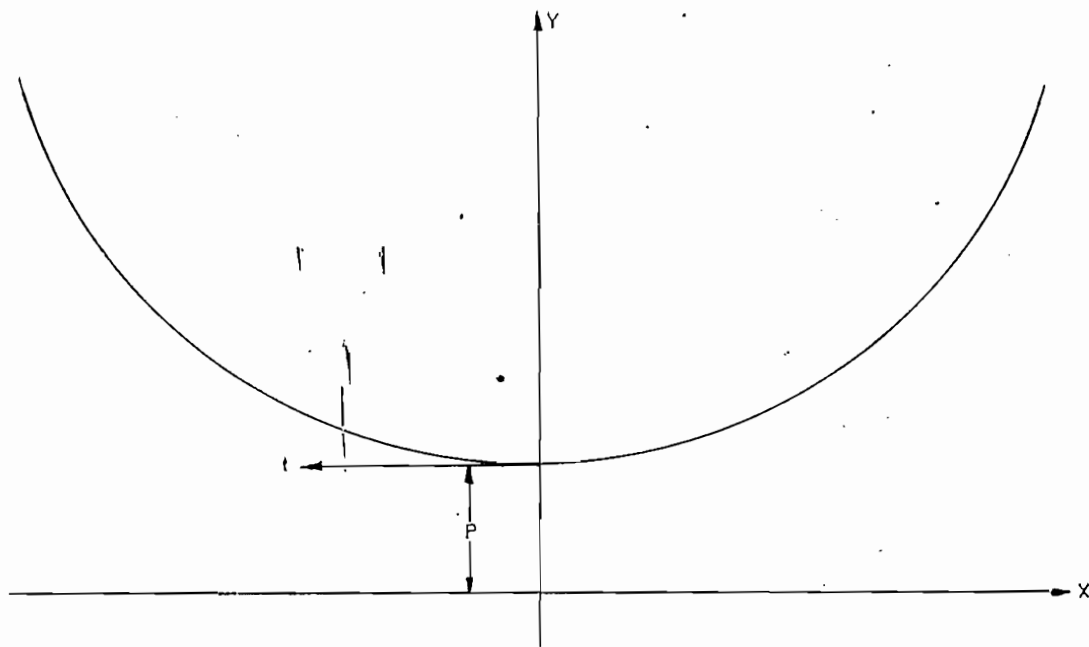
Para comparar con la ecuación (II) tendremos:

$$Y = f = \frac{a^2}{4 \cdot 2p} = \frac{a^2}{8p} \quad \text{entonces} \quad f = \frac{a^2}{8p} \quad (III)$$

Anexo N° 7. Curva de Equilibrio



Anexo N° 8. Curva de Equilibrio en base al Parámetro



$$L = a + \frac{8 \cdot G^2 \cdot a^4}{3.64 T^2 a} = a + \frac{G^2 a^3}{24 T^2}$$

$$L = a \left(1 + \frac{a^2 G^2}{24 T^2} \right)$$

3.7 DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y APOYOS A DISTINTO NIVEL .-

La separación horizontal mínima entre los conductores se fijarán aplicando la fórmula siguiente:

$$D = K \sqrt{f} + \frac{V}{150}$$

donde:

f = flecha (mts)

D = distancia en (mts)

K = factor que depende del material, para ACSR K = 0,75

V = voltaje en kilovoltios

Para el proyecto en estudio calcularemos esta distancia, - una vez conocida la flecha máxima.

La distancia mínima que debe existir entre los conductores y el poste o apoyos de sustentación (masa) vendrá determinada por la fórmula:

$$d = 0,1 + \frac{V}{150} \quad (\text{m}), \quad \text{donde:}$$

En los cruces de carreteras especialmente aquellos destinados a transporte pesado, la altura mínima no podrá ser menor de 8 m.

La altura mínima en cruces con líneas telefónicas ó líneas de baja o alta tensión será de 2 m.

En el supuesto caso de que la línea tenga que atravesar por zonas pobladas, la altura mínima exigible será de 2,5 m. sobre los techos de las casas.

APOYOS A DISTINTO NIVEL .-

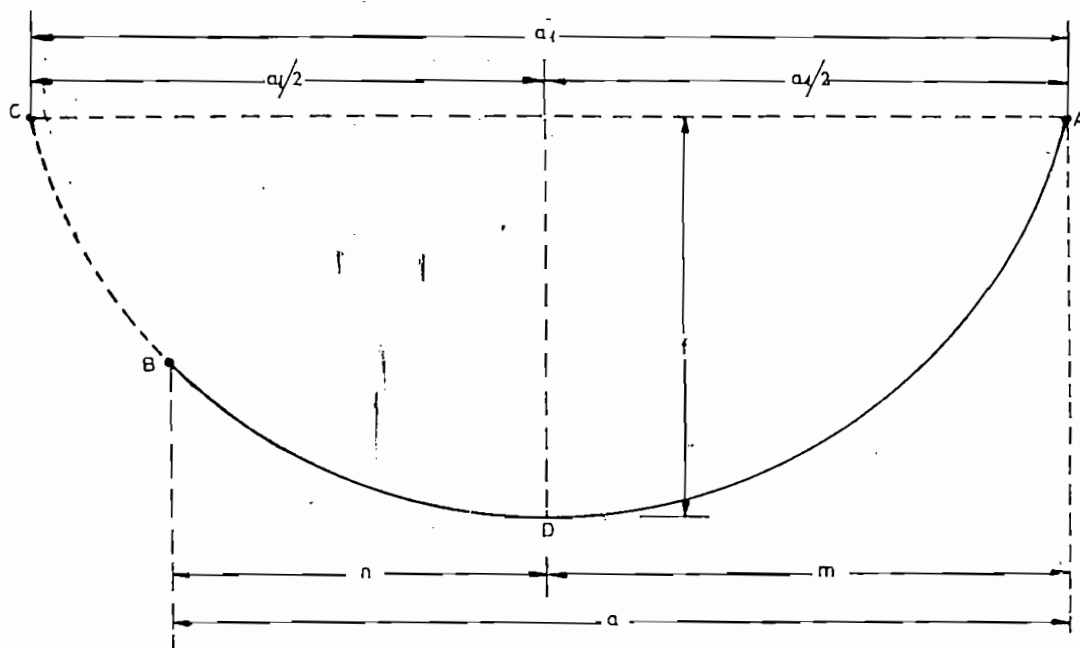
Si existieran dos apoyos que estén a distinta altura (como los anexos N^o 9 y 10), siendo h la diferencia de nivel, si prolongamos el arco de parábola que forma el hilo hasta el punto c , tendremos el arco CBDA con sus extremos A y C a la misma altura. El vano será entonces Q_1 llamado vano ficticio, con el cual podremos calcular el valor de f . porque se trataría del caso anterior (apoyos al mismo nivel).

El vano ficticio se calcula por la fórmula:

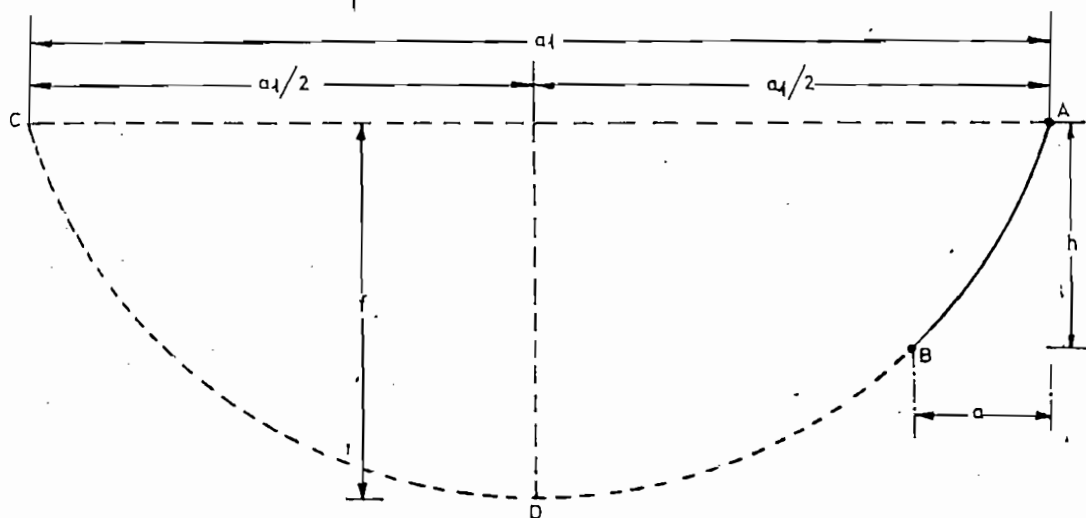
$$Q_1 = a + \frac{2.T.h}{a.G}$$

cuyos valores son conocidos y la flecha por lo tanto será:

Anexo N° 9. Apoyos a distinto nivel (flecha ficticia a la derecha)



Anexo N° 10. Apoyos a distinto nivel (flecha ficticia a la izquierda)



$$f = \frac{G \cdot a^2}{8 \cdot T}$$

que dista de los amarres las longitudes m y n que tienen por valor:

$$M = \frac{G \cdot a^2 + 2 \cdot T \cdot h}{2 \cdot a \cdot G} \quad \text{y} \quad N = \frac{G \cdot a^2 - 2 \cdot T \cdot h}{2 \cdot a \cdot G}$$

Para el presente caso estudiado la flecha ficticia (f) está a la derecha del punto de suspensión B , pero puede ocurrir - que esté a la izquierda como se indica en el Anexo N° 9, de ambas formas, el cálculo es el mismo.

3.8 SOLUCION DE LA ECUACION DE CAMBIO DE CONDICIONES.- Vano Crítico y Vano Medio

La tensión interna del conductor y su flecha no está determinada solamente por su peso y por las cargas extras, sino también por su temperatura que durante el funcionamiento de la línea, será algo mayor que la del aire. Cada aumento de temperatura produce una dilatación del conductor que tendrá como consecuencia un aumento de la flecha (f) y una disminución de la tensión específica T . Es obvio, que cada disminución de temperatura producirá consecuencias contrarias. Para poder expresar, matemáticamente la influencia de las cargas externas (viento) y de la temperatura sobre la tensión interna y la flecha de los conductores, hay que formar una ecuación en la que intervengan las

dos magnitudes g y t simultáneamente.

Dicha ecuación es la llamada "ecuación del cambio de condiciones" en la cual figuran: los valores de las tensiones inicial y final, debido ésta a las sobrecargas y variaciones de temperatura; las temperaturas extremas a que se hallan sometidos los conductores, el coeficiente de alargamiento elástico del material que esta formado el conductor (por metro de longitud), el coeficiente de dilatación del material considerado (por metro de longitud y un grado centígrado); los pesos por metro de conductor con sobrecarga y sin ella.

Para poder determinar esta ecuación consideramos que la longitud de un conductor esta sujeto a cargas extras, representadas por g_1 y luego a otras indicadas por g_2 , se puede expresar según la ecuación siguiente:

$$L_1 = a \left\{ 1 + \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 \frac{a^2}{24} \right\}$$

$$L_2 = a \left\{ 1 + \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \frac{a^2}{24} \right\}$$

habrá una diferencia $L_1 - L_2$:

$$L_1 - L_2 = \frac{a^3}{24} \left\{ \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right\}$$

Por lo tanto la diferencia de las longitudes respectivas del conductor, también se puede expresar como una dilatación elástica, ocurrida como consecuencia del aumento de cargas mecánicas y suponiendo que $t_2 > t_1$, esto tiene que ser:

$$\Delta L = \frac{a (t_2 - t_1)}{E}$$

siendo E en Kg/mm^2 , el módulo de elasticidad del material considerado y poniendo $B = \frac{1}{E}$ resulta :

$$\Delta L_1 = a.B (t_2 - t_1)$$

Suponiendo ahora que también la temperatura ha variado de θ_1 a θ_2 , siendo $\theta_2 < \theta_1$, el conductor a consecuencia de esta variación tiene que sufrir una contracción térmica definida por su coeficiente de dilatación térmico δ y por diferencia de las temperaturas. Para un conductor sin cargas mecánicas, esta dilatación sería:

$$\Delta L_2 = a . \delta . (\theta_1 - \theta_2)$$

El cambio total de la longitud del conductor está definido por la suma de las dilataciones (interpretando la contracción como una dilatación negativa) elástica y térmica.

$$\Delta L = a . \delta (\theta_1 - \theta_2) - a B (t_2 - t_1)$$

Ahora bien, la diferencia de la longitud del conductor, calculada de este modo, tiene que ser igual a la diferencia calculada por medio de las ecuaciones de la longitud de arco, - pues las magnitudes t_1 , g_1 , t_2 , g_2 ; representan los valores de uno y otro estado del conductor, por lo tanto tendremos:

$$\frac{a^3}{24} \left\{ \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right\} = a \delta (\theta_1 - \theta_2) - aB (t_2 - t_1)$$

$$\frac{a^2}{24} \left\{ \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right\} = \delta (\theta_1 - \theta_2) - B (t_2 - t_1)$$

Esta ecuación es conocida bajo el nombre de "ecuación de estado del conductor" ó "ecuación del cambio de condiciones" y con ella se puede calcular todas las tensiones específicas del conductor, para cualquier variación de carga mecánica y temperatura.

VANO CRITICO .- A partir de esta fórmula se harán las siguientes consideraciones:

- a) Para vanos muy pequeños, matemáticamente se expresa por la condición extrema que $a \rightarrow 0$, por lo tanto tendremos:

$$\delta (\theta_1 - \theta_2) = B (t_2 - t_1)$$

Resultados que permiten demostrar que, las tensiones de -

un conductor para vanos muy pequeños, son dependientes solamente de la temperatura y ninguna influencia de las sobrecargas provocadas por el viento.

- b) Para vanos grandes, tendremos que dividir la ecuación para a^2 y hacer que $a \rightarrow \infty$, por lo tanto tendremos:

$$\left(\frac{g_1}{t_1}\right)^2 = \left(\frac{g_2}{t_2}\right)^2$$

lo que indica que las tensiones de los conductores tendidos en vanos muy largos, están determinados mayormente por las cargas exteriores que por la temperatura. La conclusión práctica es que las tensiones máximas de los conductores tendidos en vanos muy largos se producen por sobrecargas exteriores y no por temperaturas muy bajas.

Del análisis de estas dos condiciones extremas ($a = 0$ y $a = \infty$), se puede deducir la existencia de un vano intermedio en el que la máxima tensión específica del conductor, se producirá por sobrecarga y temperatura; este vano intermedio, se denomina "Vano Crítico" ($A = A_{cr}$), y se le puede expresar por la ecuación del estado, expresando que la carga máxima $g_{máx}$, que actúa con la temperatura $\theta_{máx}$, tiene que producir la misma tensión del conductor :
 $t_{máx} = t_1 = t_2$, que produciría la temperatura $\theta_{min.}$, que se realiza con cargas $g_{min.}$

Por lo tanto haciendo:

$$t_{\text{máx}} = t_1 = t_2$$

$$g_1 = g_{\text{min.}}$$

$$g_2 = g_{\text{máx.}}$$

$$\theta_1 = \theta_{\text{min.}}$$

$$\theta_2 = \theta_{\text{máx.}}$$

... h v

tendremos:

$$\frac{A^2 \text{ cr.}}{24} \left(\frac{g^2_{\text{min.}} - g^2_{\text{máx.}}}{t^2_{\text{máx.}}} \right) = \delta (\theta_{\text{min.}} - \theta_{\text{máx.}}) - B (t_{\text{máx.}} - t_{\text{máx.}})$$

$$A^2 \text{ cr.} = 24 \delta t^2_{\text{máx.}} \left(\frac{\theta_{\text{min.}} - \theta_{\text{máx.}}}{g^2_{\text{min.}} - g^2_{\text{máx.}}} \right)$$

$$A \text{ cr.} = t_{\text{máx.}} \sqrt{24 \delta \left(\frac{\theta_{\text{máx.}} - \theta_{\text{min.}}}{g^2_{\text{máx.}} - g^2_{\text{min.}}} \right)}$$

El cálculo correspondiente para esta línea de subtransmisión, se hará bajo las siguientes condiciones técnicas del conductor y climatológicas:

CARACTERISTICAS TECNICAS DEL CONDUCTOR:

Conductor	ACSR
Calibre	Nº 3/0
Número de hilos	6 Al - 1 acero
Diámetro exterior	12,72 mm.

Sección Aluminio	84,66 mm ²
Sección acero	14,11 mm ²
Peso unitario	345,49 Kg/Km
Módulo de elasticidad final "E"	8.000 Kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	19,1 x 10 ⁻⁶ °C
Carga de rotura	3034 Kg
Tensión máxima admisible	10 Kg/mm ²

CONDICIONES CLIMATICAS PARA LOS CALCULOS .-

Para determinar las condiciones climáticas sobre las cuales se harán los cálculos; nos basaremos en los datos proporcionados por el Instituto de Hidrología y Meteorología, en lo referente a la velocidad del viento y variación de temperatura que fueron resumidos en las "condiciones de tendido" establecido anteriormente.

Considerando que estas estadísticas pueden adolecer de algún error debido a descorrecciones en lecturas o apreciaciones indebidas, se ha creído conveniente por precaución, utilizar ciertos criterios recomendados como medidas de seguridad que hasta cierto punto irán en beneficio del proyecto sin incidir mayormente en la parte económica; en base a esto, los datos que servirán para nuestros cálculos serán los siguientes de acuerdo a los estados ya establecidos anteriormente:

	Temperatura (°C)	Velocidad Viento (Km/h)	Presión Viento (Kg/m ²)
Estado 1	50	0	0
Estado 2	15	90	33
Estado 3	0	50	10
Estado 4	20	0	0

Calcularemos algunos datos que son necesarios:

Fuerza del viento:

$$\text{Para } P = 33 \text{ Kg/m}^2 \quad F = p \times d = 33 \times 0,01272 = 0,42 \text{ Kg/m}$$

$$\text{Para } P = 10 \text{ Kg/m}^2 \quad F = p \times d = 10 \times 0,01272 = 0,13 \text{ Kg/m}$$

Cargas específicas sin viento:

$$\text{peso propio} = g_p = \frac{\text{peso por metro}}{\text{Sección}} = \frac{0,34549}{98,77} = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m}$$

Para los estados en los cuales se considera la presión del viento, las cargas son las siguientes:

$$g = \sqrt{g_v^2 + g_p^2}$$

$$g_v = \frac{\text{Presión del viento} \times \text{diámetro del conductor}}{\text{Sección del conductor}}$$

$$\text{Para } P = 33 \text{ Kg/m}^2$$

$$g_v = \frac{33 \times 0,01272}{98,77} = 4,3 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m}$$

$$g = \sqrt{(4,3 \times 10^{-3})^2 + (3,49 \times 10^{-3})^2} = 5,53 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m}$$

Para $P = 10 \text{ Kg/m}^2$

$$g_v = \frac{10 \times 0,01272}{98,77} = 1,3 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m}$$

$$g = \sqrt{(1,3 \times 10^{-3})^2 + (3,49 \times 10^{-3})^2} = 3,72 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m}$$

De acuerdo a los cálculos efectuados los datos que se considerarán para los diferentes estados serán los siguientes:

	<u>Temperatura (°C)</u>	<u>Presión (Kg/mm²m)</u>
Estado 1	50	$3,49 \times 10^{-3}$
Estado 2	15	$5,53 \times 10^{-3}$
Estado 3	0	$3,72 \times 10^{-3}$
Estado 4	20	$3,49 \times 10^{-3}$

CÁLCULO DEL VANO CRÍTICO .-

Para el presente caso tendremos que la carga máxima (peso del conductor más presión del viento de $5,53 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m}$), que actúa con una temperatura de $15 \text{ }^\circ\text{C}$, tiene que producir la misma tensión del conductor que produciría la temperatura de 0°C con una presión de $3,72 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m}$. Por tanto el vano crítico en nuestro caso tendría lugar entre los estados 2 y 3. Introduciendo los valores tendremos:

$$A_{cri} = t \text{ máx} \sqrt{\frac{24 \delta (\theta \text{ máx} - \theta \text{ min})}{g^2 \text{ máx} - g^2 \text{ min}}} = 10 \sqrt{\frac{24 \times 19,1 \times 10^{-6} (15-0)}{(5,53 \times 10^{-3})^2 - (3,72 \times 10^{-3})^2}}$$

$$A_{cri} = 202 \text{ mts.}$$

SOLUCIONES DE LA ECUACION DEL CAMBIO DE CONDICIONES.-

Teníamos según lo deducido la ecuación en la siguiente forma:

$$\frac{a^2}{24} \left\{ \left(\frac{g_1}{t_1} \right)^2 - \left(\frac{g_2}{t_2} \right)^2 \right\} = \delta (\theta_1 - \theta_2) - B (t_2 - t_1)$$

poniendo en función de t_1 tendremos:

$$t_1^3 - t_1^2 \left\{ t_2 - \frac{a^2 g_2^2 E}{24 t_2^2} - E \delta (\theta_1 - \theta_2) \right\} = \frac{a^2 g_1^2 E}{24}$$

$$\text{donde : } E = \frac{1}{B}$$

La ecuación anterior es una ecuación de tercer grado en t_1 , en la cual son conocidos g_1 , g_2 , θ_1 , θ_2 , δ , E ; pudiendo ser calculado t_1 en función del vano a .

Los subíndices 2 debemos reemplazar por los valores correspondientes al estado básico, que para el presente caso sería el estado 3, por lo tanto, tendremos:

Datos del Estado
Básico

$$\left\{ \begin{array}{l} t_2 = 10 \text{ Kg/mm}^2 \\ g_2 = 3,72 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m} \\ \theta_2 = 0^\circ\text{C} \\ E = 8000 \text{ Kg/mm}^2 \\ \delta = 19,1 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C} \end{array} \right.$$

Reemplazando los valores:

$$t_1^3 - t_1^2 \left\{ 10 - \frac{a^2 (3,72 \times 10^{-3})^2 \times 8000}{24 \times 10^2} - 19,1 \times 10^{-6} \times 8000 (\theta_1 - 0) \right\} =$$

$$a^2 \cdot g_1 \frac{8000}{24}$$

$$t_1^3 - t_1^2 \left(10 - \frac{a^2 110,7 \times 10^{-5}}{24} - 152,8 \times 10^{-3} \theta_1 \right) = 333,33 a^2 \cdot g_1^2$$

$$t_1^3 - t_1^2 \left(10 - 0,46 \times 10^{-4} a^2 - 152,8 \times 10^{-3} \theta_1 \right) = 333,33 a^2 \cdot g_1^2$$

Con la ecuación obtenida, calcularemos los valores de las tensiones y flechas para los diferentes estados, para el cálculo tomaremos los valores de los vanos desde 75 mts, con intervalos de 25 mts hasta 300 mts.

Los cálculos para el estado 1, serán los siguientes:

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 75 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 4,6 \times 10^{-4} \times 10^{-5} \times 0,75^2 - 10^{-3} \times 152,8 \times 50) =$$

$$333,33 \times 10^{-4} \times 0,75^2 \times (3,49 \times 10^{-3})^2$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,26 - 7,64) = 22,8$$

$$t_1^3 - 2,50 t_1^2 = 22,8$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 3,8 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4}{8 \times 3,8} = 0,6$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \begin{cases} a = 100 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m} \end{cases}$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 4,60 \times 10^{-4} \times 10^{-5} - 10^{-3} \times 152,8 \times 50) =$$

$$333,33 \times 10^{-4} \times (3,49 \times 10^{-3})^2$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,460 - 7,64) = 40,56$$

$$t_1^3 - 1,89 t_1^2 = 40,56$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 4,2 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4}{8 \times 4,2} = 1,03 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \quad \left\{ \begin{array}{l} a = 125 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 1,25^2 - 7,64) = 40,56 \times 1,25^2$$

$$t_1^3 - 1,6 t_1^2 = 63,4$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 4,6 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 1,25^2}{8 \times 4,6} = 1,48 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \quad \left\{ \begin{array}{l} a = 150 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 1,5^2 - 7,64) = 40,56 \times 1,5^2$$

$$t_1^3 - 1,32 t_1^2 = 91,3$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 5 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 1,5^2}{8 \times 5} = 1,96 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 175 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 1,75^2 - 7,64) = 40,56 \times 1,75^2$$

$$t_1^3 - 0,95 t_1^2 = 124,2$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 5,3 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 1,75^2}{8 \times 5,3} = 2,52 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 200 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 2^2 - 7,64) = 40,56 \times 2^2$$

$$t_1^3 - 0,52 t_1^2 = 162$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 5,65 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 2^2}{8 \times 5,65} = 3,08 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 225 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m.} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 2,25^2 - 7,64) = 40,56 \times 2,25^2$$

$$t_1^3 - 0,03 t_1^2 = 205$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 5,95 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 2,25^2}{8 \times 5,95} = 3,7 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 250 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 2,5^2 - 7,64) = 40,56 \times 2,5^2$$

$$t_1^3 + 0,5 t_1^2 = 253,5$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 6,2 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 2,5^2}{8 \times 6,2} = 4,4 \text{ m.}$$

$$\text{Datos del nuevo estado} \left\{ \begin{array}{l} a = 275 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2\text{m} \end{array} \right.$$

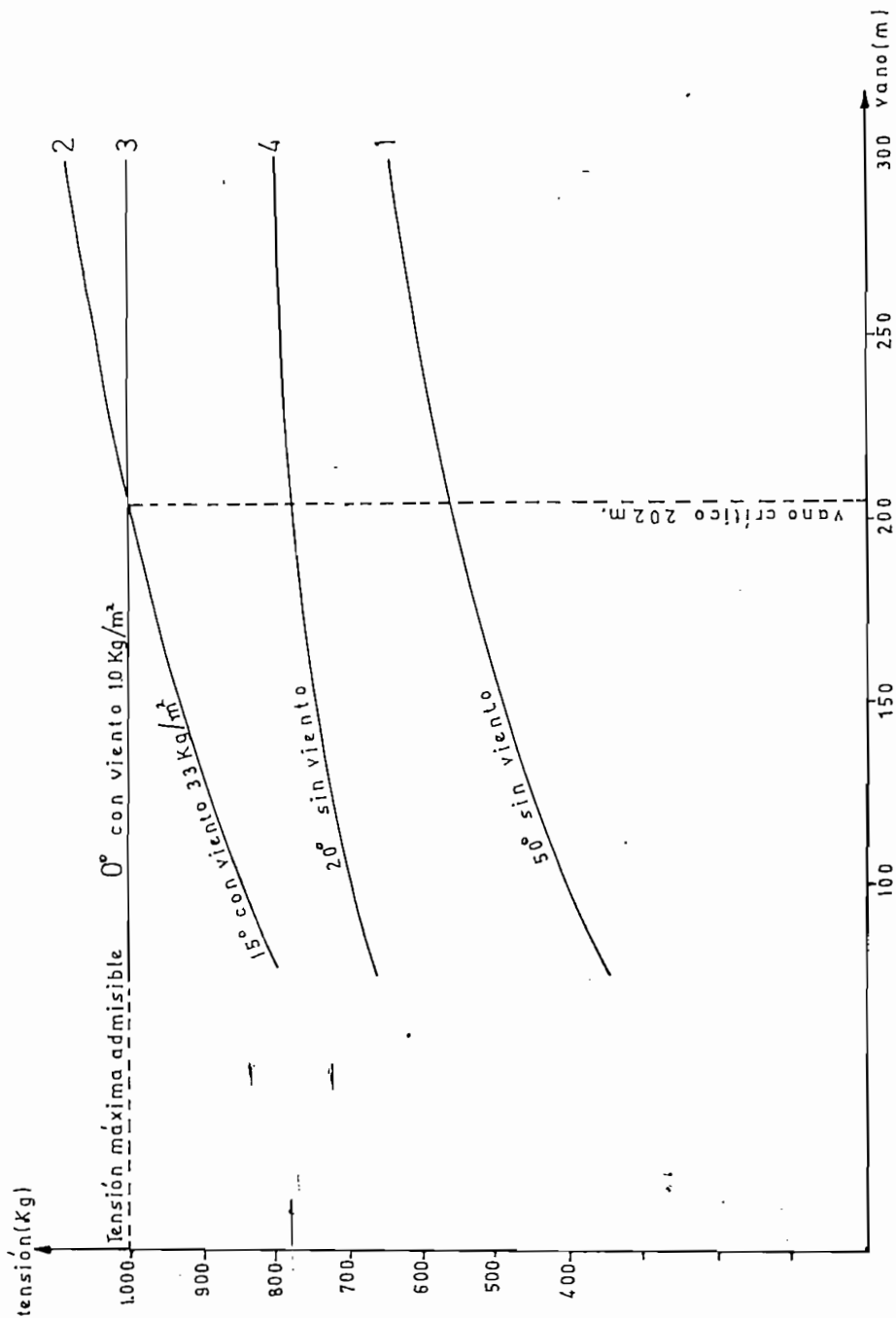
Cuadro # 9.

VALORES DE TENSIONES Y FLECHAS

	Vano "a" m	Km/h	Tempt. °C	s_1 Kg/mm ² m	t_1 Kg/mm ²	Flecha "f" m
Estado 1	75	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	3,8	0,60
	100	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	4,2	1,03
	125	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	4,6	1,48
	150	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	5,0	1,96
	175	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	5,3	2,52
	200	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	5,65	3,08
	225	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	5,95	3,7
	250	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	6,2	4,4
	275	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	6,4	5,15
	300	0	50	$3,49 \times 10^{-3}$	6,6	5,95
Estado 2	75	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	8,3	0,45
	100	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	8,6	0,8
	125	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	8,9	1,2
	150	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	9,3	1,67
	175	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	9,65	2,2
	200	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	9,96	2,77
	225	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	10,15	3,44
	250	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	10,55	4,09
	275	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	10,85	4,81
	300	90	15	$5,53 \times 10^{-3}$	11,05	5,63

	75	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	0,25
Estado 3	100	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	0,46
	125	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	0,73
	150	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	1,04
	175	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	1,42
	200	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	1,86
	225	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	2,35
	250	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	2,9
	275	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	3,51
	300	50	0	$3,72 \times 10^{-3}$	10	4,18
	75	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,10	0,40
Estado 4	100	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,25	0,6
	125	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,4	0,92
	150	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,55	1,3
	175	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,65	1,75
	200	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,8	2,24
	225	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	7,9	2,8
	250	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	8	3,4
	275	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	8,1	4,07
	300	0	20	$3,49 \times 10^{-3}$	8,25	4,76

Anexo N° 11.—Curvas de la Función Tensión-Vano



$$t_1^3 - t_1^2 (10 - 0,46 \times 2,75^2 - 7,64) = 40,56 \times 2,75^2$$

$$t_1^3 + 1,1 t_1^2 = 306,7$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 6,4 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 2,75^2}{8 \times 6,4} = 5,15 \text{ m.}$$

Datos del nuevo estado

$$\left\{ \begin{array}{l} a = 300 \text{ m.} \\ \theta_1 = 50 \text{ }^\circ\text{C} \\ g_1 = 3,49 \times 10^{-3} \text{ Kg/mm}^2 \text{ m} \end{array} \right.$$

$$t_1^3 - t_1^2 (10 + 0,46 \times 3^2 - 7,64) = 40,56 \times 3^2$$

$$t_1^3 + 1,78 t_1^2 = 365$$

Resolviendo esta ecuación tenemos $t_1 = 6,6 \text{ Kg/mm}^2$

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot t} = \frac{3,49 \times 10^{-3} \times 10^4 \times 9}{8 \times 6,6} = 5,95 \text{ m.}$$

Igual procedimiento de cálculo se adoptó para los estados 2, 3 y 4, habiéndose obtenido como resultado, los valores que se indican en el cuadro N° 9.

Con los datos obtenidos de las tensiones en función de los

vanos en los diferentes estados, hemos dibujado las curvas - que se indican en el anexo N^o 10.

De acuerdo a la fórmula para la separación entre conductores y una vez obtenido el valor de las respectivas flechas para los diferentes vanos, hemos calculado la separación mínima en tre conductores en el cuadro N^o 10.

VANO MEDIO .- Cuando están ya elegidas la tensión y sec ción de una línea de subtransmisión, el factor que aún puede tener influencia sobre la inversión, es el vano de la línea. En casos especiales como por ejemplo, si la línea atraviesa topografía difícil, los vanos no se pueden elegir, sino que es tán determinados por la topografía del terreno; pero en los casos más frecuentes, como en el presente, en que el traza do de la línea sigue un terreno llano o levemente ondulado, se puede realizar en toda la línea, vanos aproximadamente iguales y elegir su longitud.

El vano elegido determina el número de los soportes de la línea, y luego la altura y la estructura de estos, corres pondiendo a mayores vanos menor número de soportes, pe ro mayor altura de éstos por el aumento de la flecha y ma yores esfuerzos actuantes sobre ellos.

De acuerdo a las características proporcionadas por la Em presa Eléctrica Azogues, los postes a usarse en esta línea serán de madera de eucalipto tratado de 10 metros de longitud y crucetas de madera tratada. En retensiones y en

aquellos sitios donde se deben ubicar estructuras para vanos largos se podría usar postes de hormigón de 11 metros de longitud. En base a estos datos la longitud de empotramiento de los postes será la siguiente:

$$L = \frac{\text{longitud del poste (m)}}{10} + 0,50 \text{ m.}$$

para postes de 10 m. :

$$L = 1 + 0,50 = 1,50 \text{ m.}$$

para postes de 11 m. :

$$L = \frac{11}{10} + 0,50 = 1,60 \text{ m.}$$

CUADRO N^o 10

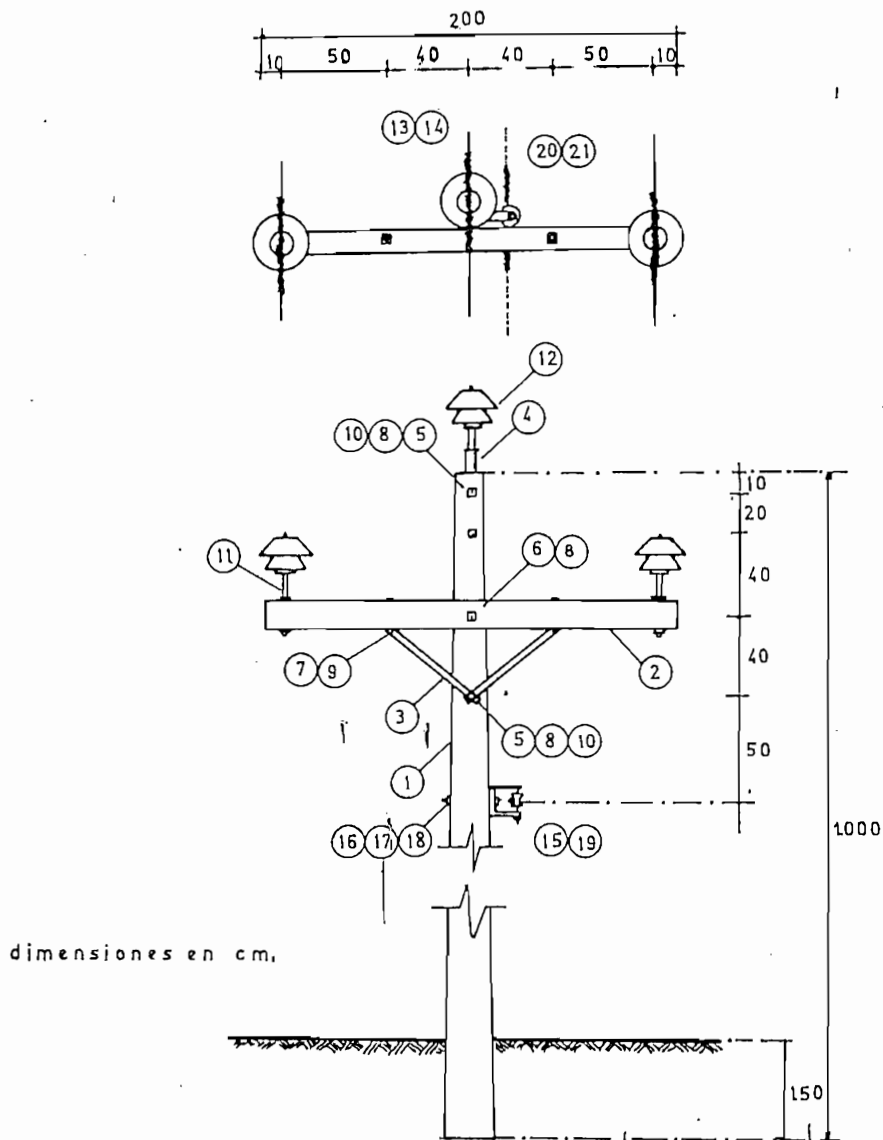
SEPARACION MINIMA ENTRE CONDUCTORES

Vano	Voltaje Nominal "Kv"	Flecha máxima (m)	Distancia Mínima entre conductores
100	22	1,03	0,91
125	22	1,48	1,06
150	22	1,96	1,20
175	22	2,52	1,34
200	22	3,08	1,47
225	22	3,7	1,60
250	22	4,4	1,72
275	22	5,15	1,85
300	22	5,95	1,98

Para determinar las distintas estructuras que serán utilizadas en la presente línea de subtransmisión es conveniente - dar una descripción general de las características y el tipo que se utilizarán en este proyecto, para lo cual nos basaremos en el folleto "Normas para Distribución" editado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y que específicamente son las siguientes:

- 1) Apoyos de alineación o tangencia, que servirán sólo para - sostener los conductores, debiendo ser empleados solamente en alineaciones rectas y usaremos el tipo "P" como se indica en el anexo N^o 12.
- 2) Apoyos de ángulo, que se utilizan para sostener los conductores en los vértices de los ángulos que forman las alineaciones y usaremos el tipo "HRR" como se indica en el anexo N^o 13.
- 3) Apoyos de anclaje, que son destinados a formar puntos fijos de la línea, se colocarán cada 2 Km. y se usará el tipo "HRR" como se indica en el anexo N^o 13.
- 4- Apoyos terminales, son aquellos que se encuentran diseñados para soportar en su totalidad los tiros unilaterales de los conductores y usaremos el tipo "HRT" como se indica en el anexo N^o 14.

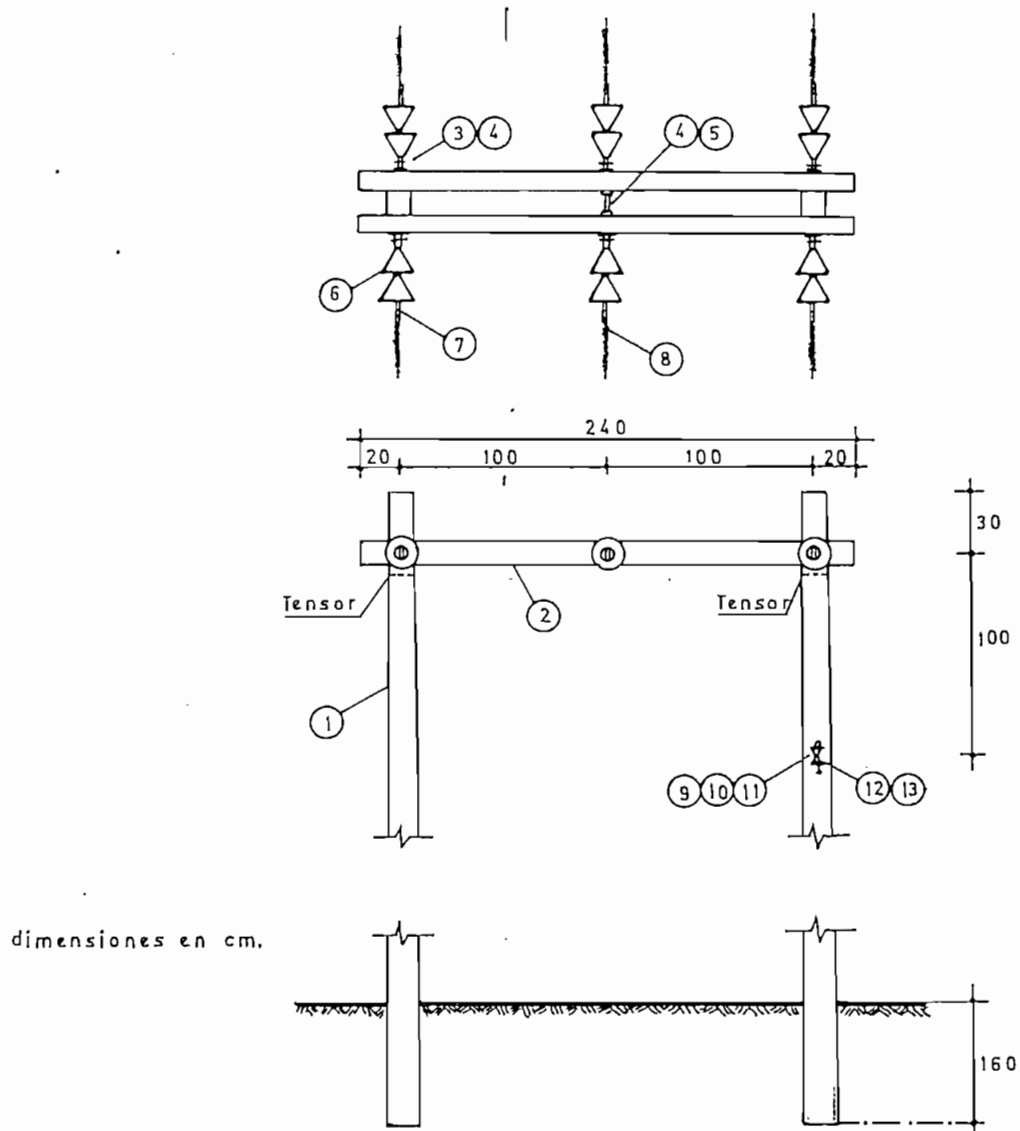
De acuerdo a las estructuras anteriormente indicadas para la línea de subtransmisión y considerando la separación -



LISTA DE MATERIALES

N°	Cant.	Descripción	N°	Cant.	Descripción
1	1	Poste de madera de 10 m.	12	3	Aislador tipo espiga (PIN)
2	1	Cruceta de madera de 2.00 m.	13	3	Varillas cortas para armar, simple soporte
3	2	Pie amigo de ángulo	14	3	Alambre de atar
4	1	Extensión en punta de poste			<u>PARA NEUTRO</u>
5	3	Perno máquina de 16 mm. (5/8")	15	1	Bastidor de una vía
6	1	Perno máquina de 16 mm. (5/8")	16	1	Perno máquina de 16 mm. (5/8")
7	2	Perno máquina de 9 mm. (3/8")	17	1	Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")
8	5	Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")	18	1	Arandela de presión para 16 mm. (5/8")
9	2	Arandela cuadrada para 9 mm. (3/8")	19	1	Aislador tipo rollo
10	3	Arandela de presión para 16 mm. (5/8")	20	1	Varillas cortas de armar, simple soporte
11	3	Perno largo espiga (PIN)	21	1	Alambre de atar

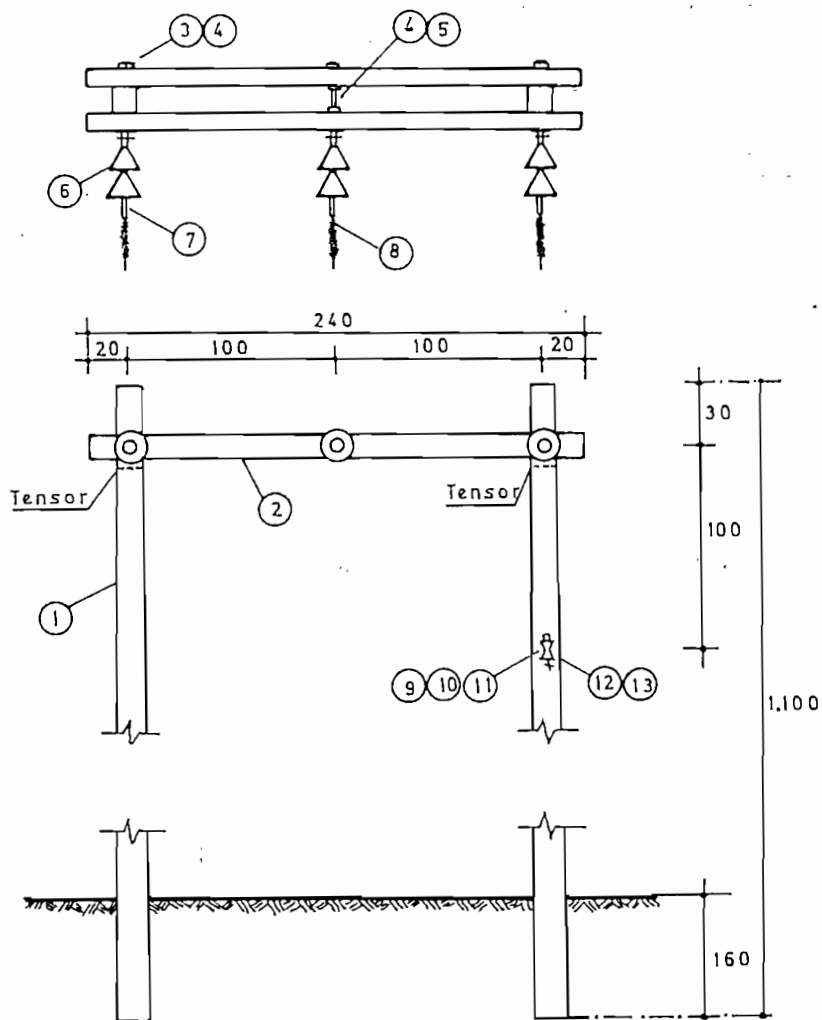
Anexo N° 13_Estructura Tipo Anclaje ó Angular



LISTA DE MATERIALES

N°	Cant	Descripción	N°	Cant	Descripción
1	2	Poste de hormigón de 11 m.			<u>PARA NEUTRO</u>
2	2	Cruceta de madera de 2.40 m.	9	1	Bastidor de una vía
3	1	Pieza p' fijación de cadena, cruceta centrada	12	1	Aislador tipo rollo
4	8	Arandela cuadrada para 16 mm (5/8")	13	1	Retencion preformada
5	1	Perno de ojo para armar doble cruceta de 16 mm			
6	12	Aislador tipo suspensión			
7	6	Horquilla con guardacabo			
8	6	Retencion preformada			
10	1	Estabón de 'U' con pasador para 16 mm			
	4	Pieza para apoyo de cruceta, caballete			
11	1	Abrazadera de pletina, para fijacion d' neutro			

Anexo N°14. Estructura Tipo Terminal



LISTA DE MATERIALES

N°	Cant	Descripción	N°	Cant	Descripción
1	2	Poste de hormigón de 11m.			<u>PARA NEUTRO</u>
2	2	Cruceta de madera de 2.40 m.	9	1	Bastidor de una vía
3	1	Pieza p' fijación de cadena, cruceta centrada	12	1	Aislador tipo rollo
4	8	Arandela cuadrada para 16 mm (5/8')	13	1	Retención preformada
5	1	Perno de ojo para armar doble cruceta, d'16 mm			
6	6	Aislador tipo suspensión			
7	3	Horquilla con guardacabo			
8	3	Retención preformada			
10	1	Eslabón de "U" con pasador para 16 mm			
	4	Pieza para apoyo de cruceta, caballete			
11	1	Abrazadera de pletina, para fijación d' neutro			

mínima que debe existir del conductor más bajo hacia el suelo, los vanos máximos que podrán ser usados de acuerdo a las flechas calculadas serán de 150 m, ya que si consideramos vanos más largos la flecha aumentará para el estado 1 y por lo tanto ya no existirá la altura mínima requerida del conductor más bajo al suelo. Basados en lo expuesto anteriormente para nuestros cálculos, consideremos como vano máximo 150 m. y como vano mínimo 75 m.

Una vez determinado el vano máximo, podemos calcular la catenaria y dibujar la plantilla con los datos obtenidos en el cuadro N^o 9.

Las catenarias dibujaremos colocando los valores de las flechas en las ordenadas y las longitudes de los vanos en las abcisas, generalmente se utiliza una escala igual a la que se ha escogido para hacer el perfil topográfico, esto es 1:500 en vertical y 1:2500 en horizontal, pero para el presente trabajo por tratarse de vanos cortos y para poder apreciar mejor las catenarias, se escogieron las siguientes escalas: 1:100 para verticales y 1:500 para horizontales.

Con las escalas indicadas hemos dibujado las catenarias, para las flechas máxima y mínima, que se producen en los esdos 1 y 3 respectivamente, como se indican en el anexo # 15, estas curvas servirán para la localización de las estructuras en el perfil topográfico.

Con los valores de los vanos máximo y mínimo calcularemos

el vano medio, el cual nos servirá para determinar el número aproximado de estructuras que serán utilizadas en la línea, por lo tanto:

$$V_m = \frac{V_{\text{máx.}} + V_{\text{mín.}}}{2} = \frac{150 + 75}{2} = 112,5 \text{ m.}$$

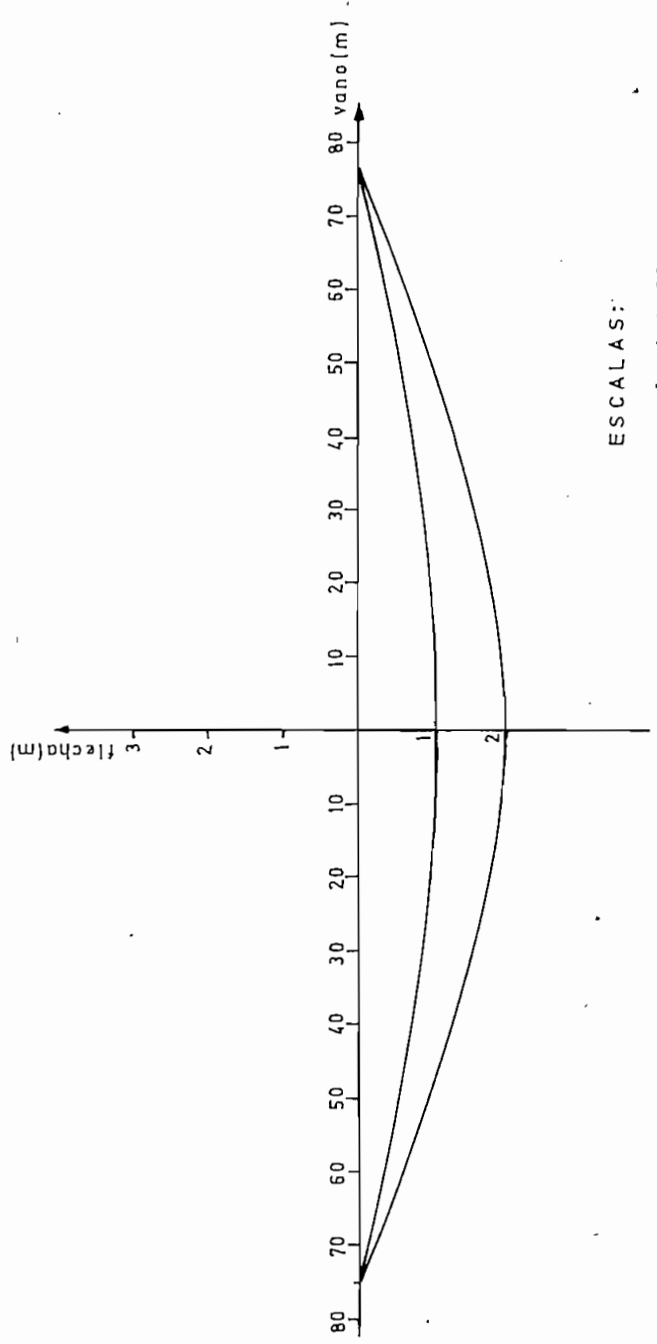
Como se indicó anteriormente se ubicarán apoyos de anclaje cada 2Km, por tanto se a previsto para los 30 Km. de longitud de la línea, la colocación de 14 estructuras de anclaje.

Calcularemos el número total de estructuras que aproximadamente tendrá la línea de la siguiente manera:

$$\text{N}^\circ \text{ de estructuras} = \frac{\text{longitud total}}{\text{vano medio}} = \frac{30.000}{112,5} = 266,6 \approx 267$$

De estas 267 estructuras la última será terminal y las 14 serán de anclaje, por lo tanto tendremos 252 estructuras - para apoyos de tangencia en el supuesto caso, que la línea fuese completamente recta, pero como esto no es posible se ha creído conveniente de este valor considerar un 5% para estructuras angulares, con lo cual tendremos 13 estructuras tipo angular y 239 tipo tangente.

Ánexo N° 15.--- Catenarias para Flechas Máxima y Mínima



ESCALAS:
vertical: 1:100
horizontal: 1:500

Resumiendo tendremos que para la línea de subtransmisión Azogues-Cañar, que tendrá una longitud aproximada de 30 Km y considerando un vano medio de 112,5 m. se necesitan las siguientes estructuras:

2 estructuras terminales

14 estructuras de anclaje

13 estructuras angulares

239 estructuras tangentes

3.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL SISTEMA.-

Hemos terminado el procedimiento para el cálculo mecánico de los conductores, basándonos en el método de la ecuación del cambio de condiciones, con lo cual determinamos las tensiones y flechas, con las cuales debe estar tendido el conductor, según la longitud del vano y el valor de la temperatura en el momento del tendido, de tal forma que al variar este último y sobrecargarse el conductor por efecto del viento, hielo, etc, la tensión del mismo en las condiciones más desfavorables no llegue a sobrepasar una fracción determinada de su carga de rotura.

Además se determinó las flechas máximas en las diferentes hipótesis de cálculo, a fin de preveer la distancia necesaria entre conductores y la mínima de éstos al suelo.

Los fenómenos más importantes que afectan al comportamien

to mecánico de los conductores son las sobrecargas del viento. En efecto, estas sobrecargas pueden alcanzar valores tales en condiciones meteorológicas desfavorables que produzcan la rotura por tracción del conductor o bien una deformación inadmisibile del mismo, por tal motivo se adoptó como velocidad máxima del viento 90 Km/h y como velocidad media 50 Km/h, con lo cual se obtendrá una mayor seguridad para la construcción de la línea.

Con relación a la temperatura, basándonos en estadísticas - de los servicios meteorológicos y en las recomendaciones del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, se ha llegado a precisar las condiciones indicadas en las hipótesis para el cálculo considerando una temperatura media de 15°C, a la cual se la ha llamado temperatura EDT (every day temperature) o temperatura que reina durante la mayor parte del año.

Con los valores obtenidos para el cálculo de flechas y tomando en cuenta que esta línea de subtransmisión, de acuerdo a las especificaciones de la Empresa Eléctrica Azogues, será construída con postes de madera de acaulipto tratada de 10 mts. para apoyos tangentes y con postes de hormigón de 11 mts, para apoyos angulares, de anclaje y terminales, se determinó que el vano máximo será de 150 mts, de tal manera que se asegura las exigencias mínimas al suelo, cruces de carretera, vía férrea, etc.

Para la obtención de las catenarias de flechamáxima y mínima, hemos considerado como vano mínimo 75 mts, y máxi-

mo de 150 mts., con los cuales podremos distribuir los apoyos sobre el perfil transversal del terreno. Para la presente línea de subtransmisión, por no disponer del levantamiento topográfico de esa zona, hemos considerado para el cálculo del número de estructuras un vano medio de 112,5 mts. Pero económicamente hablando, para la construcción la mejor solución será la que nos determine el menor número de estructuras y por lo tanto el menor costo para las mismas; por lo que se recomienda que una vez obtenido el perfil topográfico de la zona y con las catenarias del anexo N° 15 se ubiquen las estructuras para determinar el vano más económico, asegurándonos la suficiente seguridad mecánica y eléctrica.

El tipo de estructura que han sido seleccionadas están de acuerdo al conductor que va a ser utilizado y a los esfuerzos que soportarán las mismas, y son las recomendadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en el folleto de Estructuras Tipo para Líneas y Redes de Distribución.

Para el trazado de la línea se recomienda tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) El trazado tendrá el menor número de alineaciones posibles
- 2) Debe realizarse por lugares accesibles, por lo que se procurará su trazado por las proximidades de la carretera Azogues-Cañar.
- 3) Se evitarán sitios que den lugar a desniveles entre apoyos de pendientes superiores al 20%.

- 4) Se evitarán zonas muy productivas o con arbolado.
- 5) El ángulo de una alineación con la siguiente deberá ser el mínimo posible a fin de disminuir la longitud de la línea y apoyos de elevado esfuerzo.
- 6) El trazado será tal que la línea cumpla con las especificaciones técnicas, obtenidas en el cálculo para esta línea de subtransmisión.

Para el tendido del conductor, cualquiera de los equipos, métodos y herramientas que se utilicen para el desenrollado, deberá tenerse en cuenta la blandura de los alambres de aluminio; además deben evitarse que los conductores puedan ser dañados por su arrastre por el suelo, cuando en éste existan piedras u otros obstáculos; debiendo conseguirse esto, bien mediante la utilización de medios mecánicos de tendido o colocando un número suficiente de apoyos intermedios.

No se someterá a los conductores a una tensión superior a la del proyecto, tal y como corresponde a los valores de las tablas de tendido, y se tomarán las precauciones y medidas necesarias para evitar cualquier tensión excesiva en algún elemento de los apoyos o de las cadenas. Se recomienda para las medidas de las flechas una tolerancia de $\pm 2\%$ en cualquiera de los vanos.

C A P I T U L O I V

4.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS Y LISTA DE MATERIALES.-

Todos los materiales a instalarse en la línea de subtransmisión Azogues-Cañar, serán nuevos del tipo y descripción indicados ó similares que reúnan las características mecánicas y eléctricas de acuerdo a las especificaciones indicadas.

Para las especificaciones técnicas, nos basaremos en la "Codificación de Materiales" realizada por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, ya que debido al amplio campo relacionado con las actividades para el desarrollo de la electrificación del País, se ha iniciado la normalización de diseños, procedimientos y especialmente el ordenamiento, designación e identificación uniforme de los materiales para la construcción de líneas y redes de distribución a utilizarse en las estructuras tipo de diseño normalizado.

La lista de materiales, será de acuerdo al tipo y número de estructuras indicadas en los anexos 12, 13 y 14.

De acuerdo a lo expuesto, la lista de materiales y especificaciones técnicas para la línea de subtransmisión Azogues-Cañar, será la siguiente:

Renglón	Cantidad	Especificación
01	717	Perno Pin de espiga larga con rosca de plomo de

Renglón	Cantidad	Especificación
		1-3/8" , altura sobre la cruce- ta 10", longitud de la espiga 7", diámetro de la espiga 3/4", con arandela, tuerca cuadrada y con tratuerca A.B. Chance cat. Nº 4332.
02	239	Pie-amigo de ángulo (juego de dos piezas) de fabricación nacio <u>n</u> al, para utilizarse en cruceta centrada, separación horizontal entre agujeros 500 mm, separa <u>n</u> ción vertical 340 mm., perfil - angular de 38 x 5 mm.
03	239	Pieza para fijación de perno pin a punta de poste, de fabricación nacional, de perfil angular de 50 x 50 x 6 mm., y 470 mm. de longitud, para perno pin de 5/8".
04	1014	Perno tipo máquina de 5/8" x 10" con tuerca, A.B. chance Cat. Nº 8810.

Renglón	Cantidad	Especificación
05	239	Perno tipo máquina de 5/8" x 14" con tuerca, A.B. Chance Cat. N° 8814.
06	478	Perno tipo máquina de 3/8" x 6" con tuerca, A.B. Chance Cat. N° 8606.
07	1195	Arandela cuadrada plana de 2" x 2" x 1/8" con agujeros de 11/16" A.B. Chance Cat. N° 6812.
08	717	Arandela cuadrada planada de 2-1/4" x 2-1/4" x 3/16" con agujero de 11/16" A.B. Chance Cat. N° 6814.
09	956	Arandela de presión para perno de 5/8" A.B. Chance Cat. # 4036.
10	956	Juego de varillas para protección de línea, simple soporte para conductor ACSR "Penguin" Preformed Brasil Cat. N° MG-0141.
11	268	Bastidor para un solo aislador tipo rolo, con pasador A.B. Chance, Cat. N° 0322.

Renglón	Cantidad	Especificación
12	42	Perno de ojo de 5/8" x 16" de rosca corrida, con 4 tuercas cuadradas, para armada de <u>do</u> ble cruceta A.B. Chance, Cat. N° 19786.
13	168	Guardacabo con horquilla y pasador de lámina prensada, diámetro del pasador 5/8", ancho de la ranura 3/4", diámetro del lazo 2". A.B. Chance Cat. N° 573.
14	197	Juego de varillas para retención preformado para conductor ACSR # 3/0. Preformed Brasil, Cat. N° DG.-4541.
15	29	Pieza para fijación de cadena - de pletina de 50 x 6 mm. (2" x 1/4") x 0.461 m. Ref. Dibujo hoja N° H-25.
16	29	Eslabon de "U" con pasador, <u>pa</u> ra 16 mm (5/8")
17	116	Pieza para apoyo de cruceta en

Renglón	Cantidad	Especificación
		poste circular, de lámina de 200 x 120 mm x 1/8" Ref. Dibujo hoja N° H-15.
18	29	Abrazadera circular de pletina, para sujeción de bastidor, simple sujeción, pletina de 38 x 5 mm, rango de ajuste de 150 a 170 mm. Ref. Dibujo Hoja N° H.- 07.
19	306	Mts cable de acero galvanizado, alta resistencia de 3/8" de diámetro.
20	17	Guardacabo simple, ancho de ranura 21 mm. Ref. Dibujo hoja N° H-04.
21	17	Varilla de anclaje, diámetro de la varilla 2 mm (5/8"), con arandela cuadrada y tuerca cuadrada, longitud 2000 mm. Ref. Dibujo hoja N° H-21.
22	17	Bloque de anclaje de hormigón armado.

Renglón	Cantidad	Especificación
23	717	Aislador de porcelana, espiga (Pin), de 5 ³ / ₄ x 3 ⁵ / ₈ ", Clase Ansi 56-1, Ref. Cat. N ^o NP2T2 McGraw-Edison.
24	268	Aislador de porcelana, para neutro, tipo rollo (Spool) de 3-1/8" x 3", para pasador de 5/8", clase Ansi 53-2, foslyn Cat. N ^o J 151.
25	336	Aislador de porcelana, suspensión, accesorio para fijación - horquillada-ojo redondo, Clase Ansi N ^o 52-4. Ref. Cat. N ^o 55 A2. McGraw-Edison.
26	239	Postes de madera de eucalipto tratado de 10 mts. de longitud, 15 cm. de diámetro en la punta, para 600 Kg de carga horizontal de rotura 20 cm. de la punta.
27	58	Postes de hormigón de 11 mts. de longitud y 600 Kg. de resistencia.

Renglón	Cantidad	Especificación
28	239	Cruceta de madera de aupalip <u>to</u> tratado de 9 x 12 x 200 cm. para utilizarse en las estructuras tipo "pin". Ref. Dibujo N ^o CM-03.
29	58	Cruceta de madera de aupalip <u>to</u> tratada de 9 x 12 x 240 cm., pa <u>ra</u> utilizarse en las estructuras "HRT" y "HRR". Ref. Dibujo N ^o CM-05.
30	90.000	mts. de conductor A.C.S.R. desnudo N ^o 3/0, de 1 hilo de <u>acero</u> y 6 hilos de aluminio, con una carga de rotura de 3.034 Kg.
31	30.000	mts. de conductor A.C.S.R. desnudo N ^o 1/0, de 1 hilo de <u>acero</u> y 6 hilos de aluminio, con carga de rotura de 1945 Kg.

4.2 PRESUPUESTO DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION .-

Renglón	Cantidad	P. Unitario	P. Total
01	717	145	103.965
02	239	240	57.360
03	239	300	71.700
04	1014	20	20.280
05	239	30	7.170
06	478	20	9.560
07	1195	3	3.585
08	717	5	3.585
09	956	2	1.912
10	956	50	47.800
11	268	45	12.060
12	42	70	2.940
13	168	50	8.400
14	197	30	5.910
15	29	195	5.655
16	29	155	4.495
17	116	45	5.220
18	29	70	2.030
19	306	22	6.732
20	17	36	.612
21	17	240	4.080
22	17	60	1.020
23	717	180	129.060
24	268	25	6.700

Renglón	Cantidad	P. Unitario	P. Total
25	336	290	97.440
26	239	1500	358.500
27	58	3100	179.800
28	239	140	33.460
29	58	170	9.860
30	90.000	19,30	1'737.000
31	30.000	12,22	366.600
			<u>S/. 3'304.471</u>
Imprevistos 5%			<u>165.223</u>
			<u>S/. 3'469.694</u>

De acuerdo a los datos obtenidos en la Superintendencia de Electrificación Rural, se tienen los siguientes precios aproximados, basados en el programa del Plan Quinquenal de 1973 de INECEL:

Costo total de la línea de Subtransmisión a 22Kv. :

S/. 140.000 /Km.

Valor total de la línea de 30 Km:

S/. 4'200.000

Con relación a los datos anteriores podremos proreear el costo aproximado de la línea en los siguientes rubros:

Materiales e Imprevistos S/. 3'469.694

Montaje y transporte 730.306

Costo aproximado de la línea S/. 4'200.000

C A P I T U L O V

5.1 ESTUDIO DE LA SUBESTACION DE REDUCCION DE CAÑAR.-

Todo sistema de potencia para su correcto funcionamiento de be reunir condiciones mínimas de protección, funcionabilidad y seccionamiento, estas tres condiciones deberán cumplir las subestaciones de cualquier sistema.

Para conseguir los niveles de tensión utilizados tanto para - transmisión, subtransmisión o distribución, se requiere de transformadores de capacidad adecuada que deben ser conve nientemente instalados y protegidos, siendo el grado de pro- tección proporcional a la función que realizan.

La subestación será instalada para reducir el voltaje de la línea de subtransmisión a un voltaje más bajo, el cual resul- ta más económico, conveniente y seguro para despechar la energía a los transformadores de distribución. Cada subes- tación consiste de uno o más transformadores de fuerza, - junto con el equipo de regulación de voltaje, barras, colecto- ras y suiches de control. Por lo tanto, además de transfor- mar la tensión desde la línea de subtransmisión a un voltaje de distribución, una subestación provee regulación de la - tensión, control y protección de los circuitos primarios o - feeders, para el área que cubre esa subestación.

De acuerdo a lo expuesto, se instalará la subestación de re ducción en la ciudad de Cañar, que a la vez servirá para -

interconectar el sistema existe a 6.3 Kv., de allí que la relación de transformación será de 22.000 a 6.300 voltios.

La capacidad de la subestación será de 2.000 KVA, quedando un margen de 500 KVA para la distribución directa a 22 Kv. a las parroquias Ingapirca y Honorato Vásquez, así como para el área rural que atravesará la línea de subtransmisión.

La energía que será transmitida a las parroquias cercanas de El Tambo y Chorrocote se hará a la tensión de 6.3 Kv.

En esta subestación se instalarán los equipos de medición, control y protección de los alimentadores de 6.3 Kv.

De acuerdo a la altitud en la que se encuentra la ciudad de Cañar, todo el equipo será diseñado y dimensionado para operar satisfactoriamente a una altura de 2.800 metros sobre el nivel del mar, con una variación de temperatura de 0 °C a 30°C.

Todo el equipo eléctrico a suministrarse, deberá tener niveles de aislamiento y clasificación de voltajes apropiados para los voltajes entre fases especificadas, a la altitud de 2.800 metros sobre el nivel del mar. Todos los voltajes nominales y niveles de aislamiento serán de acuerdo a las normas correspondientes y deberán corregirse para esa altitud.

5.2 ANALISIS Y DETERMINACION DEL TIPO DE TRANSFORMADORES Y EQUIPO DE PROTECCION DE LA SUBESTACION.-

Como paso inmediato a la determinación y diseño de la configuración eléctrica básica de una subestación, se debe proceder a escoger el equipo a utilizarse, el mismo que deberá satisfacer las necesidades y condiciones del sistema que va a formar parte.

La selección del equipo de una subestación implica las siguientes consideraciones:

- a) Trabajo del equipo en condiciones normales de carga. Lo que a su vez crea la necesidad de determinar las tensiones nominales, corrientes nominales y niveles de aislamiento.
- b) Trabajo del equipo bajo condiciones de falla. Lo que implica a su vez el estudio de cortocircuito con el fin de determinar las exigencias técnicas y dinámicas que se presentarán en el equipo, y la capacidad de interrupción de los equipos de maniobra.

Por lo extenso que resultaría el análisis prolijo que debería hacerse para la selección de cada uno de los equipos para la subestación en estudio, se darán criterios generales para determinar el tipo de equipo.

CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADOR .-

Se ha previsto la instalación de un transformador trifásico, tipo subestación, sumergido en aceite, autoenfriado y con previsión para el aumento de potencia a la base de circula

ción forzada de aire y para instalación a la intemperie. Ca
pacidad 2.000 KVA.

Considerando la temperatura ambiente del aire no mayor de 30°C, no deberán ser excedidos los siguientes aumentos de temperatura al operar el transformador continuamente a la capacidad establecida y a una frecuencia de 60 ciclos:

En la parte superior del aceite, medido por termómetro 50 °C.

En los embobinados, medido por resistencia 60°C.

Las sobrecargas a que puede ser sometido el transformador y los correspondientes aumentos de temperatura estarán de acuerdo a lo establecido en las respectivas normas, que se refieren a transformadores de fuerza.

Basados en el período de tiempo establecido por las normas ASA, el transformador será diseñado para resistir sin experimentar daño alguno en corto-circuito en cualquier bobinado manteniendo el voltaje nominal en el otro.

El transformador será suministrado con derivaciones, para operar sin carga, en el lado de alto voltaje de $\pm 2 \frac{1}{2}$ y $\pm 5\%$, el transformador será capaz de suministrar la capacidad nominal al ser conectado en cualquier derivación sin exceder los aumentos de temperatura anteriormente indicados.

Todos los accesorios standards, como válvulas de aceite , terminales de puesta a tierra, medidores de nivel de aceite, termómetro, etc, serán suministrados de acuerdo a la práctica standard del fabricante. El medidor de nivel de aceite y el termómetro serán suministrados con contactos de alarma.

El transformador será ensamblado en la fábrica y sometido a las pruebas usuales establecidas, tales como pérdidas en el cobre, pérdidas en el hierro, eficiencia, regulación de voltaje, impedancia, corriente de magnetización, etc.

Los conectores de los terminales " bushings " (aislador pasante) del lado de alta tensión deberán ser para 22 Kv., apropiados para recibir conductor A.C.S.R. de calibres - comprendidos entre 1/0 y 3/0 A.W.G.

Para el lado de baja tensión los terminales "bushings" (aisladores pasante), deberán ser para 6.3 Kv., apropiados para cubrir conductor A.C.S.R. de calibres comprendidos entre 4/0 AWG y 336.4 M.C.M.

Las conexiones utilizadas para los transformadores en la práctica están normalizadas, cada grupo de conexión caracteriza las conexiones de los dos arrollamientos (alta y baja tensión), además cada grupo se identifica con una cifra que, multiplicada por 30° , de como resultado el desfase δ en retraso que existe entre las tensiones del secundario, - respecto al primario del transformador.

Para determinar el tipo de conexión del transformador se deberá tomar en cuenta las condiciones que existen en el lado de alta tensión, que para el presente caso es un sistema trifásico con neutro, de allí que se ha previsto para el lado primario del transformador una conexión Y. Para el lado de baja tensión, que no se necesitará neutro, ya que los circuitos que saldrán de este lado del transformador únicamente transportarán la energía, desde la subestación hasta los transformadores de distribución, se utilizará en el secundario una conexión triángulo.

De acuerdo a las condiciones del sistema existente y a las consideraciones anteriormente indicadas, el tipo de conexión que se utilizará para el transformador de la subestación será el YD5.

Para la protección de la subestación, deberá considerarse el sistema de alimentación de la subestación de distribución, que para el presente caso es de un solo alimentador. Las subestaciones de este tipo son protegidas de acuerdo al diagrama del anexo N° 16, en el cual el objeto de cada parte es el siguiente:

El pararrayo (1) protege el equipo de esta subestación contra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas en el lado de alta tensión.

La subestación Cañar, estará alimentada desde la línea de subtransmisión, a través del suiche desconectador (2), que

servirá para desconectar la alimentación en el lado de alta tensión; este suiche tripolar puede ser del tipo para desconectar con carga (load break) o simplemente desconectador sin carga, capaz de interrumpir la corriente de magnetización, interbloqueado con el interruptor del secundario a fin de evitar las posibilidades de que alguna vez, se lo vaya abrir bajo carga. Para el presente proyecto se ha previsto un suiche tripolar para desconectar sin carga.

El interruptor automático tipo desconectador (3), irá asociado a relés diferenciales y de sobrecorriente. Cuando se produzca una falla interna en el transformador, funcionarán los relés diferenciales y desconectarán el interruptor automático. En igual forma si se produce una falla en las barras ó en la línea de subtransmisión, funcionarán los relés de sobrecorriente y desconectarán el interruptor automático.

Para una subestación de este tipo que tiene una sola alimentación, el uso del interruptor automático en el secundario facilita el mantenimiento económico y seguro del equipo de la subestación, y permite un fácil inter-bloqueo con el suiche desconectador de alta para prevenir la interrupción de corriente de carga.

Se ha previsto la instalación de un transformador (6), para servicio de subestación. Este transformador será monofásico, sumergido en aceite, auto enfriado, apropiado para instalación exterior de 10 KVA, capaz de suministrar conti

nuamente su potencia nominal sin exceder el incremento de temperatura medido por resistencia en cualquier bobinado, de 65°C , cuando la temperatura media ambiente es de 30°C . Este transformador irá conectado a través del portafusible ⑤, que servirá para desconectar el transformador cuando se produzca una falla en las instalaciones para servicio de la subestación.

El sistema de protección de tierra de la subestación, se instalará tomando en cuenta dos principales propósitos:

- 1) Por seguridad para operaciones del personal y para el público.
- 2) Para proveer de una conexión a tierra de los transformadores y otros equipos que contienen neutro.

Los requerimientos para cada propósito son diferentes y esto es posible para estaciones cuyo sistema de tierra satisfacen tanto el primero como el segundo propósito.

La subestación requiere seguridad de tierra de todas las partes metálicas expuestas, como switches, estructuras, etc, tal que una persona que tocara o ande cerca de esos equipos no pueda recibir un peligroso shock, cuando un conductor de alta tensión choca o se pone en contacto con cualquiera de estos equipos.

El segundo objetivo de las protecciones de tierra de una su

bestación, es para poner al neutro del sistema a tierra con el objeto de limitar la subida del potencial en las vecindades de la malla de tierra de la subestación, sobre un valor absoluto de potencial durante una falla. Esta subida de potencial, es debido a la resistividad de la tierra y las resistencias de las conexiones que a veces puede peligrar con la influencia de toda la línea de subtransmisión.

Se ha previsto el equipo para la malla de tierra que deberá cumplir con las siguientes necesidades:

- a) Los conductores de tierra serán de cobre suave, enrollados en forma concéntrica y estará de acuerdo a las normas - ASTM B-8-56.
- b) Las varillas de tierra serán copperweld de 3/4" x 8'
- c) Todos los conectores de los cables de la malla de tierra y de los utilizados para conexión del equipo a la malla de tierra serán del tipo emperrado y tendrán una capacidad de corriente igual a la del cable de cobre con el cual se los une.

El equipo eléctrico debe estar equipado con conexiones para los cables de puesta a tierra, lo mismo que las estructuras de acero y todas las partes del metal expuestas de la subestación. El cable para la malla será 4/0 y para las conexiones del equipo a ella 1/0 AWG.

5.3 PERDIDAS DE LA SUBESTACION .-

En la subestación de distribución se producirán pérdidas de potencia a través de los diferentes aparatos instalados, pero las que mayormente influyen serán las producidas en el transformador.

Las pérdidas de potencia de un transformador pueden subdividirse en pérdidas con carga y pérdidas en vacío.

- a) Las pérdidas con carga, es decir, la potencia disipada en calor debido a la circulación de las intensidades nominales por los arrollamientos del transformador. Se incluyen en éstas las pérdidas ohmicas y las pérdidas adicionales debidas al flujo de dispersión, de allí, que las pérdidas de carga son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente de carga. Normalmente los fabricantes proporcionan los datos de pérdidas de potencia con relación a la corriente nominal de cada transformador, es decir, que para obtener las pérdidas de carga en otras condiciones, que no sea la corriente nominal deberá calcularse mediante la fórmula siguiente:

Pérdidas de carga = $\left(\frac{I \text{ carga}}{I \text{ Nominal}}\right)^2$ x pérdidas de carga a corriente nominal.

= $\left(\frac{Kva \text{ carga}}{Kva \text{ nominal}} \cdot \frac{Kv \text{ nominal}}{Kv \text{ actual}}\right)^2$ x pérdidas de carga a corriente nominal.

- b) Pérdidas en Vacío, que son las producidas en el transformador al ser excitado con la tensión y frecuencia nominales, cualquiera de los arrollamientos del transformador, permaneciendo abierto el otro arrollamiento. Incluyen las pérdidas en el núcleo por histéresis y corriente de Foucault (pérdidas en el hierro), las pérdidas dieléctricas y las pérdidas en el cobre de los devanados, debido a la corriente de excitación. Para una frecuencia dada, las pérdidas en vacío son prácticamente constantes, cualquiera que sea la carga.

Las pérdidas totales de un transformador están constituidas por la suma de las pérdidas en vacío y por las pérdidas de carga.

Generalmente, en los catálogos de los fabricantes, se expresan los valores de las pérdidas tanto en vacío, como las pérdidas totales a plena carga, de allí, que se podría determinar las pérdidas a cualquier porcentaje de la carga nominal, de acuerdo a la fórmula indicada anteriormente.

Para el transformador de la subestación de Cañar, deberíamos obtener los datos de las pérdidas del transformador a instalarse, para poder determinar el rendimiento de la subestación, que es la relación entre la potencia recibida y la potencia entregada. Este rendimiento deberá ser calculado por la siguiente fórmula:

$$\eta = \frac{\text{Potencia entregada}}{\text{Potencia recibida}} = 1 - \frac{\text{Pérdidas totales}}{\text{Potencia recibida}}$$

5.4 ANÁLISIS DE LOS FEEDERS DE SALIDA DE LA SUBESTACION .-

Un circuito de feeder primario o de distribución transporta la energía desde el lado de baja tensión de la subestación de distribución hasta los transformadores de distribución.

En el caso de una subestación de un feeder, este feeder primario conecta entre la subestación y todos sus transformadores asociados, mientras que en una subestación de varios circuitos o feeders, cualquier circuito primario conecta solamente una porción de transformadores del total asociado a la subestación.

De acuerdo al sistema existente en la ciudad de Cañar, la red se ha dividido en dos sectores, por lo que se ha previsto la instalación de 2 alimentadores y un tercero que interconectará, mediante la línea de transmisión existente la central eléctrica que opera actualmente y la parroquia El Tambo, como se indica en el anexo N° 16.

De esta manera en casos de emergencia o conforme lo determine la técnica de despachos de carga podrá aprovecharse la energía generada por esa central.

Desde las barras de baja tensión de la subestación de distribución, hasta los terminales de alta de los transformadores, los feeders primarios son principalmente los responsables de la falta de continuidad de servicio. Una falla en -

cualquiera de los feeders primarios provoca una suspensión para muchos consumidores.

Se ha previsto la instalación de un reconectador tripolar ⑨ para cada feeder, a fin de proveer un medio de rápido restablecimiento del servicio, en caso de producirse fallas en los feeders primarios.

Cuando existe una falla de tipo temporal, tal como una descarga sobre un aislador, o un arco entre conductores, el reconectador vuelve a conectarse, ya que el sistema de reconexión está consultado generalmente para dos o tres reconexiones a intervalos de varios segundos. Cuando la falla no se ha despejado por sí misma después del segundo o tercer cierre, es que se trata, en la mayoría de los casos, de un daño de naturaleza permanente; entonces el reconectador se dispara por tercera o cuarta vez y queda bloqueado abierto.

La mayoría de las fallas temporales, se despejan por sí mismas después de la primera apertura del reconectador y para restablecer el servicio tan pronto como sea posible - en estos casos, el primer recierre se hace generalmente sin ningún retraso de tiempo. La experiencia ha enseñado que el 80% o más de las fallas en los circuitos primarios con líneas aéreas, son de naturaleza temporal. Esto significa que en la mayoría de los casos el sistema puede restablecerse rápidamente cuando se produce una falla.

Si se produce una falla de carácter permanente en el circuito primario, toda la carga del feeder queda sin servicio hasta que se localice la falla y se haga la reparación.

Además, se instalarán swiches fusibles unipolares (7), que servirán para desconectar el feeder para cualquier reparación o para proteger contra sobrecargas, o para desconectar el alimentador cuando por cualquier causa no actúen los recomendadores; las tiras o cartuchos fusibles serán del tipo retardado.

Para cada feeder, se ha instalado un sistema de medición de acuerdo al diagrama indicado en el anexo N° 16, con el cual se podrá controlar cada alimentador. Los instrumen-tos serán del tipo apropiado para ser montados en tableros metálicos. Cada instrumento de medición deberá ser apro-piado para operar con los correspondientes transformadores de corriente y voltaje.

En la parte superior de cada tablero y junto a cada ins-trumento, conmutador o palanca de accionamiento, se colo-cará una placa de identificación con la indicación del circuito a que corresponde o la posición en que se encuentra.

5.5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL SISTE- MA .-

En el presente capítulo se ha hecho el estudio de los ele-mentos y funcionamiento de la subestación, basándonos en

las especificaciones y recomendaciones para este tipo de subestación.

Es así como se ha previsto el sistema de protección más - adecuado, ya que en las condiciones actuales, se va exigiendo un suministro eléctrico prácticamente sin interrupción, durante las 24 horas del día y por ser la subestación uno - de los elementos más importantes de un sistema eléctrico conviene que se encuentre adecuada y segura para despachar la energía a los transformadores de distribución.

La seguridad del equipo y la continuidad del servicio dependerán de los siguientes factores:

- De la acertada selección de los niveles básicos de aislamiento del equipo de pararrayos, seccionadores, reconectadores y transformadores.
- De la ejecución precisa de la instalación a partir del proyecto respectivo, de la selección de los equipos, materiales y herramientas auxiliares para el montaje.
- Del personal de trabajadores y técnicos que realizan y supervisan la obra.

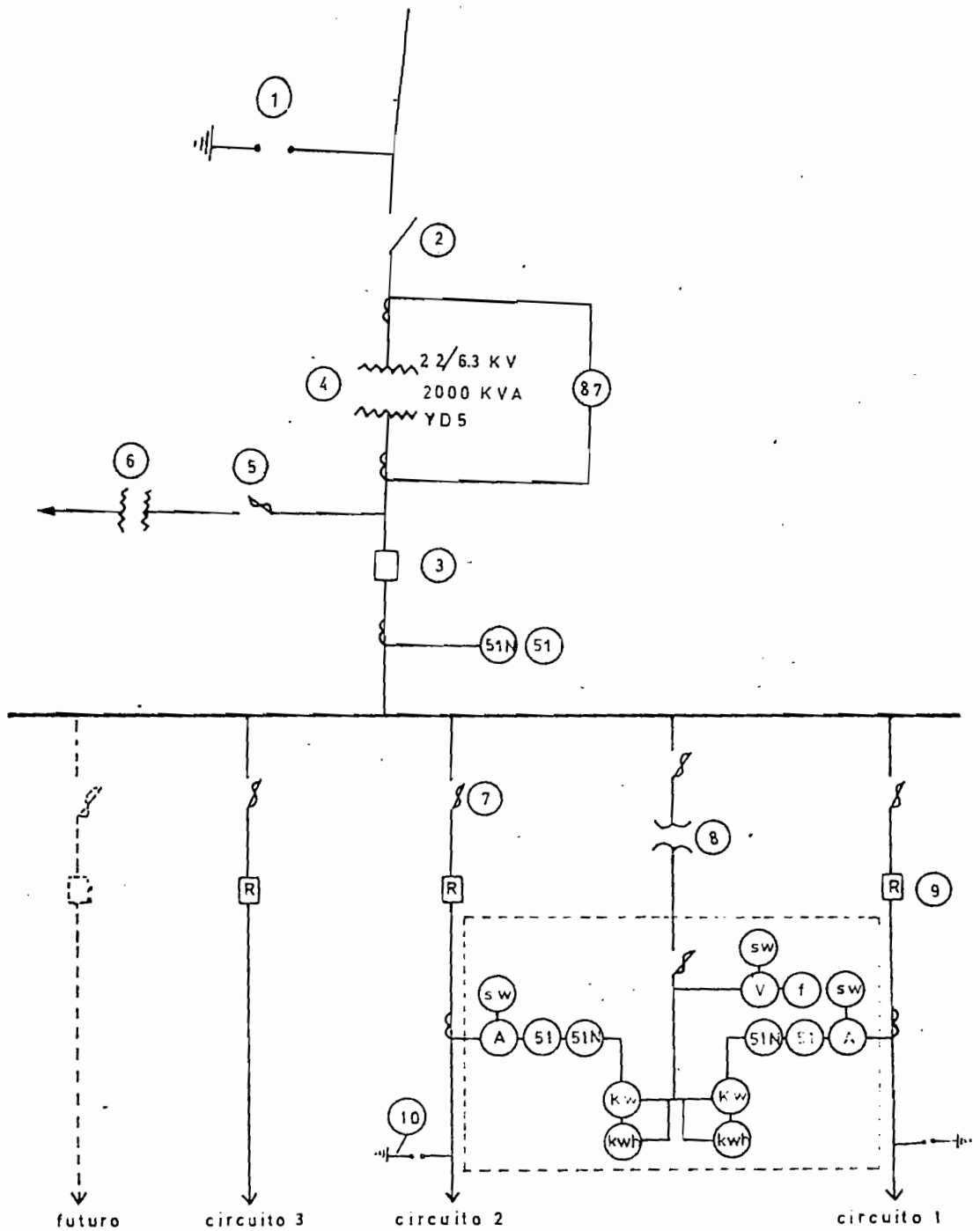
Se deberá tomar en cuenta, el reglamento sobre estaciones transformadoras, que en la parte que corresponde a instalaciones a la intemperie, establece lo siguiente:

- Se tomará en cuenta la temperatura mínima del lugar donde se proyecta el emplazamiento de la subestación, para efecto de posibles entorpecimientos de los mandos, por la influencia de la niebla, helada o bajas temperaturas que influyen en los aceites de disyuntores y transformadores.
- Cierre exterior del lugar de la subestación, protegiendo con malla metálica de una altura mínima de 2,20 mts y de buena consistencia, con el fin de evitar el acceso de personas extrañas al personal de operación, al interior del patio.
- En la zona libre que cubre a la malla de la subestación y que debe ser igual a 1,50 mts. + 1,2 cm. por Kv. de la tensión de servicio, no se debe ubicar ningún equipo de alta tensión.
- Los pasos y accesos para el personal de servicio deben tener un ancho mínimo de 1,50 mts, en las partes no sometidas a tensión, las que deben estar bien conectadas a tierra.

En lo referente a los materiales que se utilizarán deberán ser nuevos y de la mejor calidad, considerando esfuerzos, ductibilidad y durabilidad.

Para la determinación de las especificaciones técnicas de todo el equipo, materiales, fabricación y pruebas concernientes, nos hemos basado en las normas aplicables para las características eléctricas del sistema existente.

Diagrama Unifilar



5.6 ESPECIFICACIONES TECNICAS Y LISTA DE MATERIALES. -

Renglón	Cantidad	Especificación
01	3	Pararrayos de 24 Kv, 60 ciclos, de clase estación tipo válvula para instalarse a la intemperie, para conectarse solidamente a tierra.
02	1	Swiche tripölar de una vía, apropiado para instalación vertical a la intemperie, con aisladores de soportes, conectadores y el mecanismo de operación en grupo. El swiche será capaz de cortar la corriente de magnetización de 2000 KVA, de relación 22/6.3 Kv., voltaje nominal 24 Kv, nivel básico de impulso 150 Kv., corriente nominal 400 amp.
03	1	Transformador trifásico de capacidad nominal continúa a 2800 m, de 2000 KVA, voltaje en el lado de alta 22.000 V, voltaje en el lado de baja 6.300 V., conexión en el lado de baja delta, grupo de conexión YD5, frecuencia 60 ciclos, conexión: en el lado de alta estrella con el neutro a tierra.

Renglón	Cantidad	Especificación
		montaje a la intemperie, derivaciones en el lado de alta para operación sin carga $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$.
04	1	Interrupor tripolar automático tipo desconectador, apropiado para instalación exterior en posición vertical, de voltaje nominal 7 Kv, nivel básico de impulso 75 Kv, capacidad continua de 400 amp.
05	3	Relés de sobrecorriente tipo 51, para corriente nominal de 185 Amp, con transformadores de corriente de relación 200/5 Amp.
06	3	Relés de sobrecorriente tipo 51N, para corriente nominal de 185 Amp, con transformadores de corriente de relación 200/5 Amp.
07	3	Relés diferenciales tipo 87, para corriente nominal en el primario de 53 Amp., y corriente nominal en el secundario de 185 Amp.

Renglón	Cantidad	Especificación
08	1	Transformador monofásico de 60 KVA, sumergido en aceite, auto enfriado para instalar a la intemperie, de relación 6000 V. a 120/240 voltios, 60 ciclos, con taps arriba y abajo del voltaje nominal, con dos bushings en el lado de alta tensión.
09	12	mts. de barras de cobre para una capacidad de 300 amp. para instalarse a 6.8 Kv.
10	9	Swiches fusibles unipolares, operados con pértiga, para instalación exterior y posición vertical, voltaje nominal 7 Kv, nivel básico de impulso 75 Kv, capacidad continua 100 Amp.
11	3	Reconectador automático tripolares, controlados por bobina, serie sumergido en aceite, apropiado para instalación a la intemperie, provisto de disparo para fallas a tierra y fallas entre fases, con

Renglón	Cantidad	Especificación
		transformadores de corriente tipo bushing de relación doble 35-70/5 Amp. Equipado con mecanismo de cierre y con mecanismo de apertura y bloqueo. Voltaje nominal 6.3 Kv, nivel básico de impulso 75 Kv, capacidad continua de corriente 400 amp, capacidad de la bobina serie 35 Amp.
12	1	Transformador trifásico de potencia, tipo seco apropiado para instalarse a la intemperie, voltaje nominal 6.300 V., 60 ciclos, relación espiras 60:1, nivel básico de impulso 75 Kv.
13	9	Pararrayos tipo válvula, clase distribución, para instalación a la intemperie, para sistema trifásico de 6.3 Kv, cuyo neutro está aislado de tierra, apropiados para instalarse a 2.800 metros sobre el nivel del mar.

Renglón	Cantidad	Especificación
14	2	Pértigas para operar los seccionadores y portafusibles.
15	1	<p>Armario de armazón de hierro ángulo y planchas de hierro, de fácil acceso para trabajos de mantenimiento y reparación.</p> <p>Será suministrado con los siguientes instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - tres amperímetros de C.A., escala 0-35-70-35 amperios. - un voltímetro de C.A., escala 0-7 Kv. - un frecuencímetro, escala 55-65 ciclos por segundo. - tres wattímetros 0-350 y 0-700Kw. - tres contadores de energía en Kwh, para sistema no balanceado. - tres relés de sobrecorriente de tierra. - tres relés de sobrecorriente de fase - tres swiches conmutador de los amperímetros. - un swiche conmutador del voltímetro. - set de lámparas indicadores de operación de los reconectores.

Renglón	Cantidad	Especificación
16	30	<p data-bbox="736 368 1100 397">- un timbre de alarma.</p> <p data-bbox="736 476 1290 1103">metros de cable unipolar aislado para 6.3 Kv., para instalarse a la intemperie, el cable estará compuesto de conductor cableado de cobre N° 1/0 AWG, de una cinta semiconductor arrollada sobre el conductor, de una cubierta aislante de material sintético resistente al ozono y de una funda exterior de neopreno resistente al agua, el aceite, a la humedad y al calor.</p>
17	12	<p data-bbox="736 1181 1300 1642">Cabezales terminales para cable, tipo exterior unipolar, apropiados para conectarse en el cable especificado anteriormente. Se suministrará con todos los componentes, así como con los conectadores, para voltaje nominal de 6.3 Kv y capacidad continua de corriente 300 Amp.</p>
18	2	<p data-bbox="736 1720 1314 1824">Postes de hormigón de 11 metros de longitud y 660 Kg. de resistencia a la rotura.</p>

Renglón	Cantidad	Especificación
19	4	Postes de hormigón de 9 metros de longitud y 500 Kg de resistencia a la rotura.
20	1	Estructura de hierro perfilado, completa para retención de línea de 22 Kv, de acuerdo al Anexo N° 17.
21	1	estructura de hierro perfilado, completo, para retención de dos circuitos de 6.3 Kv.
22	1	estructura de hierro perfilado compuesto de 4 crucetas L, 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" y 9 m. de longitud para estructura de unión entre los dos pórticos, completos con pernos y accesorios.
23	1	estructura de hierro perfilado de 4" x 2" x 1/4" x 5m, para soportes de swiches-fusibles seccionador, para el lado de 22 Kv.
24	1	estructura de hierro perfilado de

Renglón	Cantidad	Especificación
		tipo L 3" x 3" x 1/4" x 4 m. para barras colectoras.
25	1	estructura de hierro perfilado de tipo L 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 4 m., completa para soporte de transformador de voltaje.
26	1	estructura de hierro perfilado tipo L 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 5 m., completa para soporte de swiche fusible y reconectores.
27	4	tensores completos, cada uno con 20 metros de cable de acero de 3/8", varilla de anclaje de 8".
28	1	lote de material para puesta a tierra, incluyendo cuatro varillas de copperweld de 8' y conector, 50 metros de cable de cobre desnudo suave N° 4/0 AWG y 50 metros de cable N° 2/0 AWG con conectores, tubos protectores y abrazaderas.

Renglón	Cantidad	Especificación
29	12	conectores de aluminio, ranuras paralelas para cable ACSR N ^o 3/0 AWG.
30	12	conectores de cobre, para cable N ^o 4/0 AWG, similar a GX2929 de Burndy.
31	2	portafusibles unipolares, operados con pértiga, para instalación exterior y posición vertical, voltaje nominal 7 Kv, nivel básico de <u>im</u> pulso 75 Kv, capacidad <u>c</u> ontínua de 2 Amp.

5.7 PRESUPUESTO DE LA SUBESTACION .-

Renglón	Cantidad	P. Unitario	P. Total
01	3	12.000	36.000
02	1	50.000	50.000
03	1	720.000	720.000
04	1	45.000	45.000
05	3	3.500	10.500 ✓
06	3	3.500	10.000 ✓
07	3	4.000	12.000 ✓
08	1	12.000	12.000 ✓
09	12	700	8.400
10	9	3.600	32.400
11	3	85.000	255.000
12	1	15.000	15.000 ✓
13	9	1.500	13.500
14	2	500	1.000
15	1	150.000	150.000
16	30	240	7.200
17	12	600	7.200
18	2	2.400	4.800
19	4	2.100	8.400
20	1	4.000	4.000
21	1	5.500	5.500
22	1	4.500	4.500
23	1	2.500	2.500
24	2	700	1.400

Renglón	Cantidad	P. Unitario	P. Total
25	1	1.300	1.300
26	1	3.500	3.500
27	4	1.500	6.000
28	1	7.000	7.000
29	12	50	600
30	12	40	480
31	2	3.200	6.400
			<u> </u>
			₡. 1'442.080
	Imprevistos 5%		<u> </u>
			72.104
	Materiales e imprevistos		1'514.184

De acuerdo a los datos proporcionados, por el Departamento de Planificación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación para las subestaciones de este tipo se tiene un costo promedio de ₡. 1.000/KVA, es decir, que para la subestación Cañar que tiene una capacidad de 2.000 KVA, tendría un costo aproximado de ₡. 2'000.000, de los cuales se podría deducir los costos para el montaje y transporte, ya que tenemos el costo aproximado de los materiales e imprevistos:

Resumen:

Materiales e imprevistos:	₡. 1'514.184
Transporte y Montaje	<u> </u>
	485.816
Costo aproximado de la Subestación	
Cañar	₡. 2'000.000

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

LIBROS Y TEXTOS :

ARCHER E. KNOWLTON:

Manual Standard del Ingeniero Eléctricista, Editorial Labor S.A., 1962 Tomo II.

ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK:

Westinghouse Electric Corporation, Pittsburgh, 1950.

GAUDENCIO ZOPPETI JUDEZ :

Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión, Editorial G. Gili S.A., 1952.

GAUDENCIO ZOPPETI JUDEZ:

Estaciones transformadoras y de distribución, Editorial G. Gili S.A., 1952.

NEW "SILENT SENTINELS" :

Westinghouse Applied Protective Relaying.

HOWARD W. FISHER:

Especialidades Eléctricas, Editorial Diana, México, 1973.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MEXICO:

Cálculo de Flechas y Tensiones, 1969.

C.A. DE ADMINISTRACION Y FOMENTO ELECTRICO :

Normas Generales para Redes de Distribución y Líneas de Alimentación, Caracas, 1970.

BIBLIOGRAFIA :

ENCICLOPEDIA CEAC :

Estaciones transformadoras y Sistemas de Protección, España , 1955.

INFORMACION ECONOMICA E INDICES DE GESTION EMPRESARIAL :

Publicación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Boletín N° 3, 1973.

NORMAS PARA DISTRIBUCION:

Estructuras Tipo, editado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, 1974.

NORMAS PARA DISTRIBUCION:

Materiales de Fabricación Nacional, editado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, 1975.

CODIFICACION DE MATERIALES:

Editado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, 1975.

GENERAL CATALOG :

Mc Graw-Edison, Power Systems Division, Milwaukee, Wisconsin.

TRANSFORMER CONNECTIONS :

Editado por la General Electric, Schenectady, N.Y. 1960.