

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Suministro Eléctrico a la Estación
Experimental de Alta Tensión en Alta
Cota - Departamento de Junín**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

MARINO PEREZ GOMEZ

Promoción 1984 - 2

Lima - Perú

1986

SUMINISTRO ELECTRICO A LA ESTACION EXPERIMENTAL DE ALTA
TENSION EN ALTA COTA

I N D I C E

| | PAG. |
|---|------|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO I | |
| 1.0 FENOMENOS DE ALTITUD | 3 |
| 1.1 Densidad relativa del aire | 3 |
| 1.2 Sostenimiento dieléctrico del aire | 10 |
| 1.2.1 Sostenimiento dieléctrico del aire en campos homogéneos | 22 |
| 1.2.2 Sostenimiento dieléctrico del aire en campos no homogéneos | 23 |
| CAPITULO II | |
| 2.0 EFECTOS DEL CAMPO ELECTRICO | |
| 2.1.0 Efecto Corona | 31 |
| 2.1.1 Efectos corona en corriente alterna | 31 |
| 2.1.2 Efecto corona en corriente continúa | 36 |
| 2.1.3 Pérdidas por efecto corona | 38 |
| 2.1.3.1 Pérdidas corona en buen tiempo | 38 |
| 2.1.3.2 Pérdidas corona en tiempo deterio rado | 48 |
| 2.2.0 Descargas Atmosféricas | 56 |
| 2.2.1 Formación de las nubes de tormenta | 57 |
| 2.2.2 Formación de las descargas atmosféricas | 58 |
| 2.2.3 Mecanismos de incidencia de las descargas por Rayo | 69 |
| 2.2.3.1 Descarga indirecta | 69 |
| 2.2.3.2 Descarga directa | 70 |
| 2.2.3.3 Descarga inversa | 70 |

CAPITULO III

| | |
|--|----|
| 3.0 ESTACION EXPERIMENTAL DE ALTA TENSION EN ALTA COTA | 76 |
| 3.1 Concepción General | 77 |
| 3.2 Objetivos y Programas de Estudio | 77 |
| 3.3 Implementación | 80 |
| 3.3.1 Primera etapa | 80 |
| 3.3.2 Segunda etapa | 81 |

CAPITULO IV

| | |
|--|-----|
| 4.0 COMPONENTES Y ESPECIFICACIONES DE LA INFRAESTRUCTURA | |
| 4.1 Estación de Pruebas a Frecuencia Industrial | 84 |
| 4.1.1 Estimación de carga | 84 |
| 4.1.2 Especificaciones técnicas | 86 |
| 4.2 Estación de Pruebas con tensiones de impulso | 90 |
| 4.2.1 Especificaciones técnicas | 90 |
| 4.2.2 Estimación de carga consumo | 94 |
| 4.3 Estación de Pruebas en corriente continua | 94 |
| 4.4 Línea de Pruebas | 96 |
| 4.5 Servicios Auxiliares | 97 |
| 4.6 Alternativas de suministro eléctrico | 98 |
| 4.6.1 Suministro con línea existente modificada 10 KV. | 100 |
| 4.6.2 Suministro con línea nueva 10 KV | 103 |
| 4.6.3 Suministro con línea de 50 KV | 105 |
| 4.6.3.1 Cálculo eléctrico línea 50 KV | 106 |
| 4.6.3.2 Cálculo del Vano Económico | 120 |
| 4.6.3.3 Ubicación del cable de guarda en línea 50 KV | 122 |
| 4.6.4 Línea 10 KV a partir de Transformador de potencia en Sub Estación Pomacocha | 124 |

| | PAG. |
|--|------|
| 4.6.5 Grupo Motor Generador | 128 |
| CAPITULO V | |
| 5.0 COSTOS GENERALES DE LOS COMPONENTES DE LA ESTACION EXPERIMENTAL | 130 |
| 5.1 Costo de las Estaciones de Pruebas | 130 |
| 5.1.1 Costo de Estación de Pruebas a frecuencia industrial | 130 |
| 5.1.2 Costo de Estación de Pruebas a tensiones de impulso | 132 |
| 5.2 Costo de Línea Experimental | 133 |
| 5.3 Costo de suministro eléctrico Estación Experimen- tal | 134 |
| 5.3.1 Costo de línea existente modificada 10 KV | 134 |
| 5.3.2 Costo de línea nueva 10 KV | 137 |
| 5.3.3 Costo de suministro con línea 50 KV | 139 |
| 5.3.4 Costo de suministro a partir de transforma- dor 127 KV en SE. Pomacocha | 144 |
| 5.3.5 Costo de suministro con grupo motor generador | 146 |
| 5.4 Costo de Edificaciones y Servicios Auxiliares | 147 |
| 5.5 Costo de Operación | 148 |
| CAPITULO VI | |
| 6.0 OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES | 149 |
| 6.1 Observaciones | 149 |
| 6.1.1 Suministro en 10 KV | 149 |
| 6.1.2 Suministro en 50 KV | 150 |
| 6.1.3 Suministro con transformador monofásico 127/10 KV | 151 |
| 6.1.4 Suministro con grupo motor generador | 152 |
| 6.2 Conclusiones | 152 |

INDICE DE FIGURAS

| FIG | Descripción | PAG. |
|-----|--|------|
| 1 | Sistema interconectado 220 KV. | 6 |
| 2 | Perfil de Línea 220KV. Mantaro-Lima | 8 |
| 3 | Perfil de Línea 220KV - Mantaro-Pisco | 9 |
| 4 | Tensión disruptiva y gradiente de Potencial del aire en función p.d (Ley de Paschen) | 13 |
| 5 | Tensión disruptiva en función sobrepresión | 16 |
| 6 | Tensión de sostenimiento de cadena de aisladores | 18 |
| 7 | Humedad del aire en función de temperaturas | 20 |
| 8 | Tensión disruptiva en función de humedad | 21 |
| 9 | Característica de corrección de la tensión disruptiva en función de la humedad | 25 |
| 10 | Factor de corrección a 60 HZ en función de la precipitación pluvial | 26 |
| 11 | Exponente de corrección de la densidad relativa del aire y humedad en función de la distancia disruptiva | 28 |
| 12 | Exponente de corrección para tensiones de impulso maniobra | 30 |
| 13 | Pérdidas corona en 220 KV | 33 |
| 14 | Pérdidas corona en 400 KV | 34 |
| 15 | Factor de Peterson en función V/V_c , E/E_c | 41 |
| 16 | Factor de Carroll y Rocswell en función g/go | 42 |
| 17 | Comparación de pérdidas efecto corona | 45 |
| 18 | Diámetro del conductor con efecto corona función tensión fase, gradiente de potencial y altura del conductor | 67 |

| | PAG. |
|--|------|
| 19. Aproximaciones de impedancias de estructuras típicas | 68 |
| 20 Tensiones inducidas por caída del rayo vértice de torre | 74 |
| 21 Distribución de las tensiones por caída del rayo | 75 |
| 22 Estación de pruebas a frecuencia industrial | 88 |
| 23 Transformador de prueba a frecuencia industrial 1.65 MVA | 89 |
| 24 Estación de pruebas a tensiones de impulso | 92 |
| 25 Vista completa del área de pruebas con tensiones de impulso | 93 |
| 26 Estación de pruebas a corriente continua | 95 |
| 27 Línea existente 10 KV. SE Pomacocha | 101 |
| 28 Alternativa de suministro en 10 KV | 104 |
| 29 Alternativa de suministro en Línea 50 KV | 118 |
| 30 Lugar geométrico de ubicación de cable de guarda | 121 |
| 31 Estructura de línea 50 KV y circuito simplificado línea | 123 |
| 32 Alternativa de suministro a partir de transformador de potencia 127 KV. | 125 |
| 33 Alternativa de suministro en grupo motor generador. | 129 |

INTRODUCCION

La estación experimental de alta tensión en alta cota se ha proyectado ubicar a 500 m aprox. en dirección nor-este del patio de llaves denominado Subestación Pomacocha, perteneciente al Sistema Interconectado Centro-Norte 220KV de Electroperú S.A.

El patio de llaves Pomacocha es un centro de interconexión de 5 líneas de transmisión de 220 KV y está situada en la Provincia de Yauli, departamento de Junín a 215 Km de Lima con acceso por la carretera central, derivación a la Hidroeléctrica Pachachaca perteneciente a Centromin.

La operación actual correspondiente a las líneas de transmisión en 220 KV que tienen perfiles topográficos que superan los niveles de 3000 m sobre el nivel del mar, netamente en el tramo de la línea Mantaro -Lima, tenemos el 70% de su longitud es de alta cota superando los 3000 m s.n.m. con algunos segmentos a 4800 msnm. con lo cual se pone de manifiesto la difícil geografía de nuestra Cordillera Andina, que debe tomarse en consideración para canalizar hacia la costa la energía eléctrica desde los centros de generación.

Estando prevista la utilización de un nivel superior de tensión de transporte de la Energía Eléctrica, mediante líneas de transmisión a 500 KV o más, se justificaría plenamente la implementación de un centro de investigación experimental en alta cota, cuya finalidad sería el estudio de los fenómenos que afectan a las líneas de transmisión y subestaciones expuestas a los fenómenos ambientales y metereológicos de las zonas de gran altitud, así como las características de entorno de nuestra cordillera Andina; es bajo este criterio que la presencia de la subestación Pomacocha; podría favorecer la implementación de dicho centro experimental.

El presente estudio se propone estimar las condiciones técnicas del posible suministro eléctrico a la posible estación experimental, determinando principalmente la potencia instalada y las alternativas más competitivas de los sistemas de alimentación aconsejables.

CAPITULO I

1.0 FENOMENOS DE ALTITUD

1.1 Densidad Relativa del Aire.-

La atmósfera terrestre varía desde una densidad unitaria, dada en condiciones estandard con presión atmosférica 760 mm Hg y temperatura de 20°C, hasta alcanzar la densidad del vacío interplanetario, conforme ascendemos - desde el nivel del mar; por lo tanto resulta prácticamente imposible determinar un límite del espesor útil de la atmósfera; sin embargo se sabe que la masa del aire por encima de los 60 Km de altitud no representa más de la milésima parte (0.1%) de la masa total.

En la atmósfera terrestre se pueden distinguir 2 capas muy diferenciadas:

- La Tropósfera, adyacente a la superficie de la tierra, donde se desarrolla gran actividad de fenómenos atmosféricos, la formación de nubes, vientos, lluvias, descargas atmosféricas; etc., y de otro lado la tropósfera también está caracterizado por el gradiente térmico negativo, de modo que la temperatura desciende 0,65°C aproximadamente por cada 100 m de elevación en altura sobre el nivel del mar, hasta alcanzar una temperatura

mínima, con este criterio se ha encontrado que la tropósfera presenta un espesor variable donde en el eje ecuatorial a 17 Km s.n.m. alcanza -80°C , en el eje polar a 7 Km s.n.m. alcanza -50°C y en el eje intermedio a $\pm 45^{\circ}$ latitud a 11 km s.n.m. alcanza -60°C ; consecuentemente tendrá forma elipsoidal envolviendo el planeta.

La Estratosfera es parte de la atmósfera ubicada por encima de la tropósfera y se caracteriza por su estabilidad atmosférica presentando una subcapa isotérmica (18 a 25 km s.n.m) para luego mostrar un gradiente térmico positivo debido a la presencia de ozono entre 25 a 45 km., la misma que absorbe parte de la radiación solar, también se puede observar una capa adicional muy importante para el campo de las telecomunicaciones la IONOSFERA (50 a 300 km s.n.m) que a su vez contienen las subcapas de Heaviside (70 a 150 km s.n.m) y de APPLETON (160 a 300 km).

La atmósfera en la que habitamos está compuesto por una mezcla de gases en estado natural, denominado aire atmosférico seco compuesto principalmente por :

| Componente | Nitrógeno | Oxígeno | Argón | Otros gases |
|------------|-----------|---------|-------|-------------|
| % | 78.03 | 20.99 | 0.94 | 0.04 |

El peso molecular del aire es de 28.967 gr en 22.4 litros, en contadas ocasiones permanece estable, por el

contario dado que el aire es muy voluble tiende a expandirse pero también está sujeto a la Ley de la gravedad y por lo tanto equilibra su fuerza expansiva con el peso de las capas de aire situadas en las partes altas, luego la temperatura (T) y la presión atmosférica (B) son directamente proporcionales para su volumen constante, así como la presión es inversamente proporcional al volumen(V) para una temperatura constante.

$$\frac{B_1 V_1}{T_1} = \frac{B_2 V_2}{T_2} = \text{cte}$$

La presión atmosférica (B) varía con la altura sobre el nivel del mar (H), cuya relación matemática es la siguiente:

$$H = 18400 A \text{ Log}(760/B)$$

donde el coeficiente "A" es menor de la unidad e incluye la latitud terrestre y la presión de vapor de agua, en nuestro caso considerando que nuestro país se encuentra entre 0° y 18° latitud Sur y la subestación Pomacocha a 11° de dicha latitud, se puede asumir A = 1, luego la presión atmosférica despejada será:

$$B = 760 / \text{EXP} (H \cdot \text{Ln } 10 / 18400)$$

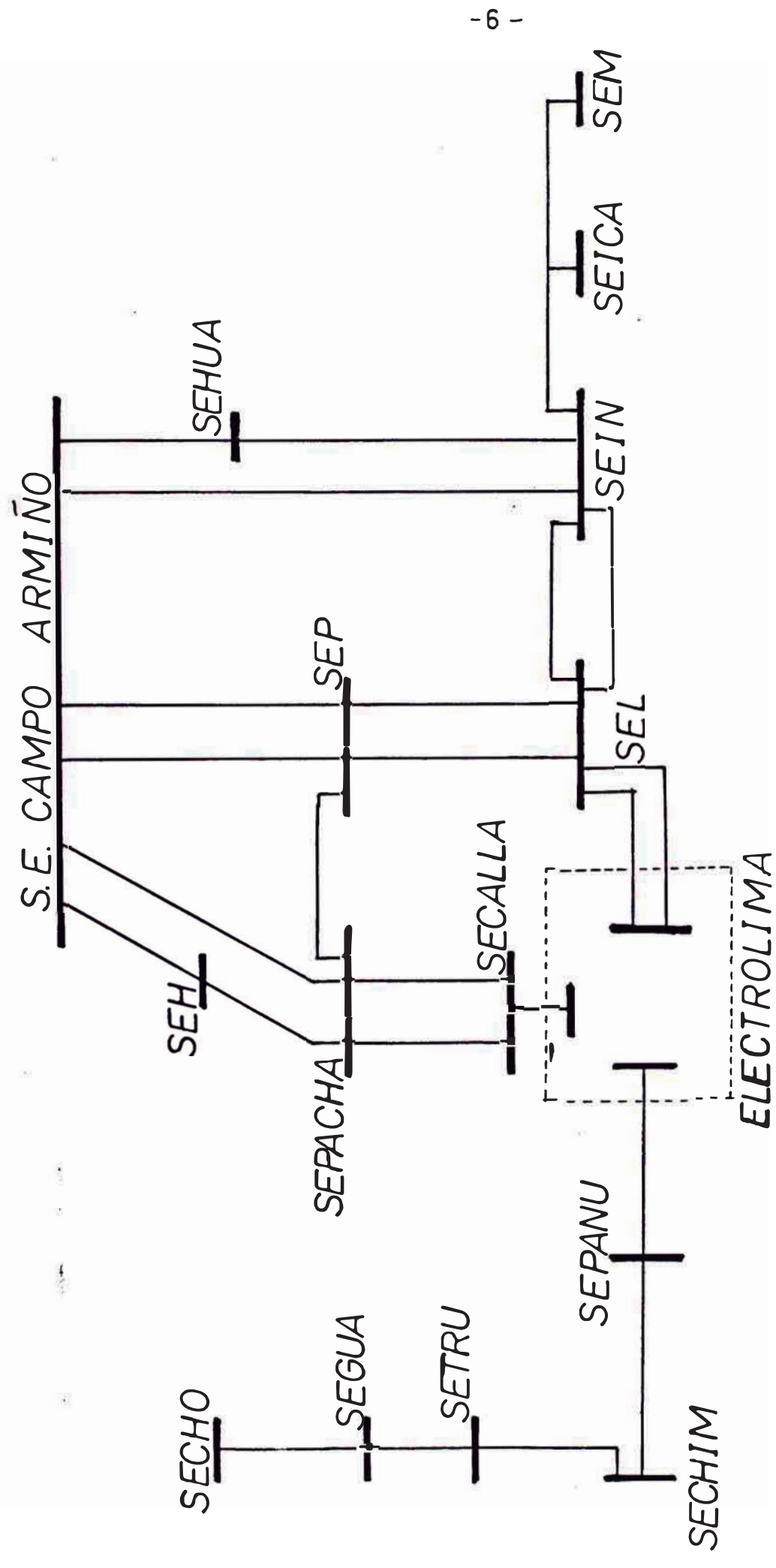


FIG N°1 ESQUEMA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE DEL PERU 220 KV

Para estimaciones menos rigurosas se puede emplear el descenso de 2.4 mm Hg cada 28 m o sea

$$B = 760 - 0.086.H$$

B = presión atmosférica en mm Hg

H = altura sobre el nivel del mar en metros.

Esta última expresión es válida hasta 3000 msnm con error de hasta -4 %, después de lo cual diverge sustancialmente de los valores reales de presión atmosférica.

El concepto de la densidad relativa del aire atmosférico se encuentra definido por la expresión siguiente:

$$D = (293 .B/760)/(273 + T)$$

D = densidad relativa del aire adimensional

T = temperatura del medio ambiente en °C

B = presión atmosférica en mm Hg.

De lo cual se desprende que el valor de la densidad relativa del aire es siempre menor a la unidad conforme se asciende en altura sobre el nivel del mar. La densidad absoluta del aire atmosférico a 760 mm Hg y a 20° C es de 1.29317 Kg/m³.

FIG 2 PERFIL DE LA LINEA 220 KV MANTARO LIMA

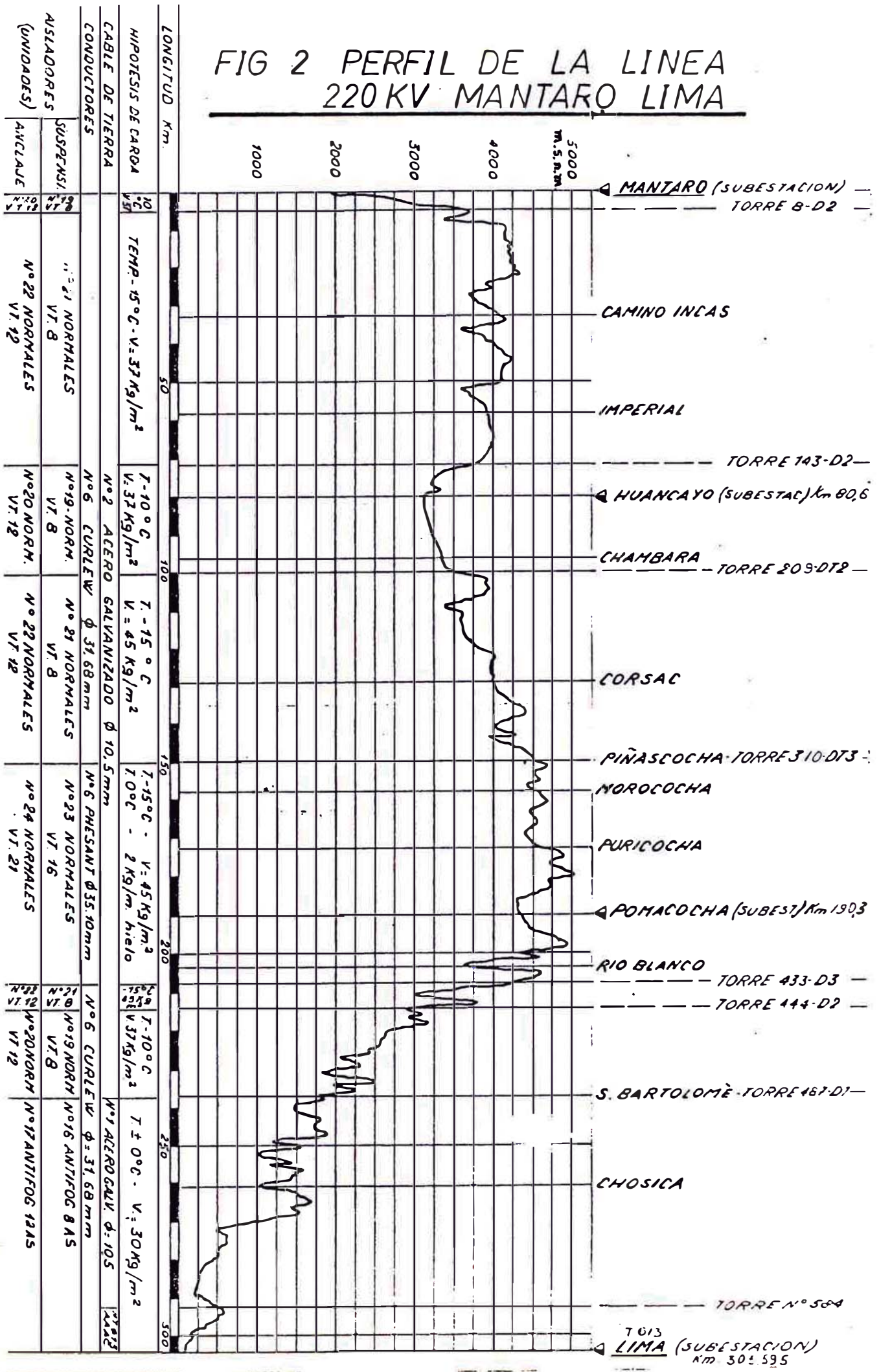
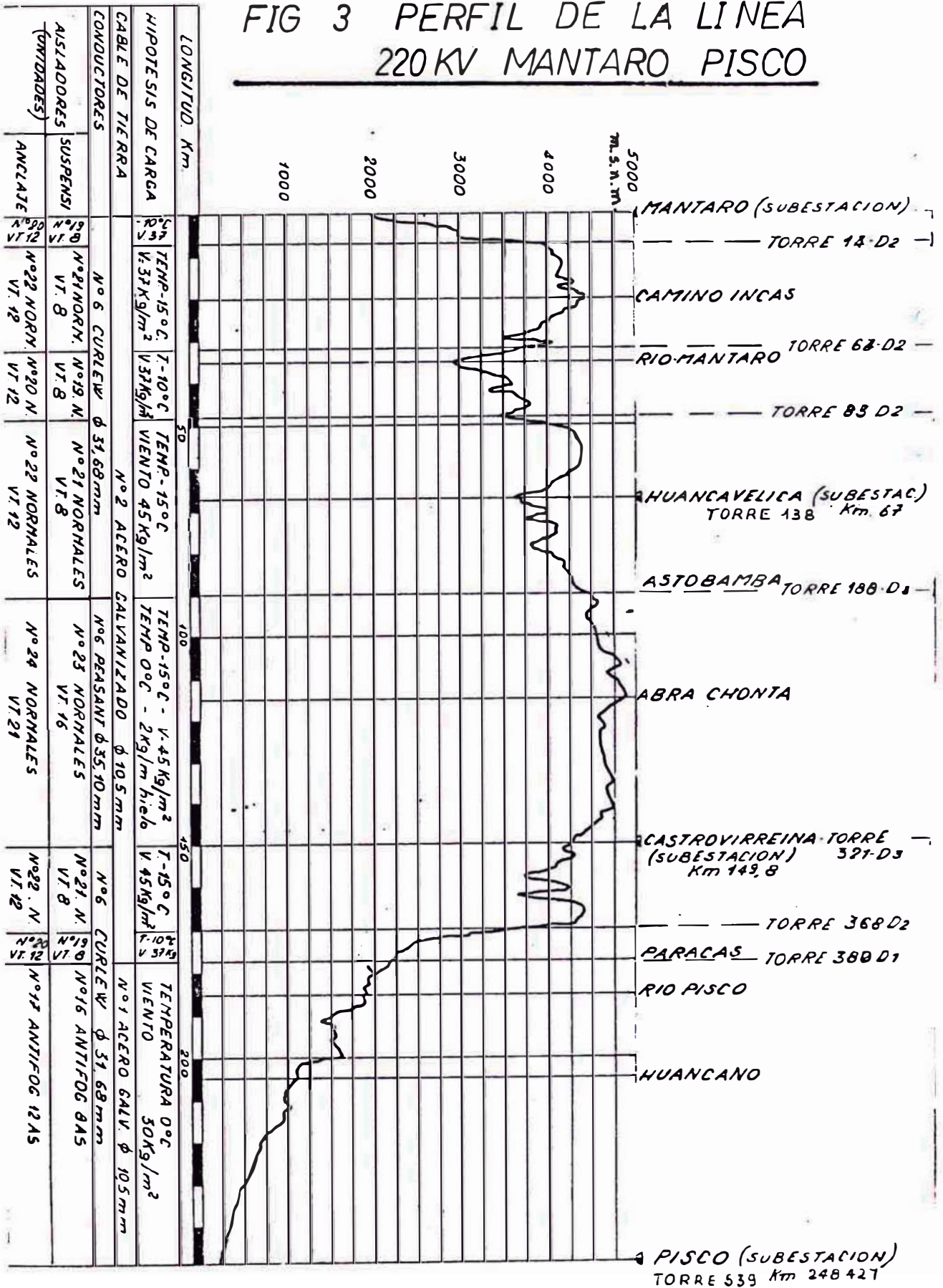


FIG 3 PERFIL DE LA LINEA
220 KV MANTARO PISCO



1.2 Sostenimiento Dieléctrico del Aire.-

El aire atmosférico tiene una importancia considerable como dieléctrico en el campo de las altas tensiones porque los conductores y aisladores expuestos a la intemperie y la mayoría de los equipos y máquinas eléctricas dependen igualmente para su aislamiento del aire.

El volumen de 1 cm^3 de aire a 0°C y a 760 mm Hg contiene aproximadamente 2.7×10^{19} moléculas, en cambio su concentración iónica originado por: movimiento cinético, rayos cósmicos, rayos gamma, rayos X, fotones, radioactividad, etc. varía mucho de un lugar a otro y de acuerdo a las circunstancias, sin embargo para darnos una idea de su concentración tenemos por cada centímetro cúbico aproximadamente:

| DESCRIPCION | IONES POSITIVOS | IONES NEGATIVOS |
|---------------------|---------------------------------|-----------------|
| Sobre el Océano | No hay datos | 800-700 |
| Altura 2000 msnm | 1050 | 850 |
| Altura 5000 msnm | 2350 | 2000 |
| Bajo niebla | 2000 | 2200 |
| Bajo lluvia | 2000 | 3500 |
| Bajo acción rayos X | 3×10^{11} en conjunto. | |

Durante la lluvia se ha observado experimentalmente que la formación de iones por segundo y por cm^3 es de 4 a 9 unidades.

El aire atmosférico sometido a un campo eléctrico; es establecerá una corriente eléctrica de desplazamiento de iones, así tenemos que a 760 mmHg , 20°C y un campo eléctrico continuo de 1KV/m se producen los desplazamientos de iones a las velocidades medias siguientes:

| | EN AIRE SECO | EN AIRE HUMEDO | |
|--------------|--------------|----------------|---------|
| ION NEGATIVO | 13.6 | 13,7 | cm/seg |
| ION POSITIVO | 18.7 | 15.1 | cm/seg. |

Como se sabe la carga eléctrica de un ión es 1.6×10^{-19} coulombios, y se ha encontrado que una corriente del orden 10^{-21} amperios/cm³ es atribuible a condiciones normales en nuestra atmósfera.

El establecimiento de corrientes eléctricas con campos eléctricos menores a la rigidez dieléctrica del aire, se denominan descargas dependientes en el aire por cuanto se deben exclusivamente a la presencia de iones libres formados por ionización natural, en cambio para campos eléctricos intensos o mayores a la rigidez dieléctrica del aire (5KV/cm) las corrientes eléctricas que se establecen - constituyen las descargas independientes o autosostenidas.

La disrupción dieléctrica en campos eléctricos homogéneos es el resultado de la multiplicación exponencial de electrones libres formadas por el campo aplicado. Un único electrón acelerado por el campo eléctrico crea una ava-

lancha que crece exponencialmente dada por la expresión $\exp(\alpha d)$ donde "d" es la distancia entre electrones y α es la constante de Townsend (número de electrones formadas por colisión por cm³) así tenemos:

$$\alpha d = 1 \quad \text{para } d = 0.01 \text{ m m, } \alpha = 100$$

$$\alpha d = 45 \quad \text{para } d = 100 \text{ m m, } \alpha = 0.45$$

mientras que los electrones creados por la avalancha son en cada caso

$$\alpha d = 1 \quad \text{electrones} = 2.72$$

$$\alpha d = 45 \quad \text{electrones} = 3,49 \times 10^{19}$$

Las descargas disruptivas en campos eléctricos homogéneos se rigen por la "Ley de Paschen", la misma que relaciona la tensión inicial descriptiva del aire como una función del producto presión y la distancia entre electrodos

$$V = f(d, B.)$$

d= distancia entre electrodos en cm

B= presión del medio ambiente en atmósferas.

La figura Nº 4 muestra la curva de validez de la Ley de Paschen, así como la variación de la gradiente de potencial en función de dicho producto d.B. La validez de la ley de Paschen está restringida por los límites indicados

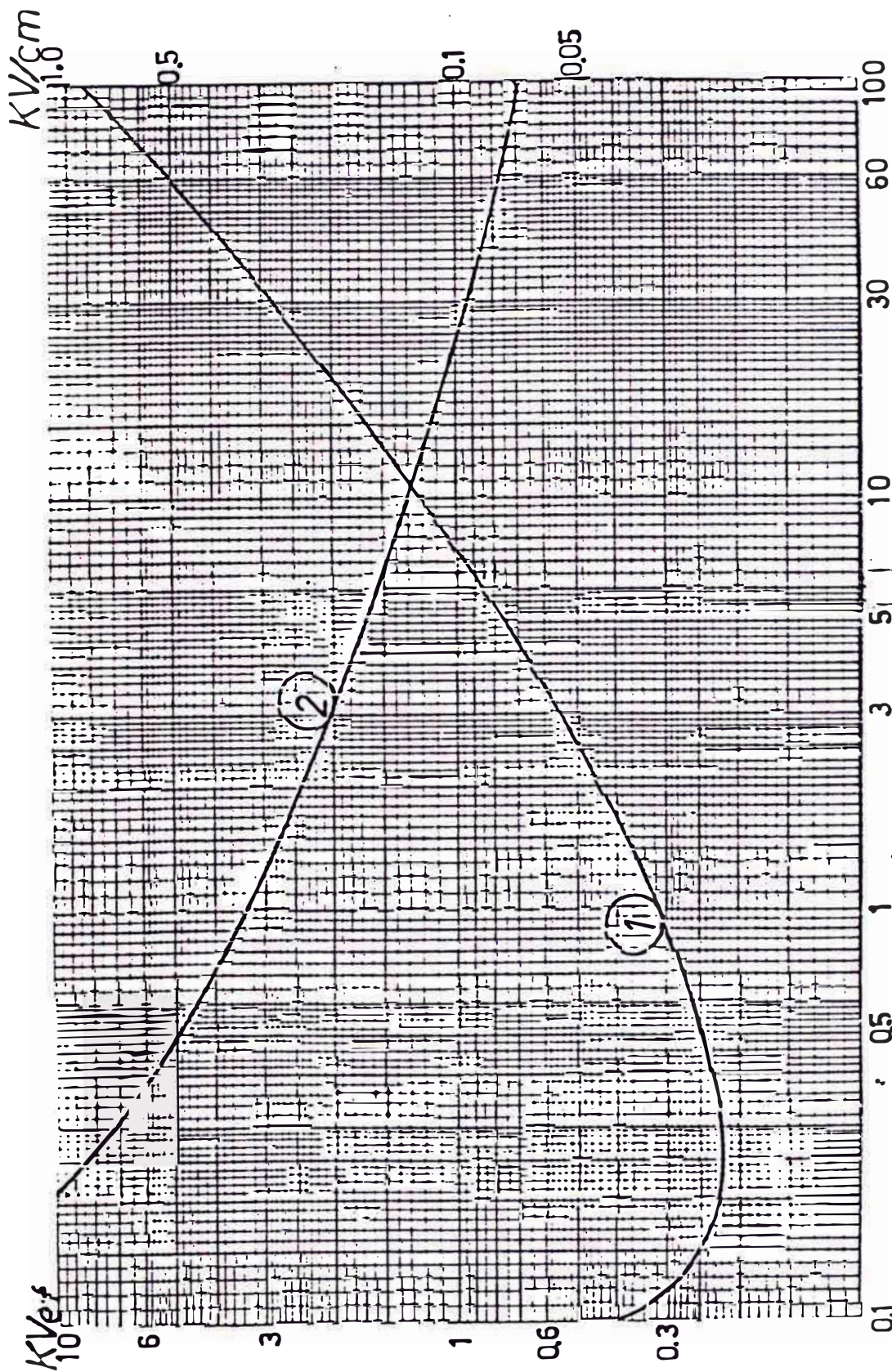


FIG 4 TENSION DISRUPTIVA(1) Y GRADIENTE POTENCIAL(2) DEL AIRE EN FUNCION DE p.d (LEY DE PASCHEN)

1 mil = 0.0254 mm

en la siguiente Tabla .

| DISTANCIA DISRUPTIVA: d (cm) | PRODUCTO d.B (ATM x cm) | PRESION B ATMOSFERAS |
|---------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| 0.1 | 1.1 | 11 |
| 0,2 | 2,5 | 12,5 |
| 0,3 | 4 | 13,3 |
| 0,5 | 6 | 12,0 |
| 0,7 | 9,5 | 13,6 |
| 1..... 2 | 16 | 8.....16 |
| 4 | 21.....48 | 5.2.....12 |

El aire sometido a altas presiones posee una mayor rigidez dieléctrica así a 12 ATMOSFERAS y 20°C tiene la rigidez 216 KV/cm en campos homogéneos, sin embargo dicho valor es muy sensible a la presencia de humedad, polvo, así como a la rugosidad de la superficie de los electrodos.

La rigidez dieléctrica tiende a crecer con el peso molecular en el caso de comparaciones entre diversos gases.

El sostenimiento dieléctrico del aire en alta frecuencia de la tensión aplicada disminuye ligeramente así de -10% a 600 KHZ.

La frecuencia crítica es de 10^7 HZ, a partir del cual en el espaciamiento entre electrodos se produce la

ionización acumulativa con lo que la tensión disruptiva disminuye bruscamente ya que se establece el equilibrio entre la producción de electrones por ionización debida a las colisiones y las pérdidas por difusión en las paredes y electrodos.

La disrupción del aire sometido al vacío, se produce por la emisión de electrones en los electrodos y es -
tán afectados por las rugosidades, partículas y/o calentamiento de electrodos. En este caso la rigidez dieléctrica es del orden 80KV/cm y aumenta con la raíz cuadrada de la distancia entre electrodos.

Luego de las investigaciones realizadas en cámaras climáticas donde se tenía una buena regulación de la humedad en el rango de 2 a 50 gr. de agua/m³ y con variaciones de temperatura de -20 a + 60°C sobre espaciamentos de hasta 1 m, donde se aplicaban tensiones disruptivas del tipo de corriente continua y de corriente alterna, se han llegado a las siguientes conclusiones:

A) CON TENSIONES DE CORRIENTE CONTINUA .

- 1) La corrección de la tensión disruptiva es incierta cuando la humedad absoluta es menor que 4gr/m³
- 2) Para el sistema barra-plano con aplicación de tensiones negativas no se muestra influencia de la humedad en la tensión disruptiva, sin embargo la in

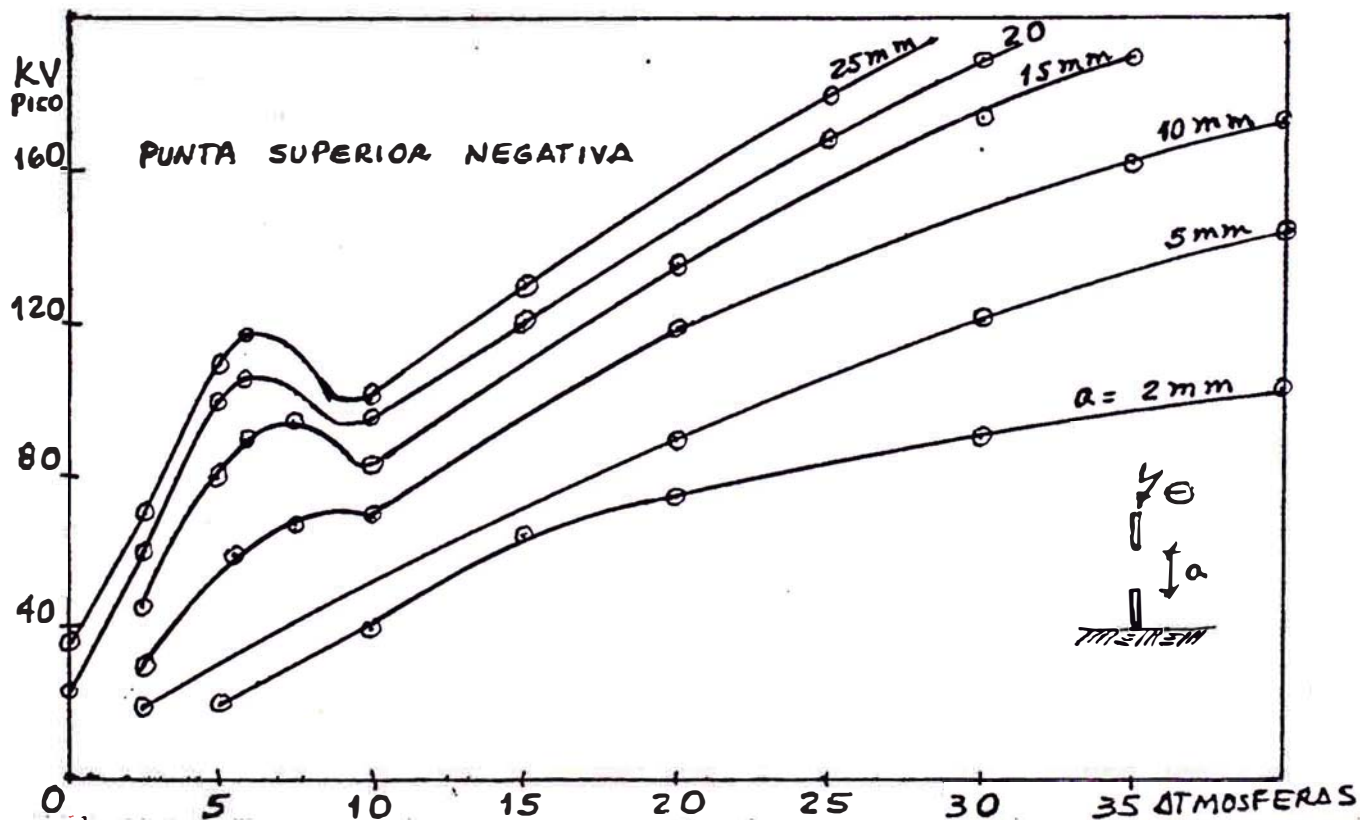
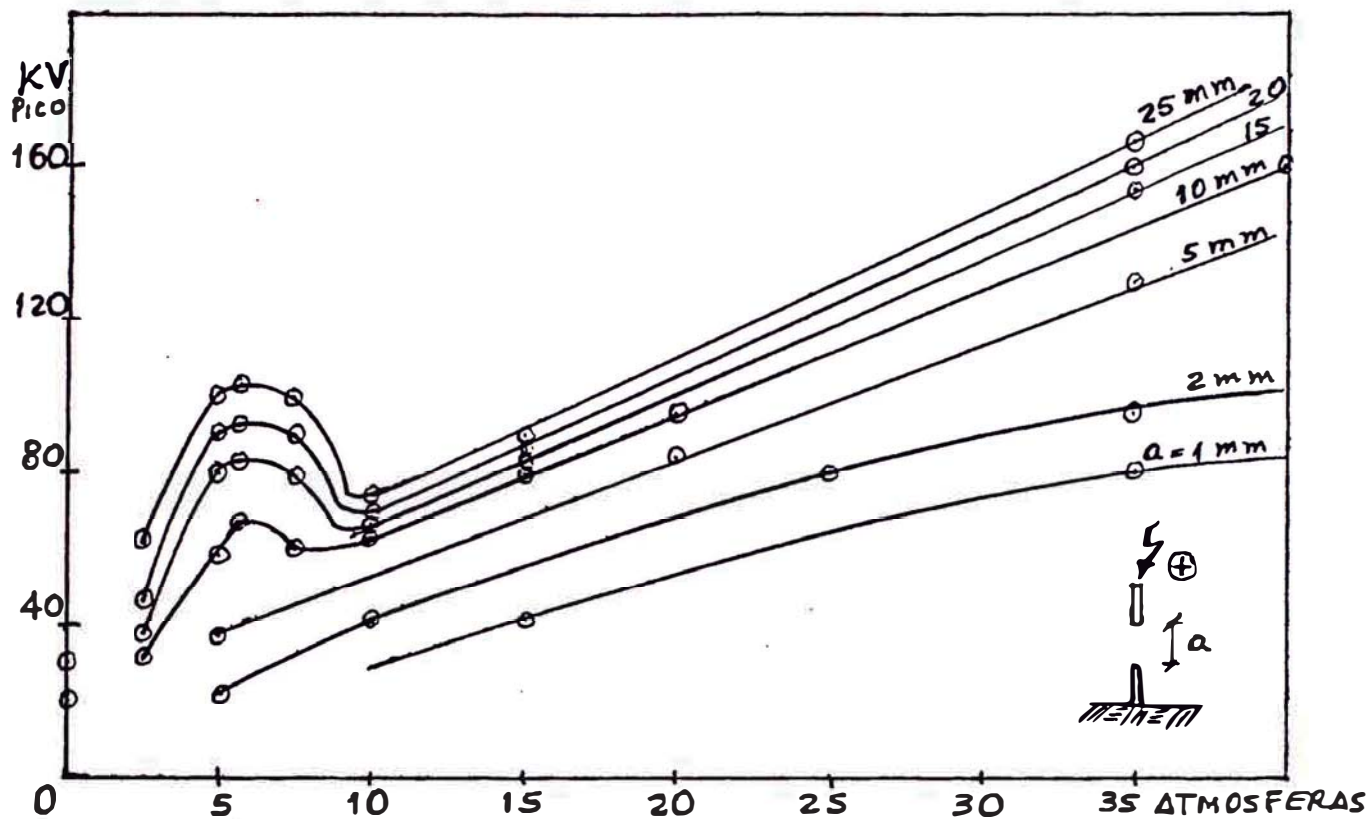


FIG 5 TENSION DISRUPTIVA EN FUNCION DE SOBREPRESIONES Y DISTANCIAMIENTOS

fluencia de la temperatura se tomaría en cuenta con factor de potencia 0.5 o sea.

$$V_p = V_s \cdot \left(\frac{760}{B}\right) \cdot \left(\frac{293}{273+T}\right)^{0.5}$$

Siendo:

V_p = Tensión disruptiva en condiciones no estandarizadas a presión B y temperatura T (KV)
(Tensión Prueba)

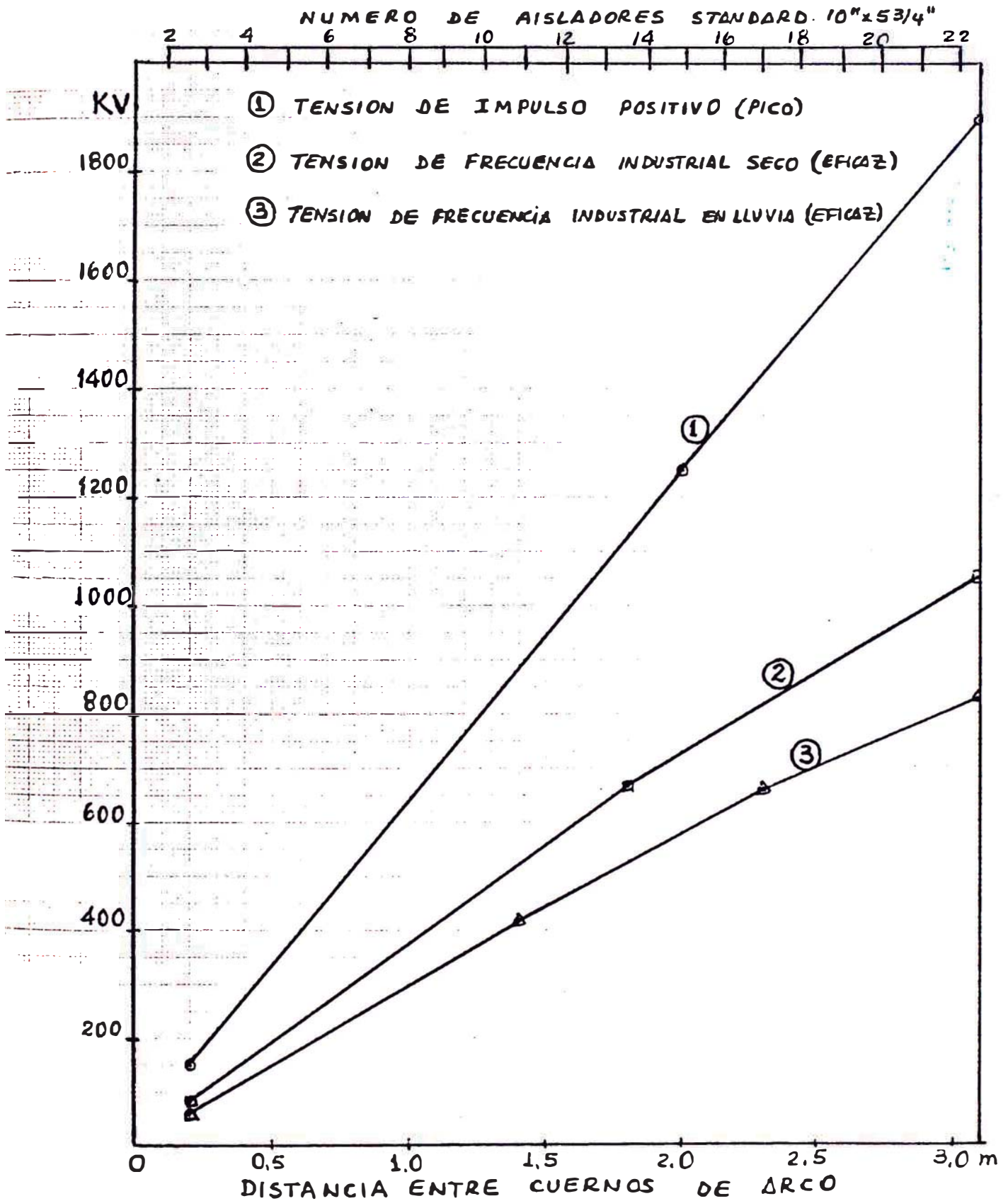
V_s = Tensión disruptiva en condiciones estandarizadas a 760 mm Hg 20°C (KV)

B = Presión atmosférica en mm Hg

T = Temperatura de Bulbo seco en °C

- 3) Una cadena de aisladores se comporta como un sistema de Barra-Plano cuando la temperatura varía de: + 10 a + 30°C y con humedades relativas de hasta 75% (humedades absolutas de 7 y 23 gr de agua/m³ a las temperaturas 10 y 30°C respectivamente). Para mayores humedades relativas de 75%, la tensión disruptiva decrece rápidamente y en consecuencia no son válidos los factores de corrección por humedad dados en la publicación IEC 60-1
- 4) Las tensiones disruptivas en campos eléctricos homogéneos no requieren de los factores de corrección por humedad, o sea no están afectados por la humedad.

FIG. 6
TENSION DE SOSTENIMIENTO DE CADENA AISLADORES
Y DISTANCIAS ENTRE CUERNOS DE DESCARGA



B) EN TENSIONES DE FRECUENCIA INDUSTRIAL

- 1) Con humedades absolutas de hasta 10 gr de agua/ m³ el factor de corrección por humedad es el dado en la publicación IEC 60-1
- 2) Para humedades absolutas mayores de 10 gr/m³, los resultados de prueba de tensiones disruptivas son divergentes por la cual no se debiera tomar en cuenta el factor de corrección por humedad en publicación IEC 60-1.
- 3) Para condición atmosférica de tiempo deteriorado o lluvioso no se toma en cuenta el factor de corrección por humedad.

Si se toma en cuenta la relación de las condiciones atmosféricas de la densidad relativa del aire, humedad y el factor de corrección para precipitación pluvial sobre cadena de aisladores de suspensión.

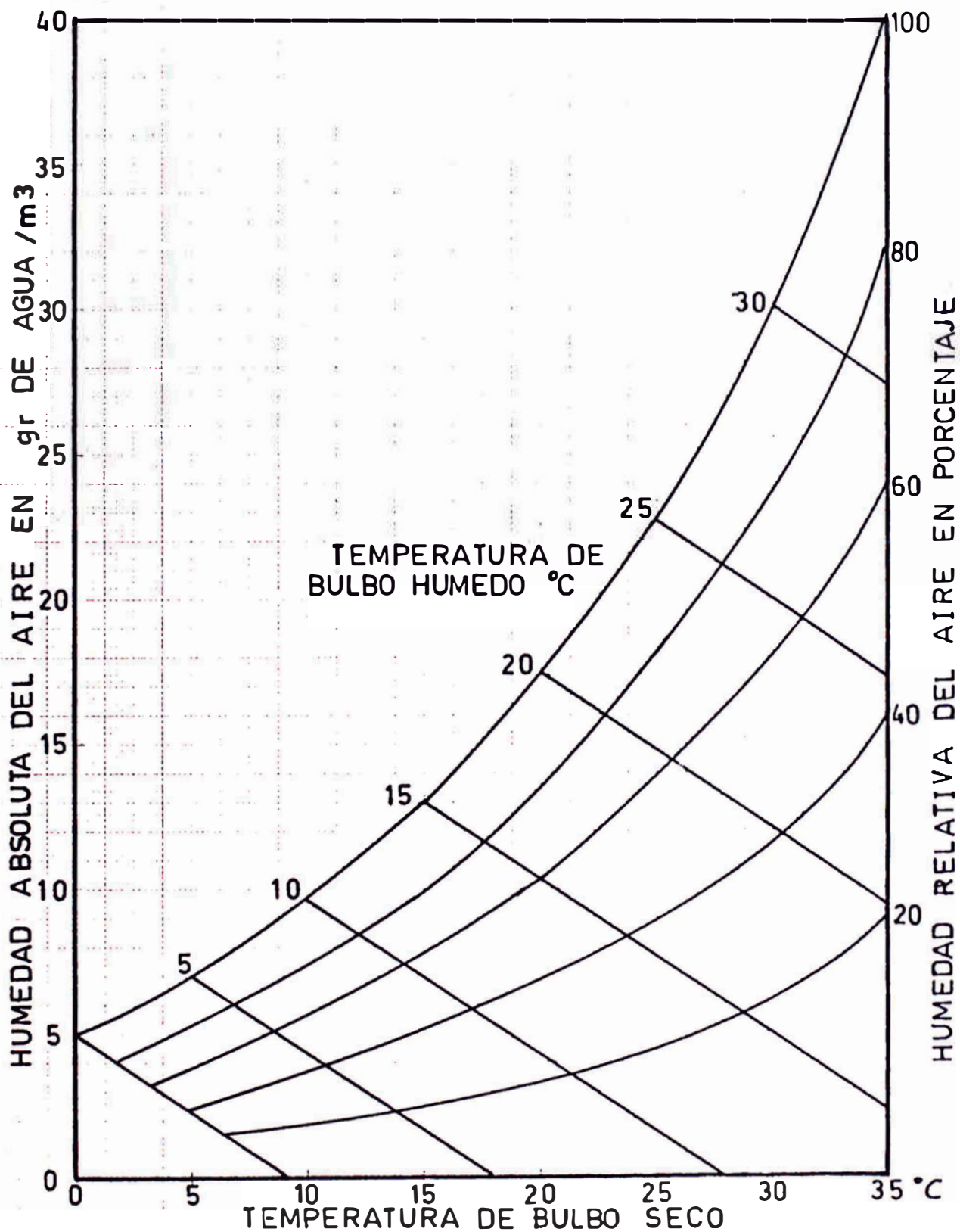
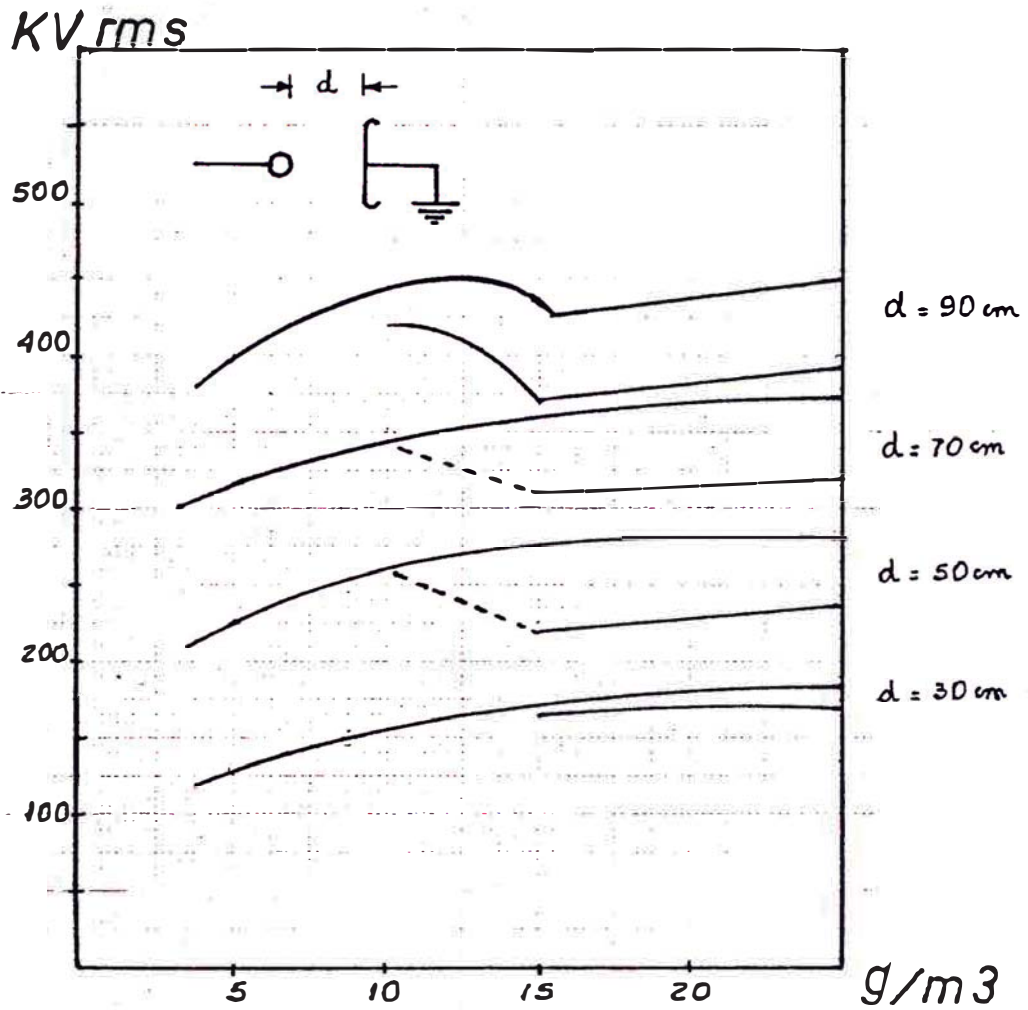


FIG. N°7 HUMEDAD DEL AIRE EN FUNCION DE TEMPERATURAS



TENSION DISRUPTIVA FUNCION HUMEDAD

FIGURA N° 8

1.2.1 Sostenimiento Dieléctrico del Aire en Campos Eléctricos Homogéneos.-

Este caso se presentan cuando se realizan mediciones de tensión en alta tensión (tensión continua, tensión alterna a frecuencia industrial, tensiones de impulso, tensiones de maniobra) con electrodos esféricos (grado de precisión 3%), y con electrodos planos.

Si las mediciones se realizan en condiciones diferentes a las estandarizadas (temperatura 20°C densidad relativa del aire 1.0, presión atmosférica 760mm de Hg, humedad absoluta 11 gr de agua en m³ de aire) se tienen que considerar los factores de corrección mediante la siguiente fórmula:

$$V_p = D \cdot Z \cdot V_s$$

V_p = tensión corregida a la condición no estandarizada en KV (tensión de prueba)

D = densidad relativa del aire

Z = factor de corrección por precipitación pluvial según Fig 10

V_s = tensión considerada a condiciones estandarizadas

Se debe resaltar el hecho de que la humedad no ejerce ninguna influencia, por lo tanto no requiere factor de corrección, para tensiones de ningún tipo, en presiones menores a la estandarizada.

Sin embargo cuando se realizan pruebas de sostenimiento dieléctrico del aire con altas presiones atmosféricas (cámaras cerradas) la presencia del polvo y humedad se deben tomar en cuenta.

1.2.2 Sostenimiento Deléctrico del aire en Campos E- léctricos no Homogéneos.-

Tipicamente se considera este tipo de campos eléctricos no homogéneos en casi todas las aplicaciones en servicio de equipos electromecánicos, así como en las disposiciones de los soportes aislantes de líneas de transmisión y barras de las subestaciones eléctricas.

Se pueden distinguir para propósitos de estudio dos configuraciones siguientes:

1) Configuración de Electrodo punta-punta.

Esta configuración se presenta en las varillas espinterométricas de protección de equipos.

Esta configuración tiene un comportamiento diferente ante los diferentes tipos de tensión de prueba así:

Para corriente continua, la tensión de polaridad positiva y negativa se comporta según la fórmula:

$$V_p = \frac{D}{H_c} \cdot Z \cdot V_s$$

V_p = Tensión corregida a la condición no estandarizada en KV(tensión de prueba)

D = Densidad relativa del aire

H_C = Factor de corrección por humedad

Z = Factor de corrección por precipitación pluvial según Fig. 10

V_S = Tensión considerada a condiciones estandarizadas (20°C, 760 mm Hg, 11 gr/m³)

Para corriente alterna se tiene la fórmula:

$$V_n = \frac{D^n}{H_C^n} \cdot Z \cdot V_C$$

Siendo "n" un exponente de corrección de la densidad relativa del aire y del factor de corrección por humedad, la misma que varía según la siguiente fórmula, en la que interviene la distancia entre los electrodos (d) en metros (FIGURA 11)

| | |
|---------------------------------------|----------------------|
| $d \leq 1 \text{ m}$ | $n = 1$ |
| $1 \text{ m} \leq d \leq 6 \text{ m}$ | $n = 1.12 - 0.12(d)$ |
| $d \geq 6 \text{ m}$ | $n = 0.4$ |

Para tensiones de impulso tipo atmosférico (1.2/50 u seg) de polaridad positivas tenemos :

$$V_p = \frac{D}{H_C} \cdot Z \cdot V_S$$

Para tensiones de impulso tipo atmosférico de polaridad negativa tenemos :

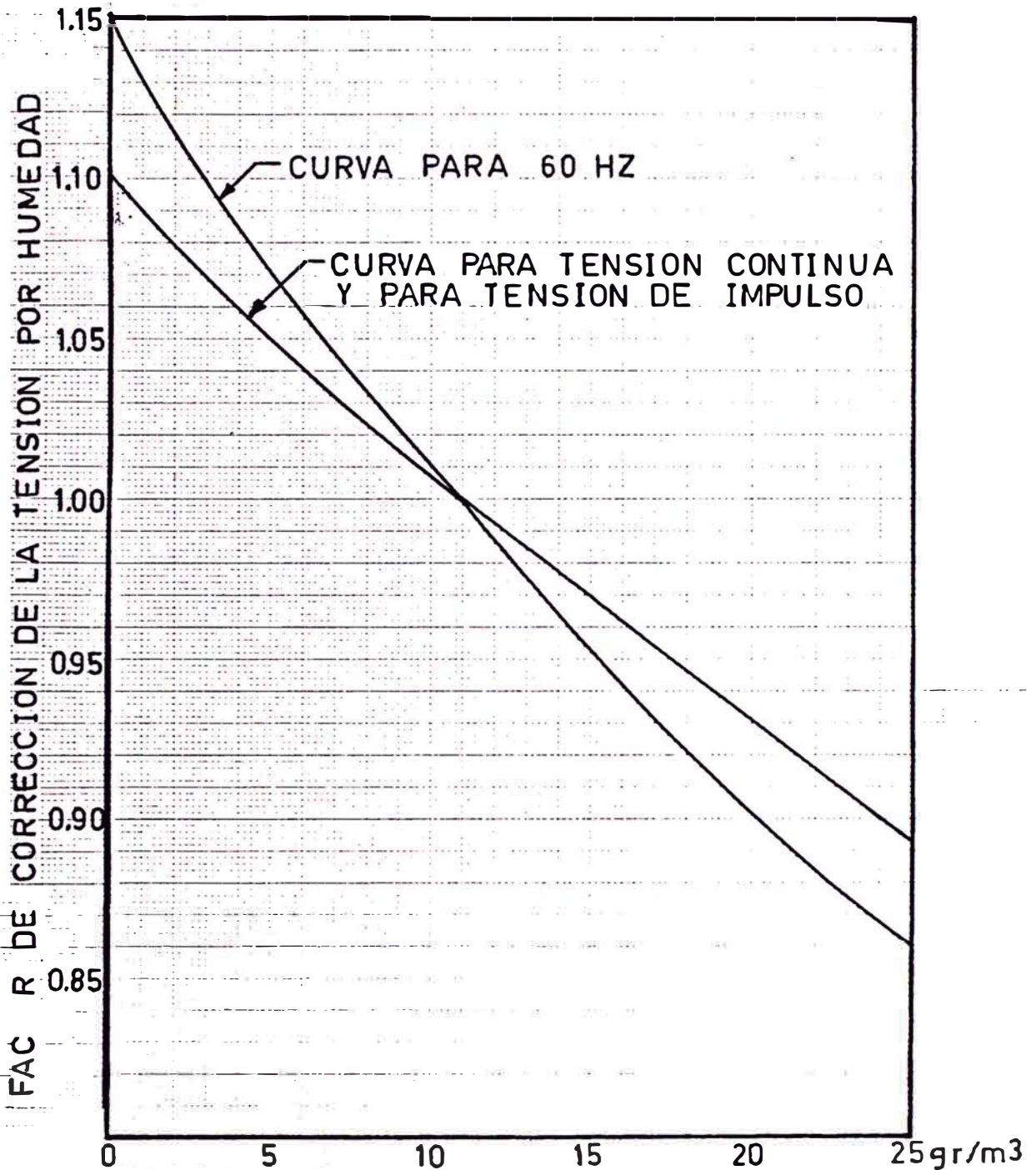


FIG. N 9 CARACTERISTICAS DE CORRECCION DE LA TENSION DISRUPTIVA EN FUNCION DE LA HUMEDAD ABSOLUTA

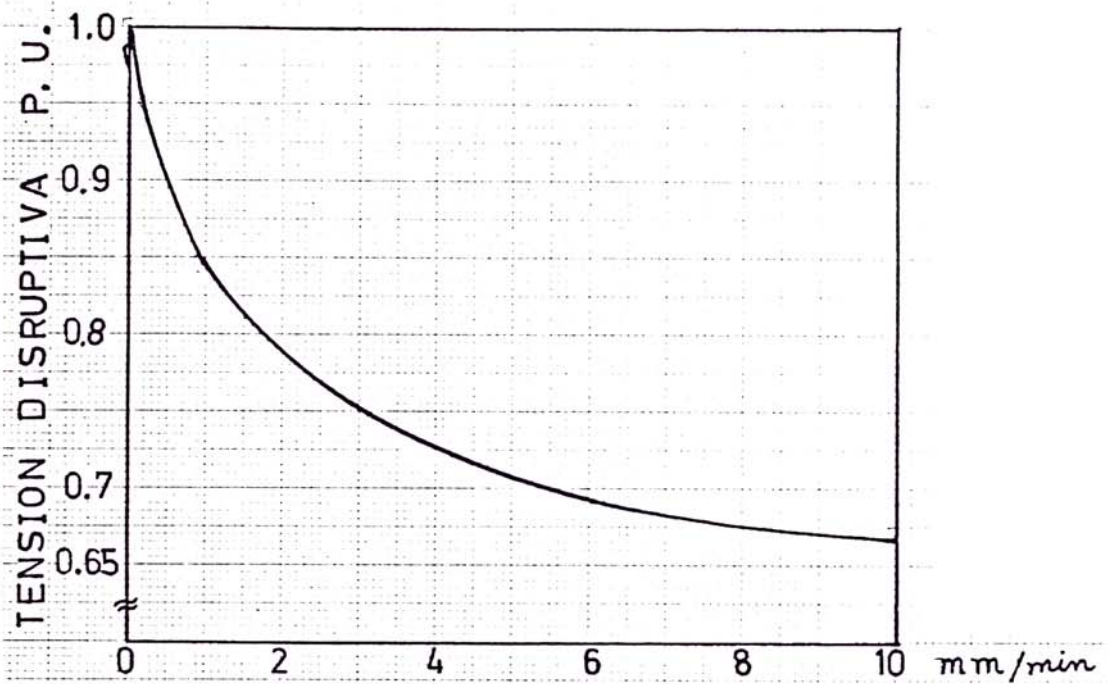


FIG. N° 10 FACTOR DE CORRECCION A 60 HERTZ EN FUNCION DE PRECIPITACION PLUVIAL



FIG. N° 11 EXPONENTE DE CORRECCION DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE Y DE LA HUMEDAD EN FUNCION DE LA DISTANCIA DISRUPTIVA

$$V_p = \frac{D}{H_c^{0.8}} \cdot Z \cdot V_s$$

Para tensiones de impulso tipo maniobra (250/2500 useg) polaridad positiva tenemos :

$$V_p = \frac{D^n}{H_c^n} V_s$$

Siendo el "n" el exponente de corrección que varía según la curva de la FIG. 12.

Para tensiones de impulso de maniobra de polaridad negativa $V_p = \frac{D^n}{H_c^n} V_s$, siendo "n" el exponente de corrección según la FIG, N° 12.

II) Configuración de Electrodo punta-placa.

Esta configuración se presenta en la práctica en toda cadena de aisladores, soportes de equipos electromecánicos.

Si consideramos los diferentes tipos de tensiones de aplicación a esta configuración, obtendremos diversos comportamientos como sigue:

Para tensiones de corriente continua de polaridad positiva

$$V_p = \frac{D}{H_c} \cdot Z \cdot V_s$$

Para tensiones de corriente continua de polaridad negativa, tenemos :

$$V_p = D \cdot Z \cdot V_s$$

O sea la humedad no tiene influencia en las descargas disruptivas.

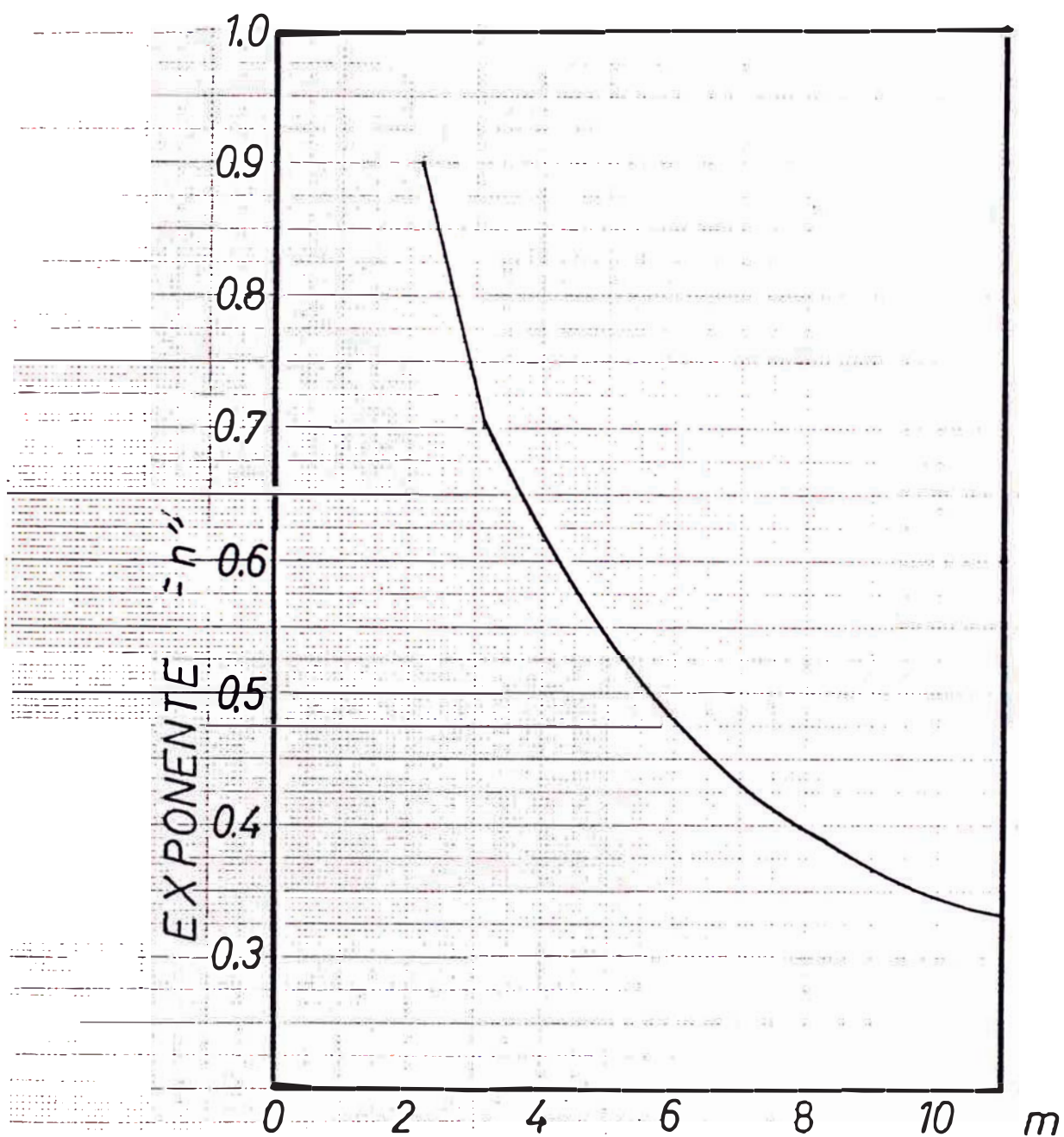


FIG 12 EXPONENTE DE CORRECCION DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE Y DE LA HUMEDAD EN FUNCION DE LA DISTANCIA DISRUPTIVA PARA TENSIONES DE IMPULSO DE MANIOBRA

Para tensiones de corriente alterna a frecuencia industrial a 60 HZ se tiene la fórmula:

$$V_p = \left(\frac{D}{H_c} \right)^n \cdot Z \cdot V_s$$

Siendo "n" el exponente de corrección que varía según la distancia entre electrodos (d) en metros (FIG.11)

| | |
|---------------------------------|-----------------------|
| $d \leq 1 \text{ m}$ | $n = 1$ |
| $1 \text{ m} < d < 6 \text{ m}$ | $n = 1.12 - 0.12 (d)$ |
| $d \geq 6 \text{ m}$ | $n = 0.4$ |

Para tensiones de impulso del tipo atmosférico polaridad positiva

$$V_p = \frac{D}{H_c} \cdot Z \cdot V_s$$

Para tensiones de impulso del tipo atmosférico de polaridad negativa

$$V_p = D \cdot Z \cdot V_s$$

Para tensiones de impulso del tipo maniobra de polaridad positiva (exponente n en FIG,12)

$$V_p = \left(\frac{D}{H_c} \right)^n \cdot V_s$$

Para tensiones de impulso del tipo maniobra de polaridad negativa (exponente n en FIG.12)

$$V_p = \frac{D^n}{H_c} \cdot V_s$$

TABLA 1 DE VALORES DEL EXPONENTE n
DE CORRECCION DENSIDAD RELATIVA Y HUMEDAD

| TIPO DE TENSION | FORMA DE ELECTRODO | POLARIDAD | EXPONENTE n | |
|------------------------|--------------------|-----------|---------------|--------|
| | | | D | Hc |
| CONTINUA | ○ | + | 1.0 | 0 |
| | ⊙ | - | | 0 |
| | | + | | 1.0 |
| | | - | | 1.0 |
| | | + | | 1.0 |
| | | - | | 0 |
| ALTERNA | ○ | ~ | VER FIG 11 | 0 |
| | ⊙ | | | 0 |
| | | | | VER |
| | | | | VER |
| | | | | FIG 11 |
| | | | | FIG 11 |
| IMPULSO ATMOSFERICO | ○ | + | 1.0 | 0 |
| | ⊙ | - | | 0 |
| | | + | | 1.0 |
| | | - | | 0.8 |
| | | + | | 1.0 |
| | | - | | 0 |
| IMPULSO MANIOBRA | ○ | + | 1.0 | 0 |
| | ⊙ | - | | 0 |
| | | + | | VER |
| | | - | | FIG 12 |
| | | + | | FIG 12 |
| | | - | | FIG 12 |

CAPITULO II

2.00 EFFECTOS DEL CAMPO ELECTRICO

2.1 Efecto Corona.- El EFECTO CORONA se define como una descarga incompleta y autosostenida que se irradia de un conductor eléctrico energizado al medio ambiente que lo rodea, debido a la presencia de un campo eléctrico caracterizado por el gradiente de tensión superficial inherente.

El efecto corona se manifiesta mediante la ionización del aire como es el caso de los conductores y ferreterías energizadas en las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica; la ionización visible denominada "EFLUVIOS" es el fenómeno luminiscente que muestra la liberación de energía eléctrica transversal, especialmente en los puntos prominentes, acompañado por un ruido audible y radio interferencia.

El efecto corona puede no ser visible, para separaciones iguales o menores a 15 veces el diámetro del conductor en el cual se presentan más rápidamente las descargas completas.

2.1.1 Efecto Corona en Corriente Alterna.-

Las primeras investigaciones del efecto coro-

na se realizaron en 1910 por la General Electric Company bajo la dirección de F.W. Peek, cuyo trabajo fue publicado en 1929 "Dielectric Phenomena in High Voltage Engineering". F. W. Peek estudió en una línea de pruebas de 3,2 Km llegando entre otras a las siguientes conclusiones:

- a) Las pérdidas por corona en corriente continua son menores que las pérdidas corona a frecuencia 60 HZ en el orden de 25% a 50%.
- b) Las pérdidas por corona son proporcionales a la frecuencia en el rango de 47 a 120 HZ.
- c) Para líneas trifásicas dispuestas en forma vertical o en forma horizontal, las pérdidas por corona son menores en 4% para la fase central y es mayor en 6% para las fases dispuestas exteriormente.
- d) El humo, la niebla, la nieve, la lluvia reducen la tensión crítica visual de efecto corona y aumenta las pérdidas por corona.

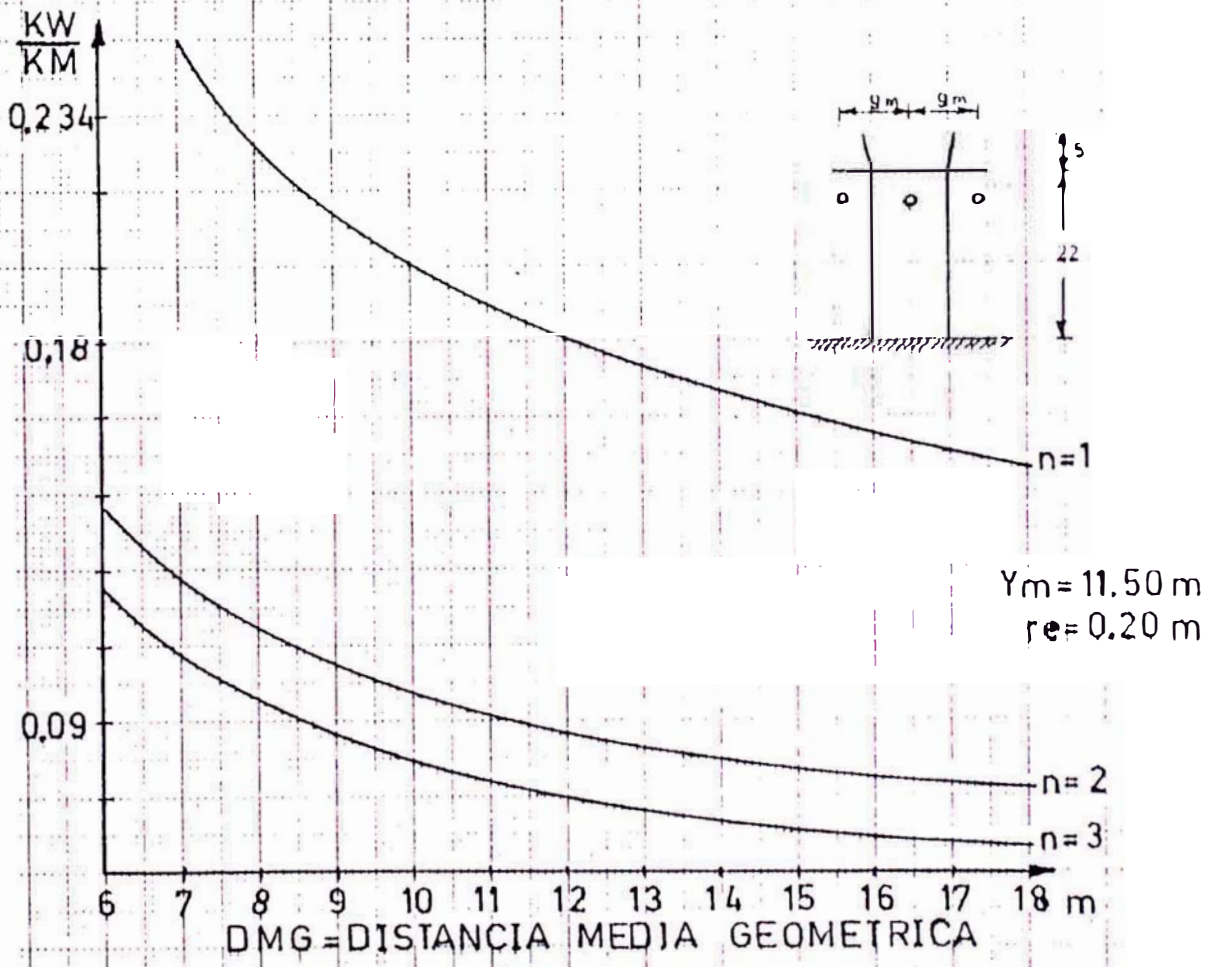
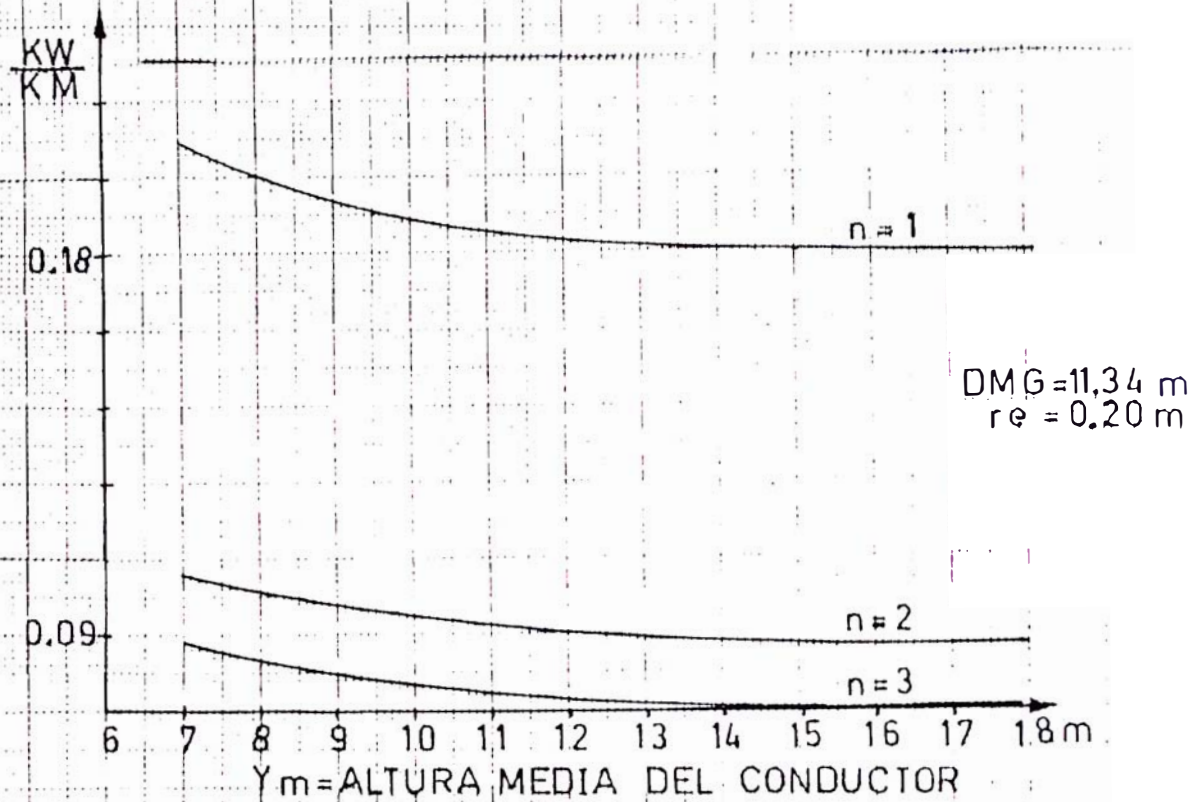


FIG. 13 PERDIDAS CORONA EN 220 KV

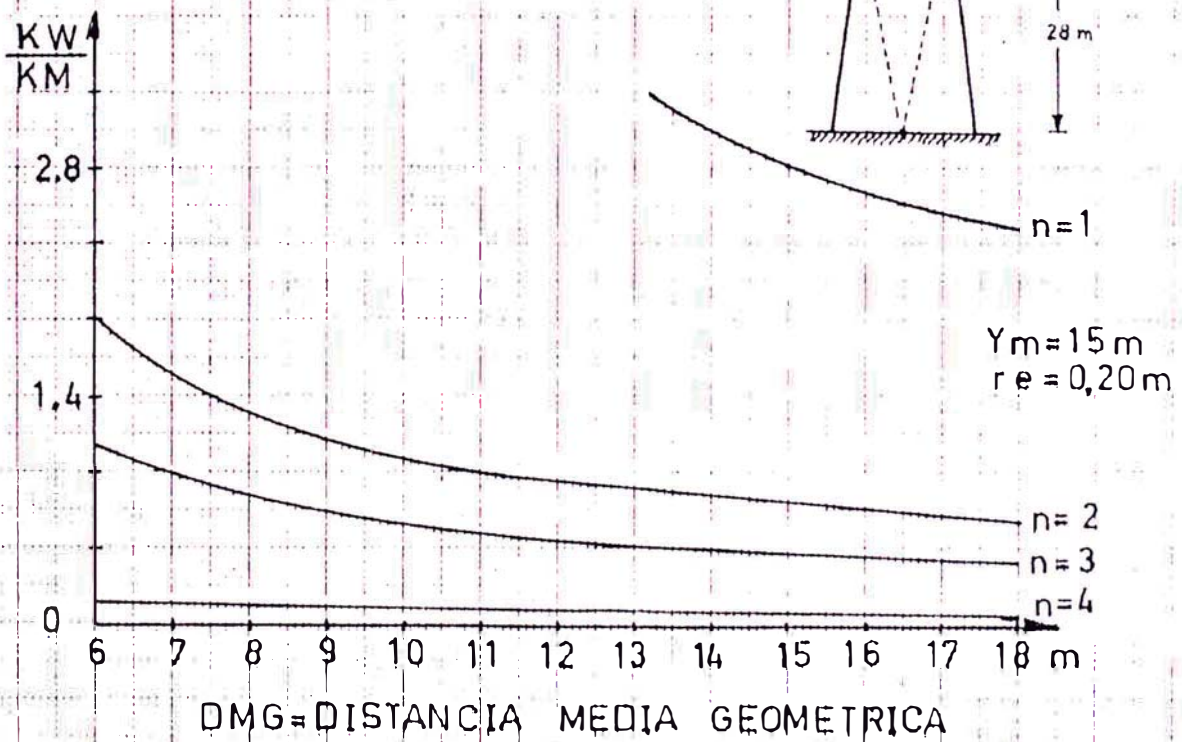
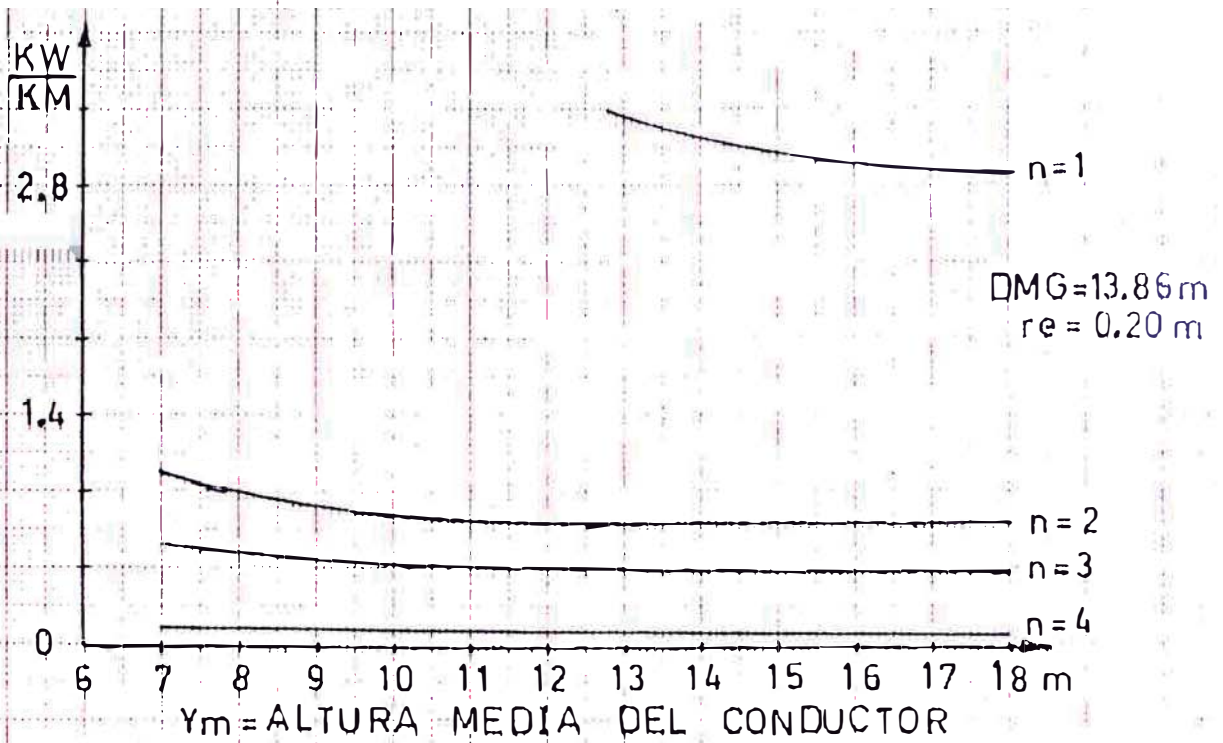


FIG 14 PERDIDAS CORONA EN 400 KV

Las consecuencias del efecto corona se pueden resumir:

- a) Pérdidas de potencia por ionización lateral en las líneas de transmisión.
- b) Deterioro de los aislantes en líneas eléctricas con cubiertas por las descargas parciales incidentes.
- c) Deterioro de los conductores y ferretería por la corrosión ocasionado por el ozono (producto de la reacción química en la ionización del aire y adicionalmente ácido nitroso (HNO), cuando dicha reacción se realiza en presencia de humedad.
- d) Interferencia en las comunicaciones por la superposición del espectro de altas frecuencias. La Banda de radio transmisión se extiende entre 535 a 1605 KHZ y para los canales de televisión de 2 a 6 MHZ y de 54 a 88 MHZ en los cuales se produce la interferencia.
- e) Presencia de ruidos audibles en el espectro de frecuencias sonoras de 3 a 30,000 KHZ que deben mantenerse dentro del nivel de ruido tolerable para un servicio satisfactorio de una línea de transmisión. La señal de ruido aceptable es de 24 dB, La percepción humana del ruido es logarítmica.

Los diseños del conductor para ULTRA ALTAS TENSIONES (UAT) son determinados en mayor proporción por el ruido audible y la radio interferencia que por los requerimientos de pérdidas efecto corona.

En 1930 W.S. Peterson realizó estudios en la Universidad de Stanford -USA, cuyos resultados fueron publicados en 1933 (TRANSACTION AIEE) dichos estudios le sirvieron para desarrollar fórmulas experimentales para obtener el gradiente de tensión visual de efecto corona para un buen tiempo (Método Peterson) y luego para obtener sus pérdidas por corona. Peterson no estudió pérdidas por corona en tiempo deteriorado y conductores en Haz.

En los últimos 20 años se realizaron estudios en Estados Unidos, Proyecto EHV y UHV de la Electric Power Research Institute (EPRI), en Alemania (RHEINAU), en Canadá (COLDWATER), en Francia (EDF), etc. Dichos estudios obtuvieron buenos resultados para la determinación de las pérdidas por corona en tiempo deteriorado.

2.1.2 Efecto Corona en Corriente Continua.-

El fenómeno de la ionización en la vecindad de los conductores producen descargas con impulsos de corriente que causan pérdidas de potencia y radio interferencia.

El efecto corona en el polo negativo está caracterizado por impulsos repetidos denominados impulsos "TRICHEL" del orden de pico coulombios (10^{-12}); en cambio en el polo positivo los impulsos de corriente son menos frecuentes, sin embargo su magnitud es del orden de nano coulombios (10^{-9}).

La duración de los impulsos son de fracciones de microsegundos (10^{-6}).

El efecto corona en corriente continua es muy sensible al índice de rugosidad de la superficie del conductor y las pérdidas corona en C.C. son menores que en el C.A. en el orden de 0.25 a 0.5 p.μ.

La característica de las pérdidas corona en CC es que la carga liberada debe ser llevada a tierra (retorno por tierra) o a un conductor de polaridad opuesta, la misma que formará una carga espacial en el conductor que a su vez reducirá el gradiente de tensión superficial del conductor, por cuya razón el efecto corona se comporta relacionada más al nivel tensión que al de las pérdidas corona en líneas bipolares.

Las pérdidas corona en líneas bipolares son mayores si comparamos con líneas unipolares, las pérdidas corona en la CC. decrecen cuadráticamente con la altura promedio del conductor al suelo.

El uso de haces de conductor poco afectan en las pérdidas corona CC a diferencia de dicho fenómeno en C.A.; del mismo modo, el uso de cable de guarda debe sobre dimensionarse y/o separarse adecuadamente para no aumentar las pérdidas corona, por los fenómenos de recepción de carga liberada en las fases.

El incremento de pérdidas corona en tiempo deteriorado es menor comparado con líneas C.A. así por ejemplo para un gradiente superficial 20Kv/cm la relación pérdidas corona CC en mal tiempo con pérdidas corona CC en buen tiempo es 10 y para 28 KV/cm dicha relación es 2.

CUADRO COMPARATIVO DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA ENTRE LINEA BIPOLAR \pm 400 KV y LINEA TRIFASICA 500 KV

Premisas: Línea CC con Conductores 5,08 x 4,57 cm y separación de fases 10.35 m, altura media 21.3 m.

Línea C.A. de 7.62 x 3.55 cm, separación fases 10.98 m altura promedio 18.3 m.

| DESCRIPCION | PERDIDAS CORONA KW/KM | |
|--------------------------------|-----------------------|-------------|
| | \pm 400 KV C.C. | 500 KV C.A. |
| PERDIDAS MEDIAS BUEN TIEMPO | 1.2 | 1.2 |
| PERDIDAS MINIMAS BUEN TIEMPO | 0,6 | 0.1 |
| PERDIDAS MAXIMAS EN MAL TIEMPO | 6,0 | 19.0 |
| PERDIDAS PROMEDIO ANUAL TOTAL | 2,3 | 5,6 |

2.1.3 Pérdidas por Efecto Corona.-

2.1.3.1 Pérdidas en Tiempo Bueno.- Las pérdidas en tiempo bueno involucran generalmente la mayor parte de estado de operación de la línea de transmisión y es conveniente estimar su valor porque representa una demanda de potencia eléctrica que se traduce en un consumo de energía eléctrica de la línea.

La selección del conductor en los sistemas EHV(más de 345 KV) se realiza en función del cálculo de las pérdidas por efecto corona, pues incide en la determinación económica de operación de la línea de transmisión.

Los métodos más utilizados para evaluar las pérdidas corona en tiempo bueno son:

A) METODO PETERSON.-

La variable de mayor influencia en las pérdidas corona es el gradiente crítico disruptivo del aire E_c , la misma que se obtiene de la relación de PEEK, mejorada por Miller.

$$E_c = 21.21 m \cdot DR. (1 + 0.426 \sqrt{2.r.DR})$$

E_c = gradiente crítico de inicio efecto corona visual o disruptivo en KV ef/cm

r = radio equivalente del conductor en cm.

m = factor de rugosidad del conductor o estado superficial del conductor, según cuadro siguiente:

| Estado del Conductor | m |
|---|---------------|
| 1) pulido, liso, cilindrico y nuevo | 1-0 |
| 2) cilindrico y deteriorado por las condiciones ambientales (usado) | 0.93 ... 0.98 |
| 3) cable con 7 hilos nuevo | 0.83 ... 0.87 |
| 4) cable con 7 hilos usado o deteriorado | 0.77 ... 0.85 |
| 5) cable con más de 7 hilos nuevo | 0.80 ... 0.85 |
| 6) cable con más de 7 hilos usado o deteriorado por las condiciones ambientales | 0.74 ... 0.83 |

DR = Densidad relativa del aire

$$DR = (293 \text{ E}/760)/(273 + T)$$

Siendo :

B = Presión atmosférica en mm Hg.

T = Temperatura media anual en °C.

La tensión de inicio visual de efecto corona se calcula mediante la expresión

$$V_c = E_c \cdot r \cdot \ln (2 H_m/r)$$

donde :

V_c = tensión de inicio visual corona en KVef

E_c = gradiente crítico disruptivo en KV ef/cm.

r = radio equivalente del conductor en cm.

H_m = distancia media del conductor a tierra en cm.

La pérdida corona finalmente se obtiene mediante la fórmula experimental de W. S. PETERSON.

$$P_{cl} = 2094 F.Y. V^2 \cdot 10^{-8} / (\ln(H_m/r))^2 \text{ KW/Fase, Km.}$$

donde:

F = Frecuencia de la red en Hertz

V = Tensión Fase neutro en KV ef.

H_m = distancia del conductor a tierra en cm

Y = Factor de Peterson experimental gráfico en función de la razón $X = E/E_c = V/V_c$

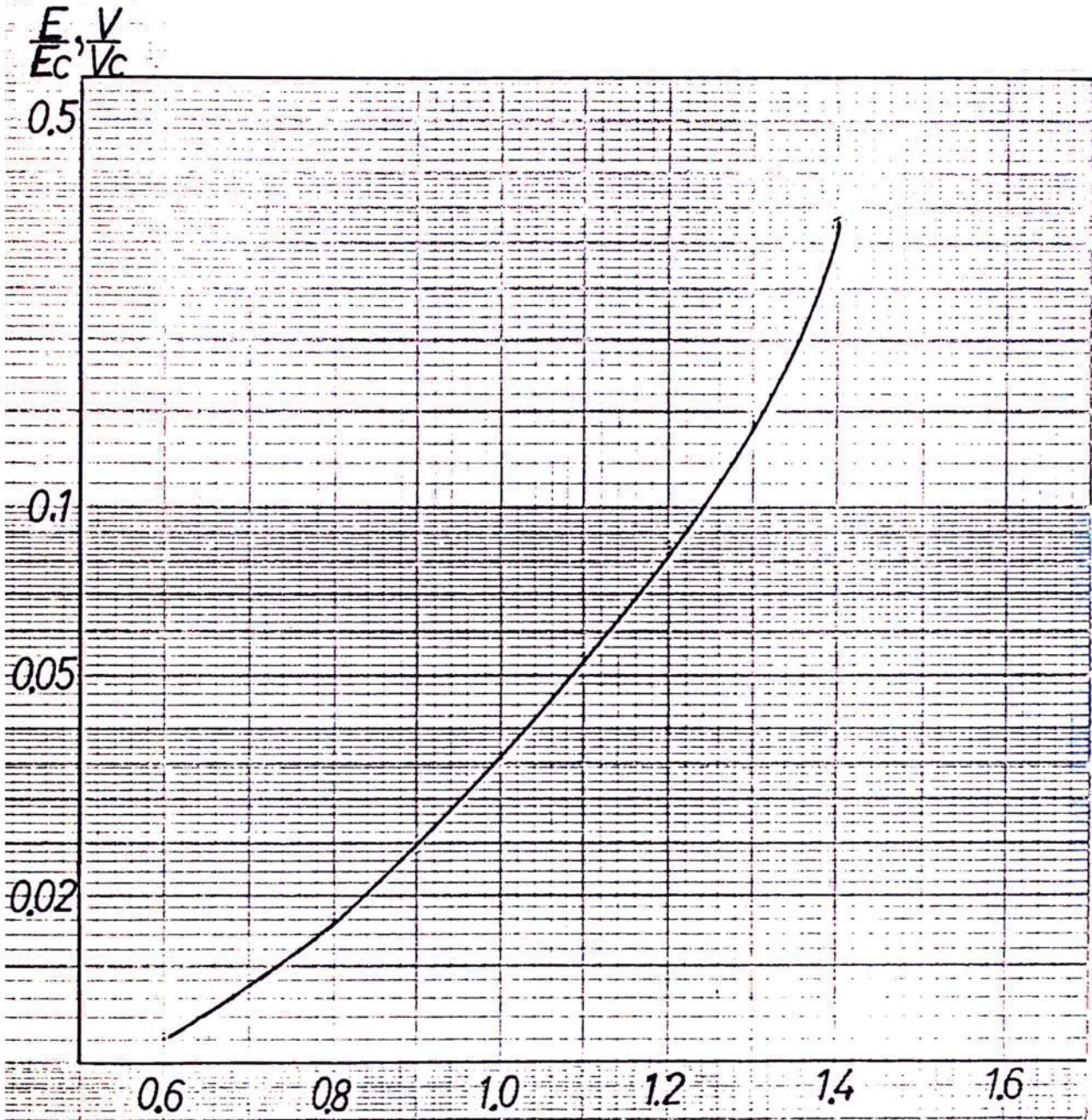


FIG 15 FACTOR DE PETERSON EN
 FUNCION DE $V/V_c, E/E_c$

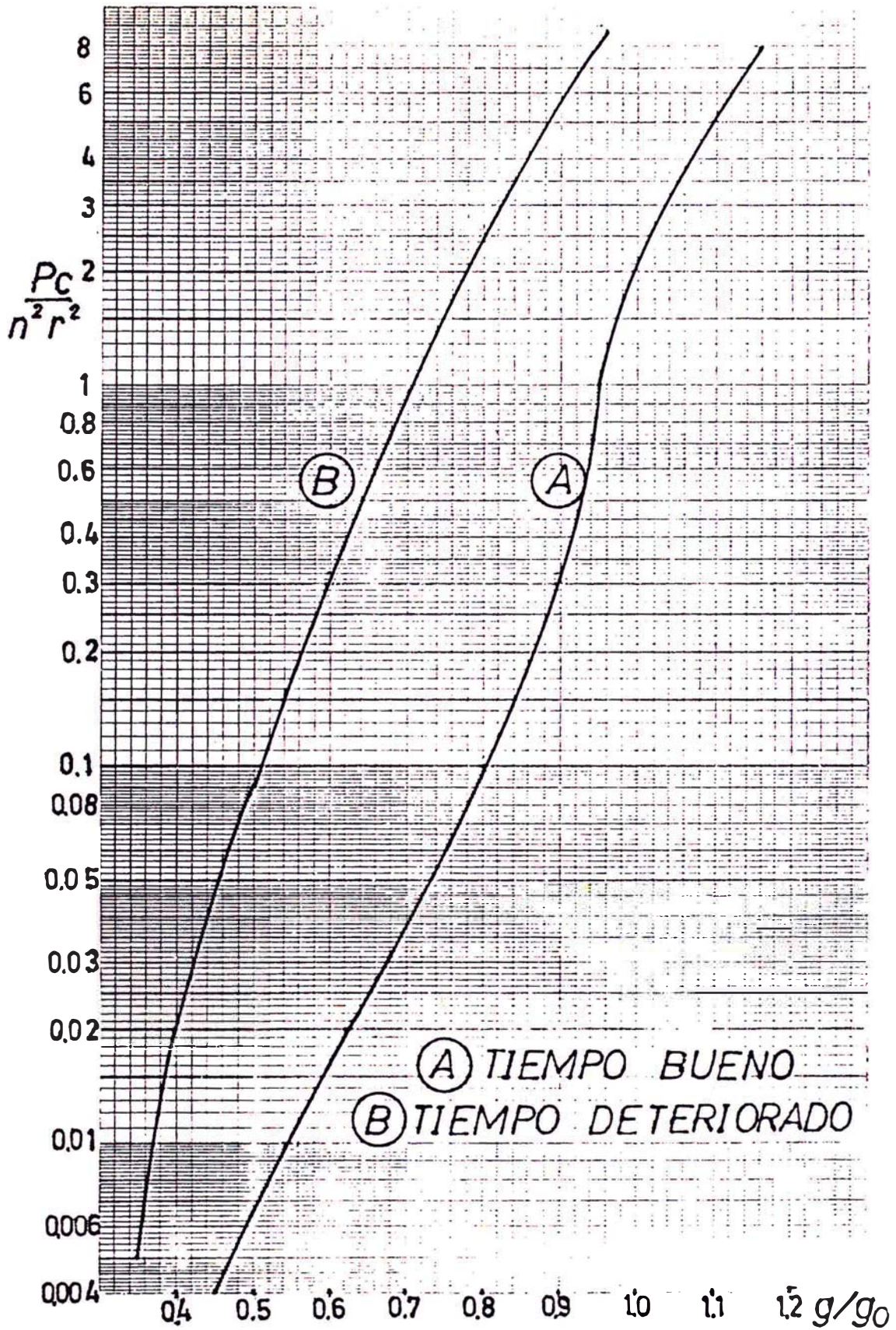


FIG 16 FACTOR DE CARROLL Y ROCKWELL PARA PERDIDA CORONA EN FUNCION DE LA RELACION g/g_0

El Gráfico de Peterson FIG.15 establece valores de Y para un rango de valores de X entre 0.6 hasta 1.4 solamente, los calculos con valores fuera del rango no son confiables. La curva de Peterson, expresada algebraicamente por el método numérico de aproximación polinomial se obtuvo la siguiente ecuación:

$$y = 3,541 x^4 - 12.352x^3 + 16.055x^2 - 9.124x + 1.9155.$$

De la fórmula de Peterson para calcular las pérdidas corona en buen tiempo se observa que para gradientes superficiales menores al gradiente crítico visual disruptivo (E menor E_c) también se encontrarán pérdidas efecto corona incluso antes de la manifestación visual del fenómeno corona.

B) PERDIDA CORONA - METODO CARROLL Y ROCKWELL

Se determina en forma gráfica en base a relaciones que se obtienen de los gradientes de tensión superficial.

Para un conductor por fase tenemos:

$$g = V / (r \cdot \ln (D_m/r))$$

$$g_o = 21.1 m \cdot \sqrt{DR} (1 + 0.301/\sqrt{r})$$

donde :

g = media entre promedio y máximo gradiente superficial del conductor en KV/cm.

g_o = gradiente superficial del inicio efecto corona KV/cm

m = factor de superficie del conductor

Dm = distancia media geométrica entre fases en cm

r = radio exterior del conductor en cm.

DR = factor de la densidad relativa del aire.

V = Tensión eficaz de línea a tierra en KV.

Para 2 conductores por fase tenemos:

$$g = (V.s + V.r) / (2.r.s.Ln(Dm / \sqrt{r.s}))$$

donde :

s = espaciamiento de conductores en Haz.

Luego de la FIG. 16 se obtiene el Valor CR= f(g/go)

$$\frac{Pc}{n} = CR.$$

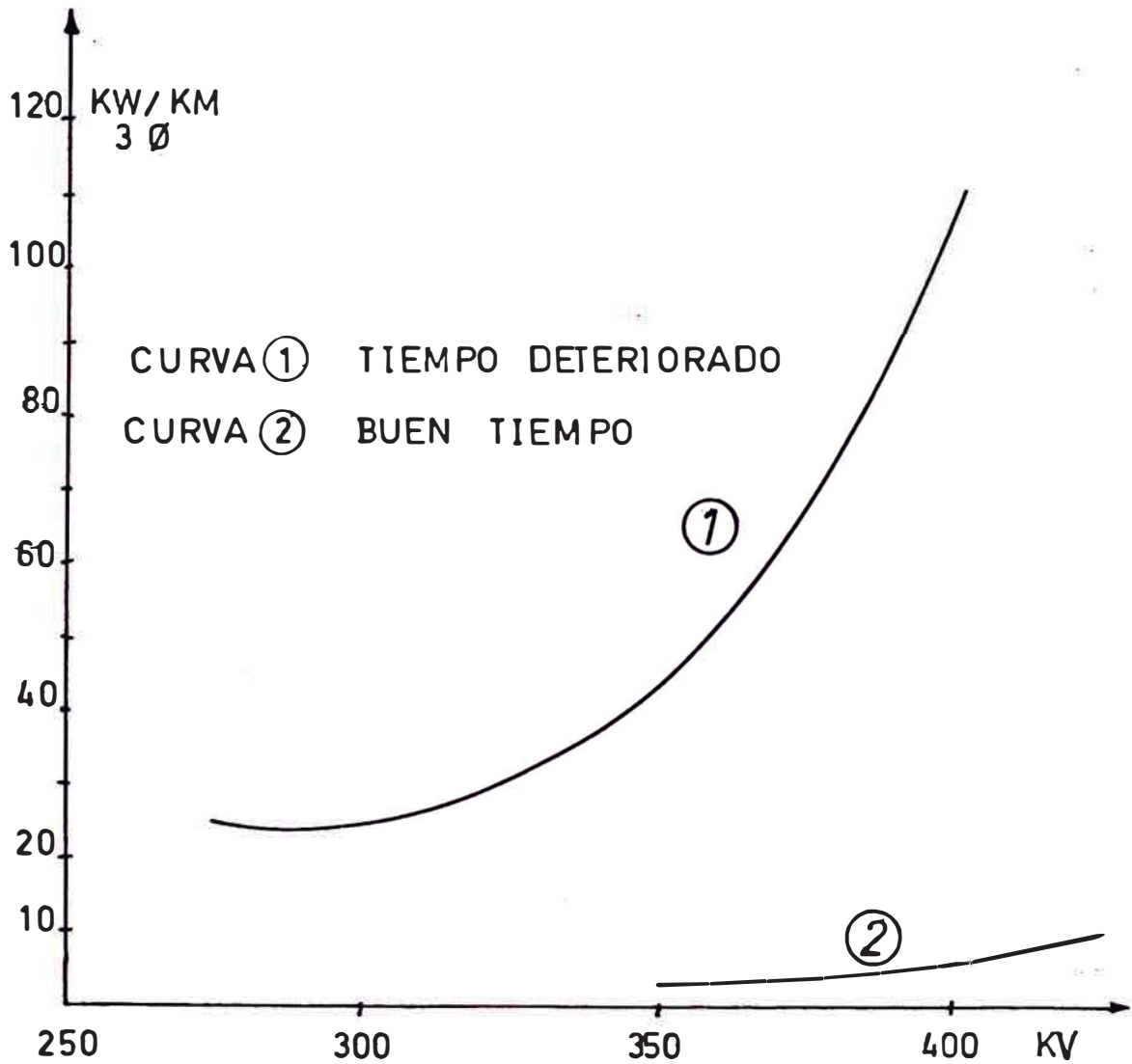
Pc = Pérdidas corona por fase en Kw/Km.

n = Número de conductores del Haz.

r = radio exterior del conductor

CR = FACTOR DE CARROLL y ROCKWELL

Este método también está limitado porque la curva que relaciona las pérdidas corona con la razón de gradiente s superficiales comprende el intervalo de g/go de 0.45 a 1.15 solamente, fuera de este rango no es confiable el resultado del cálculo.



CARACTERISTICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION
CONDUCTOR ACSR
DIAMETRO 41.91mm
SEPARACION ENTRE FASES 10 m

FIG 17 COMPARACION DE PERDIDAS
POR EFECTO CORONA

CALCULO PRACTICO PARA BUEN TIEMPO.-

DATOS

| | |
|--------------------------------|---------------------------------|
| Línea Mantaro-Pisco | Zona 3 (4500 m.s.n.m.) |
| Conductor ACSR - Pheasant | (Sección 726.2 mm^2) |
| Diámetro exterior conductor | = 3.51 cm |
| Distancia media geométrica | = 10.08 cm |
| Factor de superficie conductor | = 0.8 |
| Tensión nominal fase-neutro | = 127.017 KV |
| Altura promedio sobre el suelo | = 1800 cm |
| Altitud Teórica | = 4,500 m.s.n.m. |
| Temperatura media anual | = 10° C |
| Frecuencia de la red | = 60 HZ |
| Número conductor por Haz | = 1 |
| Radio exterior del conductor | = 1.755 cm |

| | |
|---------------------------------|---|
| A) Se tiene los resultados | Por Método Peterson = |
| Presión Barométrica | B = 432.76 mm Hg |
| Densidad relativa del aire | = 0.5895 |
| Gradiente crítico inicio corona | = 18.34 KV/cm |
| Tensión crítico inicio corona | = 206.32 KV |
| Pérdidas corona | = 0.0252 Kw/Km POR FASE 0.0756 Kw/Km TRIFASICO |

B) Los resultados por método Carroll and Rockwell:

$$g = 11.392 \text{ KV/cm}$$

$$g_o = 15.905 \text{ KV/cm}$$

$$g/g_o = 0.7163$$

De la Fig. tenemos:

$$P_c = 1.2 \times (1.755)^2 \times 0.04 = 0.148 \text{ Kw/Km}$$

$$P_c = 0.148 \text{ Kw/Km}$$

Se concluye que para cálculos de pérdidas corona en tiempo bueno el método de Carroll y Rockwell nos presenta el caso más pesimista; sin embargo el método más difundido es el de Peterson.

2.1.3.1. CALCULO DE PERDIDAS CORONA EN UNA LINEA EXPERIMENTAL EN TIEMPO BUENO.

LA LINEA EXPERIMENTAL tendría las siguientes características:

- 1) Longitud de línea experimental: 1.2 Km.
- 2) ALTURA PROMEDIO del suelo: 1500, 2000 cm.
- 3) Conductor de aluminio de más de 7 hilos de radios equivalentes siguientes: 2,3,4,6,8 cm.

El radio equivalente de un haz de conductores se halla mediante la ecuación:

$$r_e = A \sqrt[n]{nr/A}$$

donde: r_e = radio equivalente en cm.

A = radio del haz de conductores en cm.

r = radio del sub-conductor en cm.

n = número de sub-conductores.

Ejemplos:

| | | | |
|-------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|
| $r = 1.5 \text{ cm}$ | $r = 1.5 \text{ cm}$ | $r = 1.5 \text{ cm}$ | $r = 1.5 \text{ cm}$ |
| $n = 4$ | $n = 2$ | $n = 4$ | $n = 2$ |
| $A = 20 \text{ cm}$ | $A = 20$ | $A = 30$ | $A = 30 \text{ cm}$ |
| $r_e = 14.8 \text{ cm}$ | $r_e = 7.75 \text{ cm}$ | $r_e = 20.06 \text{ cm}$ | $r_e = 9.5 \text{ cm}$ |

- 4) Temperatura media anual 10° C
- 5) Altitud sobre el nivel del mar 4350 m.s.n.m.
- 6) PRESION BAROMETRICA 440.96 mm Hg
- 7) DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE 0.6007
- 8) Frecuencia de la red 60 Hz
- 9) Tensión de prueba de la línea:
303.11 KV para el estudio de tensión de línea 525 KV
441.67 KV para " " " " " " 765 KV

Mediante el siguiente programa de cómputo en lenguaje BASIC, se hallaron los valores de cálculo indicados en las Tablas 2, 3, 4 y 5.

2.1.3.2. PERDIDAS CORONA EN TIEMPO DETERIORADO.-

Las pérdidas corona en tiempo deteriorado toman en cuenta las condiciones a las que la línea está expuesta a las inclemencias atmosféricas es decir, la lluvia, la niebla, la escarcha, el hielo, el humo, la nieve; la naturaleza del fenómeno corona en estos casos puede ser una relación de 10 a 100 veces las pérdidas corona en tiempo bueno.

Las pérdidas corona en tiempo lluvioso constituyen,

PROGRAMA LENGUAJE BASIC

```
5  REM  SET 85  M. PEREZ  CALCULO DE POTENCIA
    CONSUMO EN VACIO DE LINEA DE TRANSMISION EXP.
10  CLEAR : INPUT "B=", "T=" ; T, " M =" ; M, " F= " ; F,
    "H=" ; H
15  INPUT  "R=" ; R
18  INPUT  "V=" ; V
20  DE= (293 * B/760)/(273 + T)
30  PRINT "DE=" ; DE
40  C = 55,6 * 10-6/LOG (2* H/R)
50  Q = 2* PI * F * C * V2
60  PRINT "Q=" ; Q ; INPUT A $
70  Ec = 30 * M * DE * (1 +.426/((2*R*DE).5))
80  PRINT "Ee=" ; Ec
90  Vc = (Ec * R * LOG (2 * H/R))/2.5
100 PRINT " VC =" ; Vc ; INPUT A $
110 X = V/VC
130 Y = 3.541 * X4 - 12,352* X3 + 16.055 * X2
    - 9.124 * X + 1.9155
140 PC = 2094 * F * V2 * Y * 10-8/((LGT(M/R))2)
150 PRINT "PC=" ; PC ; INPUT A $
160 PT = (Q2 + Pc2).5
170 PRINT "PT=" ; PT
180 END.
```

POTENCIAS DE CONSUMO DE LINEA EXPERIMENTAL EN PRUEBAS EFECTO CORONA 525/√3 KV
 LONGITUD 1.2 KM, 4350 m sin m, 10°C, 60 Hz, H= 15 m, 3 m m / 2 METODOS PETERSON / EPR1

TABLA 2

| m | Re mm | PERDIDAS | | EFECTO CORONA | | POTENCIA REACTIVA KVAR/KM | FACTORA DE POTENCIA KVAR/KM | POTENCIA APARENTE KVA/KM | TOTAL POTENCIA APARENTE KVA | OBSERVACIONES |
|-----|----------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|-----|---------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|---------------|
| | | TIEMPO DETERIORADO KW/KM | TIEMPO DETERIORADO KW/KM | TOTAL KW/KM | | | | | | |
| 0,8 | 15 | 68,3 (*) | 912 | 960,3 | 253 | 0,97c | 1012 | 1215 | REACTOR (1) | |
| | 30 | 1,1 | 184 | 185,1 | 86 | 0,99I | 984 | 1181 | | |
| | 60 | 0,2 | 40 | 40,2 | 279 | 0,55c | 335 | 402 | | |
| | 80 | <0,2 (*) | 21 | 21,0 | 310 | 0,07c | 313 | 376 | | |
| | 100 | <0,2 (*) | 13 | 13,0 | 325 | 0,04c | 326 | 391 | | |
| 0,6 | 20 | 122 (*) | 467 | 589 | 263 | 0,91c | 645 | 774 | REACTOR (1) | |
| | 30 | 13,4 | 184 | 197,4 | 76 | 0,99I | 894 | 713 | | |
| | 60 | 0,6 | 40 | 40,6 | 279 | 0,58c | 342 | 410 | | |
| | 80 | 0,26 | 21 | 21,26 | 310 | 0,13c | 313 | 376 | | |
| | 100 | 0,23 | 13 | 13,23 | 325 | 0,07c | 325 | 390 | | |
| | 120 | <0,23 (*) | 8,8 | 9,0 | 338 | 0,04c | 338,6 | 406 | | |
| | | | | | 349 | 0,02c | 349 | 419 | | |

(*1 VALORES OBTENIDOS POR EXTRAPOLACION DE CURVA PETERSON
 (1) REACTOR UTILIZADO 1000 KVAR 475 KV

*48

POTENCIAS DE CONSUMO DE LINEA EXPERIMENTAL L. PRUEBAS FE TO CONA 52S/√3KV.
 LONGITUD 1.2 KM, 4350 m³ m, 10°C, 60Hz, H=20m 3m 1^o METODOS PETERSON / EPRI

TABLA 3

| M | Re m m | PERDIDAS EFECTO CORONA | | POTENCIA REACTIVA KVAR/KM | FACTOR DE POTENCIA COS φ | POTENCIA APARENTE KVA / KM | TOTAL POTENCIA APARENTE KVA | OBSERVACIONES |
|-----|-----------|------------------------|-----------------|---------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| | | AVEN TIEMPO KW/KM | TIEMPO KW/KM | | | | | |
| 0,8 | 20 | 9,2 | 385 | 253 | 0,84c | 468 | 562 | CON REACTOR (1) |
| | 40 | 0,4 | 77,6 | 86 | 0,98I | 403 | 484 | |
| | 60 | 0,14 | 31,1 | 279 | 0,27c | 290 | 348 | |
| | 80 | <0,14(*) | 16,4 | 296 | 0,10c | 298 | 357 | |
| | 100 | <0,14(*) | 10,1 | 310 | 0,05c | 310,4 | 372 | |
| 0,6 | 20 | 86(*) | 385 | 253 | 0,88c | 535 | 642 | CON REACTOR (1) |
| | 40 | 1,3 | 77,6 | 86 | 0,98I | 479 | 575 | |
| | 60 | 0,4 | 31,1 | 279 | 0,27c | 290 | 348 | |
| | 80 | 0,2 | 16,4 | 296 | 0,10c | 298 | 357 | |
| | 100 | <0,2(*) | 10,1 | 310 | 0,05c | 310,4 | 372 | |
| | 120 | <0,2* | 6,8 | 321 | 0,03c | 321,2 | 385 | |
| | | | | 332 | 0,02c | 332 | 398 | |

(*) OBTENIDO POR EXTRAPOLACION CURVA DE PETERSON

(1) REACTOR UTILIZADO 1000 KVAR 475 KV

POTENCIAS DE CONSUMO DE LINEA EXPERIMENTAL EN PRUEBAS EFECTO CORONA 765/13 KV
 LONGITUD 1.2 KM, 4350 m.s.m, 10°C, 60Hz, H=16m LLUVIA 3 mm/h. METODOS PETERSON / EPRI

TABLA 4

| M | Re mm | PERDIDAS | | EFFECTO CORONA | | POTENCIA REACTIVA KVAR/KM | FACTOR DE POTENCIA COS φ | POTENCIA APARENTE KVA /KM | POTENCIA APARENTE TOTAL KVA | OBSERVACIONES |
|-----|-------|------------------|--------------------------|----------------|-------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------|
| | | BUN TIEMPO KW/KM | TIEMPO DETERIORADO KW/KM | TOTAL KW/KM | | | | | | |
| 0.8 | 40 | 9,7 | 918,5 | 928,2 | 618 | 0,83c | 1103,5 | 1324,2 | CON REACTOR (1) | |
| | 60 | 1,5 | 373,3 | 374,8 | 102 | 0,99I | 934,0 | 1120,8 | | |
| | 80 | 0,85 | 199,6 | 200,45 | 658 | 0,49c | 757 | 908,4 | | |
| | 100 | 0,42 | 123,8 | 124,22 | 690 | 0,28c | 719 | 862,8 | | |
| | 120 | 0,76(*) | 84,3 | 85,06 | 717 | 0,17c | 728 | 873,6 | | |
| 0.6 | 40 | 109,4(*) | 918,5 | 1027,9 | 740,5 | 0,11c | 745 | 894,0 | CON REACTOR (1) | |
| | 60 | 8,9 | 373,3 | 382,2 | 618 | 0,86c | 1199 | 1438,8 | | |
| | 80 | 2,1 | 199,6 | 201,7 | 102 | 0,99I | 1033 | 1239,6 | | |
| | 100 | 1,4 | 123,8 | 125,2 | 658 | 0,50c | 761 | 913,2 | | |
| | 120 | 0,9 | 84,3 | 85,2 | 690 | 0,28c | 719 | 862,8 | | |
| | 140 | 0,5 | 61,2 | 61,7 | 717 | 0,17c | 728 | 873,6 | | |
| | | | | | 740,5 | 0,11c | 745 | 894,0 | | |
| | | | | | 762 | 0,08c | 764,5 | 917,4 | | |

(*) OBTENIDO POR EXTRA POLACION DE CURVA DE PETERSON
 (1) REACTOR UTILIZADO 1000 KVAR 475KV

POTENCIAS DE CONSUMO DE LINEA EXPERIMENTAL EN PRUEBAS EFECTO CORONA 765/√3 KV
 LONGITUD 1.2 KM, 4350 m s n m, 10°C, 60HZ, H = 20m LLUVIA 3 mm/h PETERSON / EPRI

TABLA 5

| m | PERDIDAS EFECTO CORONA | | POTENCIA REACTIVA KVAR/KM | FACTOR DE POTENCIA COS φ | POTENCIA APARENTE KVA/KM | TOTAL POTENCIA APARENTE KVA | OBSERVACIONES |
|-----|------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------|
| | BUEN TIEMPO KW/KM | TIEMPO DETERIORADO KW/KM | | | | | |
| 0,8 | 40 | 742,5 | 592 | 0,78c | 954 | 1144,8 | CON REACTOR (1) |
| | 60 | 297,7 | 128 | 0,98I | 753 | 903,6 | |
| | 80 | 157,5 | 629 | 0,43c | 696 | 835,2 | |
| | 100 | 96,8 | 658 | 0,23c | 677 | 812,4 | |
| | 120 | 65,4 | 682,5 | 0,14c | 689 | 826,8 | |
| 0,6 | 40 | 742,5 | 704 | 0,09c | 707 | 848,4 | CON REACTOR (1) |
| | 60 | 297,7 | 592 | 0,81c | 1007 | 1208,4 | |
| | 80 | 157,5 | 128 | 0,99I | 824 | 988,8 | |
| | 100 | 96,8 | 629 | 0,43c | 698 | 837,6 | |
| | 120 | 65,4 | 658 | 0,23c | 677 | 812,4 | |
| 140 | 47,1 | 682,5 | 0,14c | 689 | 826,8 | | |
| | | | 704 | 0,09c | 707 | 848,4 | |
| | | | 723 | 0,06c | 725 | 870 | |

(*) OBTENIDO POR EXTRAPOLACION DE CURVA DE PETERSON

(1) REACTOR UTILIZADO 1000 KVAR

el fenómeno más representativo y el más estudiado, por lo tanto nos ceñiremos a la fórmula para esta condición solamente, no obstante se pueden enunciar conceptos generales a las otras condiciones, éstas son: Pérdidas corona en niebla es generalmente mas baja que las pérdidas en lluvia, sin embargo la formación de gotas de agua se agrava cuando la carga de la línea es baja (bajo efecto joule).

Las pérdidas corona en nieve y hielo puede exceder a las pérdidas en lluvia cuando la nieve es húmeda y en algunos casos duplica dichas pérdidas encontradas en la relación siguiente:

| | | |
|---------------|---------|-----------|
| Fuerte nevada | similar | 2.54 mm/h |
| Mediana | " | 0.63 mm/h |
| Ligera | " | 1.27 mm/h |

Pérdidas corona en tiempo lluvioso: La influencia de la intensidad de la lluvia en las pérdidas corona fue investigada para diferentes configuraciones, las mismas que se relacionan por una función logarítmica.

Los resultados del proyecto EHV, fueron usados para desarrollar una ecuación experimental de pérdidas corona en tiempo lluvioso:

$$P_{C2} = (V.J.r^2 \text{Ln}(1+10R) \sum_1^n (E^5) / 1.609$$

Donde:

- P_{c2} = Pérdidas corona en tiempo lluvioso Kw/Km
V = Tensión de fase a neutro en KV
r = radio equivalente del conductor en cm.
n = número total de conductores (número de conductores por haz por el número de fases)
R = precipitación pluvial o intensidad lluvia en mm/h
E = gradiente superficial del conductor en KV_{pico}/cm.
J = constante de pérdida de corriente
J = 7.04×10^{-10} A para 400 KV
J = 5.35×10^{-10} A para 500 y 700 KV
J = 8.56×10^{-10} A para 220 KV (extrapolando).

El siguiente cuadro nos muestra el cálculo de las pérdidas por efecto corona en tiempo lluvioso; se ha considerado que las gotas de lluvia empeoran el factor de rugosidad del conductor $m = 0.6$ e incluso con la presencia de hielo, nieve acumulada en el conductor podría empeorar aún más todavía esta condición de rugosidad.

Del cuadro resulta que para sistemas de prueba al nivel de tensión de Fase-Fase 525 KV, en las condiciones $m = 0.6$, $t = 10^{\circ} C$, 60 HZ, altura; promedio al suelo 15. m, radio equivalente del conductor 20 mm., intensidad lluvia de 3.0 mm/h, la línea unipolar ex-

perimental 1.2 Km tomaría la carga, en el estudio de efecto corona.

1215 KVA con factor potencia 0.97 C

conectando un reactor en barra 10 KV tenemos la carga:

1181 KVA con factor potencia 0.99 I

Del siguiente cuadro de consumo de potencia para nivel tensión 765 KV, en las condiciones $m = 0.6$. Radio equivalente conductor 40 mm, $t = 10^\circ \text{C}$, 60 HZ, altura promedio al suelo 15 m, intensidad de lluvia 3.0 mm/h.

La línea unipolar experimental 1.2 Km. En el estudio efecto corona, la carga que tomaría sería :

1324 KVA con factor potencia 0.83 C

Si conectamos un reactor en barra 10 KV, la carga se reduciría:

1121 KVA con factor potencia 0.99 I

2.2.0 DESCARGAS ATMOSFERICAS

Las descargas atmosféricas son fenómenos que no podemos ignorar mientras tengamos líneas de transmisión de energía eléctrica, que unen las subestaciones, los centros de generación y los cargos, recorriendo expuestas a la intemperie, en una geografía tan variada como es el caso de nuestro país.

Según evaluación estadística mundial se presentan en promedio 16 millones de tormentas anualmente; toman

do una duración de media hora por tormenta tenemos 900 tormentas en cada instante de los cuales resulta aproximadamente un centenar de descargas atmosféricas.

En la localidad de Pachachaca (4000 m.s.n.m.) ubicada en nuestra Sierra Central se han registrado en promedio anual de 170 tormentas, en la década del 60, de las cuales resulta 19 descargas atmosféricas anuales aproximadamente.

Las descargas atmosféricas son necesarias, a pesar de sus efectos perjudiciales que pudiera conllevar, pues de esta forma aportan a la tierra las cargas eléctricas que coadyudan a disminuir el gradiente de potencial en la atmósfera el mismo que alcanzaría niveles que incrementarían el efecto corona en las líneas de transmisión de energía eléctrica (mayor conductibilidad del aire).

2.2.1 FORMACION DE LAS NUBES DE TORMENTA.-

Si bien las nubes en muchos lugares son esperadas con impaciencia, porque constituyen la única vía por la cual llega al terreno de cultivo el agua y su abono - (nitrógeno presente en el aire).

La nube tormenta puede formarse en un aire homogéneo, superficie continua, una fuerte insolación caliente - las capas bajas, el aire tendrá un buen contenido de

vapor de agua evaporadas en el día en terreno firme; en cambio sobre grandes superficies de agua(mar) es por la noche cuando se forman estas nubes de tormenta.

Las nubes de tormenta tienen la forma de un yunque vista horizontalmente y sus dimensiones pueden llegar hasta 8 Km de altura y con profundidades de hasta 50 Km. Dentro de las nubes de tormenta la turbulencia es violenta motivo por el cual no es recomendable para un avión atravesar sino más bien sobrevolar o contornear sus límites.

Las nubes de gran desarrollo vertical son las únicas responsables de las descargas de rayos, porque el agua y el hielo coexisten en su seno, debido al descenso de temperatura con la altura de 20° C a -60° C. aproximadamente.

La intensidad del campo eléctrico en una nube tormenta puede ser hasta 1 MV/m.

2.2.2 FORMACION DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.-

Las descargas atmosféricas representan un problema para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, especialmente para los niveles de media y alta tensión en la que un buen porcentaje de fallas se deben a dichos fenómenos.

Sabemos que en el aire atmosférico en condiciones de

cielo despejado hay un campo eléctrico de 100 V/cm., en el que existen iones libres debido a su incidencia de rayos cósmicos, rayos ultravioleta, cuantos de luz, efecto corona, radioactividad, etc.

La lluvia o precipitación de las nubes atmosféricas, y en especial de la nube cumulonimbo (nube tormenta) juega un papel preponderante en la formación de rayos atmosféricos por su carácter ionizante.

Las nubes se componen de gotitas de agua de las dimensiones siguientes:

| TIPO NUBE | NUMERO GOTITAS/cm ³ | DIAMETRO MEDIO GOTITAS x 10 ⁻⁶ m | DIAMETRO EXTREMOS GOTITAS x 10 ⁻⁶ m |
|--------------------|--------------------------------|---|--|
| ESTRATO | 250-650 | 10 a 12 | 2 a 80 |
| NIMBOSTRATO | 150-350 | 12 a 22 | 2 a 40 |
| CUMULO BUEN TIEMPO | 250-400 | 16 - 20 | 6 a 70 |
| CUMULO NIMBO | 70-200 | 40 | 4 a 200 |

Una nube cumulo-nimbo o nube tormenta que tiene sólo 4 Km² de base y 8 Km de altitud considerando 0.5 gr de agua por m³ de nube tiene en suspensión 16,000 toneladas de agua. Las gotitas de agua se convierten en cristales de hielo a la temperatura de -41° C.

Según el diámetro de las gotitas de agua presentes en las nubes, las velocidades de precipitación por gravedad son:

| DIAMETRO GOTITAS $\times 10^{-6}$ m | VELOCIDAD DE CAIDA cm/seg |
|--|------------------------------|
| 200 | 120 |
| 100 | 27 |
| 60 | 15 |
| 40 | 5 |
| 20 | 1.3 |
| 10 | 0.3 |
| 2 | 0.01 |

Los cristales de hielo formados por el cambio de estado de las gotitas de agua a -41° C, alcanzan un tamaño respetable y en el curso de su caída crecen más, produciendo la nieve o granizo si la temperatura ambiente en el suelo es aún negativa; en caso contrario (ISOTERMA POSITIVA) se precipitan al suelo en forma de lluvia.

Por lo tanto en el origen de las precipitaciones tenemos a los cristales de hielo, en nubes de gran altitud o nubes tipo tormenta o cumulonimbo.

En el caso de las nubes de menor altitud donde los niveles de temperatura en ella no alcanzan -40° C, el origen de las lluvias se debe a la formación de gotitas de agua "gigantes" compuestas por sales provenientes del mar. Las nubes heladas son mucho más frágiles en precipitarse.

Las gotas de lluvia en su descenso aumentan de tamaño y por lo tanto aumentan su velocidad creando una fric-

ción que incrementa el número de capturas de iones positivos y negativos neutralizándolos, por lo tanto la nube es 1000 veces aprox. más aislante que la atmósfera en que se ha originado (Nube 10^{-18} amperios/cm²); y como todo aislante en un medio conductor se polarizará en sus fronteras de acuerdo al campo eléctrico existente.

En el proceso de la lluvia, las gotas hacen contacto con los iones del aire (externo a la nube), aumentando la ionización de la atmósfera que facilitará la formación de la trayectoria del canal del rayo atmosférico.

La carga eléctrica acumulada en la nube cumulo nimbo es del orden de 2 a 100 coulombios, irrisorio si comparamos con la carga de una batería acumuladora de energía eléctrica común de 30 Amperios-hora en el que se tiene almacenada la carga eléctrica de 108,000 coulombios; sin embargo los efectos de los rayos atmosféricos por la duración de las descargas (microsegundos) distan de ser despreciables.

Al iniciar el rayo atmosférico su descarga con la precipitación de un entorno espacial o cabeza guía hacia la tierra en forma de saltos (flecha de electrones ionizando el aire a su paso), formando ramificaciones múltiples en su intento por llegar al suelo, subsiste un tronco principal o descarga líder que avanza a una velocidad de 11,000 Km/seg. aprox., trazando una trayectoria capri-

chosa y un canal principal ionizado de 5 a 20 cm. de diámetro.

El entorno espacial o carga líder al hallarse próximo a la superficie de la tierra, una distancia crítica disruptiva del aire, induce electrostáticamente una descarga ascendente de retorno a una velocidad de 60,000 Km/seg. a prox., produciéndose de esta forma la descarga atmosférica (rayo) que origina una fuerte luminosidad (relámpago), y un estruendo característico (10-100 u seg). La descarga atmosférica transporta de 2 a 300 KA que al incidir sobre una estructura prominente de 10 ohmios de puesta a tierra, solamente, establecería una tensión máxima de 3 MV.

Cada descarga atmosférica puede contener varios rayos o subdescargas eléctricas por el mismo canal ionizado que la atraviesan en una rápida sucesión con menores gradientes de potencial comparadas con la primera descarga líder. El tiempo total de una descarga completa puede persistir hasta por 1 seg o más, pero la duración de cada subdescarga es del orden de decenas a centenas de microsegundos.

Se sabe que cerca del 55% de las descargas tienen subdescargas atmosféricas y el número medio de las subdescargas atmosféricas son tres.

El número e intensidad de las descargas atmosféricas que se producen en un lugar están determinados por el ni-

vel isoceraúnico y por la geometría de la configuración - que presenta los componentes de la línea de transmisión. Así tenemos que el número de descargas atmosféricas incidentes está dada por la siguiente expresión:

$$N_L = 0.004 T^{1.35} (b + 4 h^{1.09}) \quad \text{donde:}$$

N_L = número de descargas atmosféricas que inciden en una línea de transmisión por 100 Km y por año

T = nivel isoceraúnico en la vecindad de la línea

h = altura promedio del cable de guarda en metros

b = separación horizontal entre los cables de guarda en metros.

La descarga atmosférica se produce cuando la distancia entre la cabeza guía del rayo y el punto prominente del suelo (estructura de línea de transmisión, mástil, pararrayo, árbol), se perfora; esta distancia se denomina distancia crítica S_c la misma que se relaciona con la corriente pico del rayo I , esta última es proporcional al gradiente de potencial existente entre la nube cargada y la tierra. Experimentalmente se obtuvo la relación entre la distancia crítica y la corriente de rayo:

$$S_c = 8 I^{0.65} \quad \text{donde:}$$

S_c = distancia crítica de perforación aire atmosférico en metros

I_c = corriente de descarga de rayo en KA.

I_c = corriente de descarga rayo en KA.

Por otro lado la probabilidad de ocurrencia de una corriente pico del rayo atmosférico, también hallado en forma experimental es:

$$P = 100 / (1 + (I/31)^{2.6}) \quad \text{donde:}$$

P = probabilidad de ocurrencia de una corriente pico de rayo en porcentaje.

I = corriente pico de rayo en KA.

TABLA DE VALORES RELATIVOS AL RAYO ATMOSFERICO

| CORRIENTE DE RAYO I EN KA | 1 | 5 | 10 | 20 | 40 | 50 | 75 | 100 | 150 | 300 |
|---|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| DISTANCIA CRITICA S _C en metros ^C | 8 | 22.8 | 35.7 | 56.1 | 88.0 | 101.7 | 132.4 | 159.6 | 207.7 | 326 |
| PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CORRIENTE DE RAYO EN % | 99.99 | 99.1 | 95 | 75.8 | 34 | 22.4 | 9.14 | 4.54 | 1.63 | 0.27 |

Para el desarrollo de los cálculos de los efectos de los rayos atmosféricos, resulta de vital importancia el conocimiento de las impedancias características de los componentes de una línea de transmisión como son: línea transmisión propiamente dicha, la torre y la resistencia de puesta a tierra, se debe acotar que los resultados de los cálculos o predicciones a realizar para los rayos atmosféricos dependerá de la precisión de los datos, las mismas que

en la práctica no son constantes, ni lineales y en muchos casos difíciles de expresar matemáticamente, excepto en métodos idealizados, cuyos resultados en todos los casos se deben expresar en términos de probabilidad o valores medios. La expresión matemática de la impedancia característica de una línea de transmisión es:

$$Z_L = 60 \ln (2 Hm/re)$$

donde:

Z_L = impedancia característica de línea en OHMIOS

re = radio equivalente del conductor de fase en metros

Hm = altura media del conductor al suelo en metros

$Hm = 1.1 (H - 0.67 f)$

siendo: H = altura física del conductor al suelo en punto de amarre de la estructura en metros

f = flecha de la catenaria del conductor (m).

Ejemplo:

Impedancia característica de línea 220 KV (ZONA COSTERA)

Datos H = 30 m f = 10 m r = 0.0135 m

Resultados Hm = 25.63 m $Z_L = 494.5$ OHMIOS

Impedancia característica de una línea 220 KV (ZONA ANDINA)

Datos H = 38 m f = 14 m r = 0.01755 m

Resultados Hm = 31.482 m $Z_L = 491.1$ OHMIOS

Esta impedancia característica de la línea, sufre una

disminución ante la presencia de una onda de impulso, debido al efecto corona (incrementa el diámetro aparente de conductor). La relación matemática es la siguiente:

$$Z_L = 60 (\ln (2 Hm/re) \cdot \ln (2 Hm/Re))^{0.5}$$

donde:

Z_L = impedancia característica de línea en OHMIOS

Hm = altura media del conductor al suelo en metros

re = radio equivalente del conductor en metros

Re = radio equivalente del conductor con efecto corona en metros

determinado por la Fig. Nº 18.

La importancia de la estructura o torre de una línea de transmisión Z_T que presenta ante una descarga eléctrica dependerá de la forma geométrica de la estructura y sus dimensiones; así tenemos las relaciones para estructuras típicas detalladas en la Fig. Nº 19.

La velocidad de propagación de las ondas en la línea de transmisión está dada por la relación:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ m/seg}$$

siendo L y C los PARAMETROS REACTIVOS intrínsecos de la línea de transmisión en u HENRIOS y u-Faradios respectivamente.

En cambio la velocidad de propagación de las ondas de impulso a través de las torres o de las estructuras debido a la existencia de ménsulas o crucetas son 85% aprox. de la velocidad de la luz (255×10^6 m/seg) hallado en forma experimental.

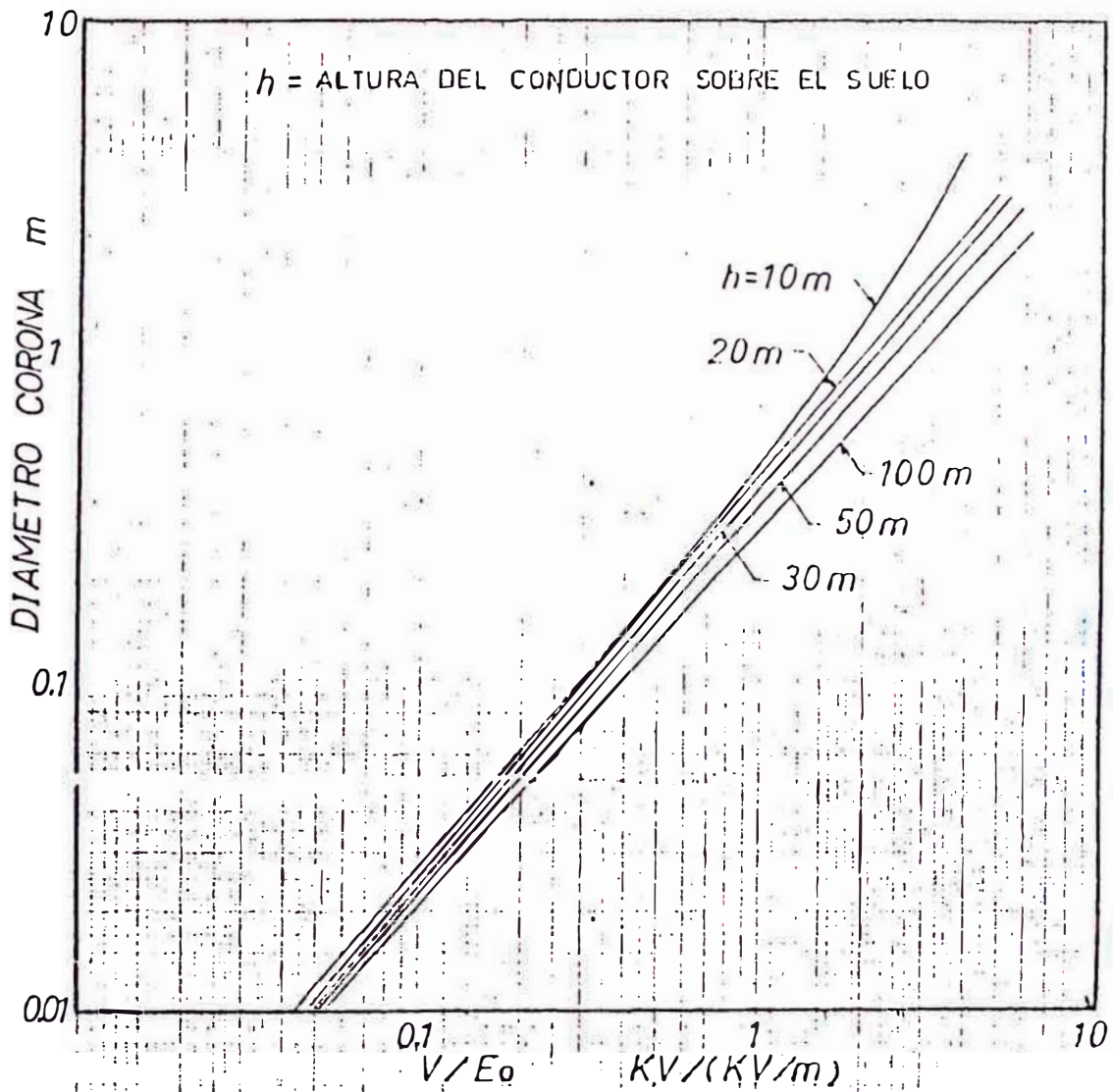
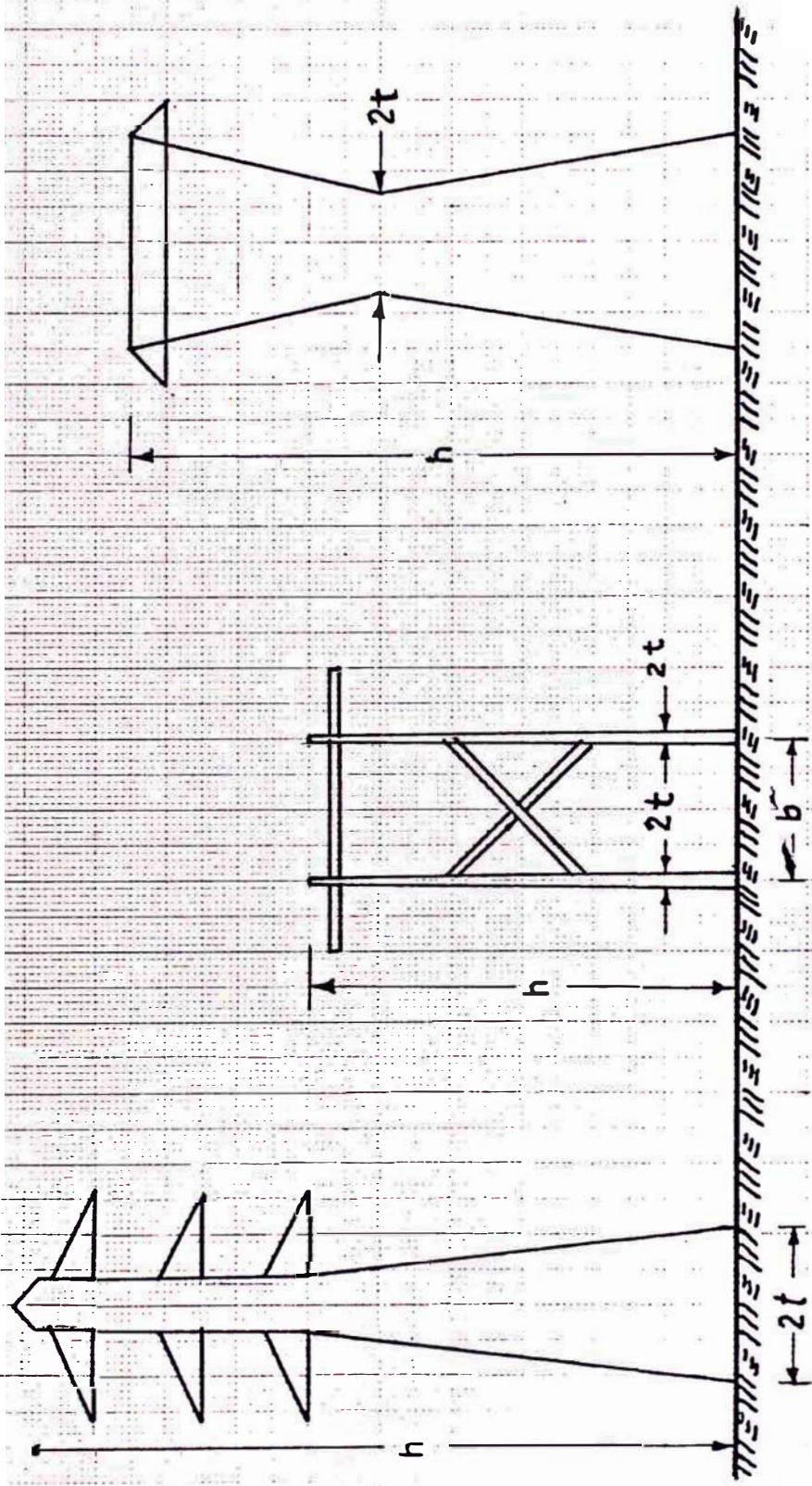


FIG N°18 DIAMETRO DEL CONDUCTOR CON EFECTO CORONA EN FUNCION DE LA TENSION DE FASE, GRADIENTE POTENCIAL INICIO CORONA Y ALTURA DEL CONDUCTOR.



$$Z_T = 30 \ln [2(h^2 + t^2) / t^2]$$

$$Z_T = (Z_1 + Z_2) / 2$$

$$Z_1 = 60 \ln(h/t) + 90(t/h) - 60$$

$$Z_2 = 60 \ln(h/b) + 90(b/h) - 60$$

$$Z_T = 60 [\ln(2\sqrt{2}h/t) - 1]$$

FIG. N° 19 APROXIMACIONES DE IMPEDANCIAS DE ONDA PARA ESTRUCTURAS DE LINEAS TRANSMISION TIPICAS

Respecto al comportamiento de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras durante las descargas atmosféricas, es de esperar menores valores de resistencia en el proceso real, respecto a los valores de resistencia medidas con los métodos existentes (caída de potencial), debido a la diferencia apreciable de magnitud y forma de corriente inyectados en ambos casos.

2.2.3. MECANISMOS DE INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS POR RAYO

2.2.3.1. DESCARGA INDIRECTA.-

El mecanismo de tensión inducida que se produce en la línea de transmisión o la tensión inducida electrostáticamente por la descarga atmosférica indirecta (RAYO CAE A TIERRA PROXIMO A LINEA) al operarse la reducción drástica o desaparición del campo eléctrico entre la nube y la línea.

La tensión inducida E_I , tiene forma unipolar y su magnitud dependerá de las capacidades existentes entre nube tierra y conductor-tierra así como del gradiente de potencial nube-tierra.

$$E_I = \frac{E \cdot C}{C + C_I}$$

E_I = tensión inducida conductor-tierra (KV)

E = tensión nube-tierra (KV)

C = capacidad intrínseca nube-conductor (PF)

C_I = capacidad intrínseca conductor-tierra (PF)

Referencialmente los valores de tensión inducida en una línea de transmisión pueden apreciarse en la siguiente forma: al caer un rayo de 100 KA alejado de línea, si ésta es de 345 KV y tiene una altura promedio de 20 m con ductor-tierra, la tensión pico esperada sería del orden de 1 a 2 MV.

2.2.3.2. DESCARGA DIRECTA .-

Por mal diseño o por mala instalación eléctrica o por falta del cable de guarda de una línea de transmisión que atraviesan lugares que tienen niveles isoceraúnicos considerables (más de 20) se puede producir la caída de un rayo directamente en el conductor cuya tensión en función del tiempo queda determinada por la siguiente relación matemática:

$$U(t) = \frac{I(t) \cdot Z_0}{2}$$

$U(t)$ = sobretensión unipolar producida

$I(t)$ = corriente de rayo

Z_0 = impedancia característica de línea.

Las ondas de impulso viajeras hacia ambos extremos de la línea son de onda plena o de onda cortada, dependiendo si la sobretensión producida es menor o mayor respectivamente a la tensión disruptiva de la cadena de aisladores de la línea de transmisión.

2.2.3.3. DESCARGA INVERSA .-

Este fenómeno de descarga inversa se produce con ma-

yor probabilidad en una línea de transmisión con altas resistencias de puesta a tierra, puesto que la estructura y el cable de guarda presentan las condiciones de atracción y captación de los rayos por ser prominente y estar conectado a tierra.

La corriente de rayo (I_c) por la estructura y por el cable de guarda provoca una tensión inversa con respecto al conductor. La disrupción se producirá cuando dicho fenómeno sobrepase la tensión de sostenimiento de impulso de la cadena de aisladores.

La tensión inversa se calcula por la expresión:

$$V(t) = K (R \cdot i(t) + L \cdot \frac{di(t)}{dt}) \text{ KV}$$

K = coeficiente de aproximación

R = resistencia puesta a tierra

L = coeficiente autoinducción estructura

$i(t)$ = corriente de rayo

$V(t)$ = sobretensión inversa.

Se ha establecido que para líneas menores de 150 KV con puestas a tierra de 15 Ohmios, la disrupción del aislamiento por descarga inversa es siempre probable mientras que para líneas de más de 750 KV, no ocurren contorneos de este tipo.

Cuando la corriente de rayo ingresa por el vértice de la torre, crea una secuencia de ondas viajeras, 2 que viajan hacia ambos lados del cable de guarda y una terce-

ra onda que incidirá hacia tierra a través de la estructura y de la resistencia de puesta a tierra. En la Fig. Nº 21 se visualizan las tensiones que se establecen en la estructura y en los conductores.

- V_{TO} = tensión en el vértice de la torre
- $V_{m11}, V_{m12}, V_{m13}$ = tensiones en las ménsulas de la 1ra.terna de transmisión energía
- $V_{m21}, V_{m22}, V_{m23}$ = tensiones en las ménsulas de la 2da.terna de transmisión energía
- V_{RE} = tensión en la resistencia de puesta a tierra
- V_{R1}, V_{S1}, V_{T1} = tensiones en las fases de la 1ra.terna resultado de la tensión inducida por los cables de guarda sumada algebraicamente a la presencia de las tensiones, a frecuencia industrial
- V_{R2}, V_{S2}, V_{T2} = similar a la anterior de la 2da.terna.

Las tensiones que se establecen en las cadenas de los aisladores de las fases serán la diferencia entre las tensiones de fase con respecto a tierra menos las tensiones, en las ménsulas respectivas; si esta resultante sobrepasa el nivel de tensión de sostenimiento es probable que se produzca la tensión de descarga inversa y se cumple las relaciones en una disposición vertical R,S,T, ver Fig. Nº 20.

$$(V_{m23} - V_{T2}) \succ (V_{m22} - V_{S2}) \succ (V_{m21} - V_{R2})$$

$$(V_{m13} - V_{T1}) \succ (V_{m12} - V_{S1}) \succ (V_{m11} - V_{R1})$$

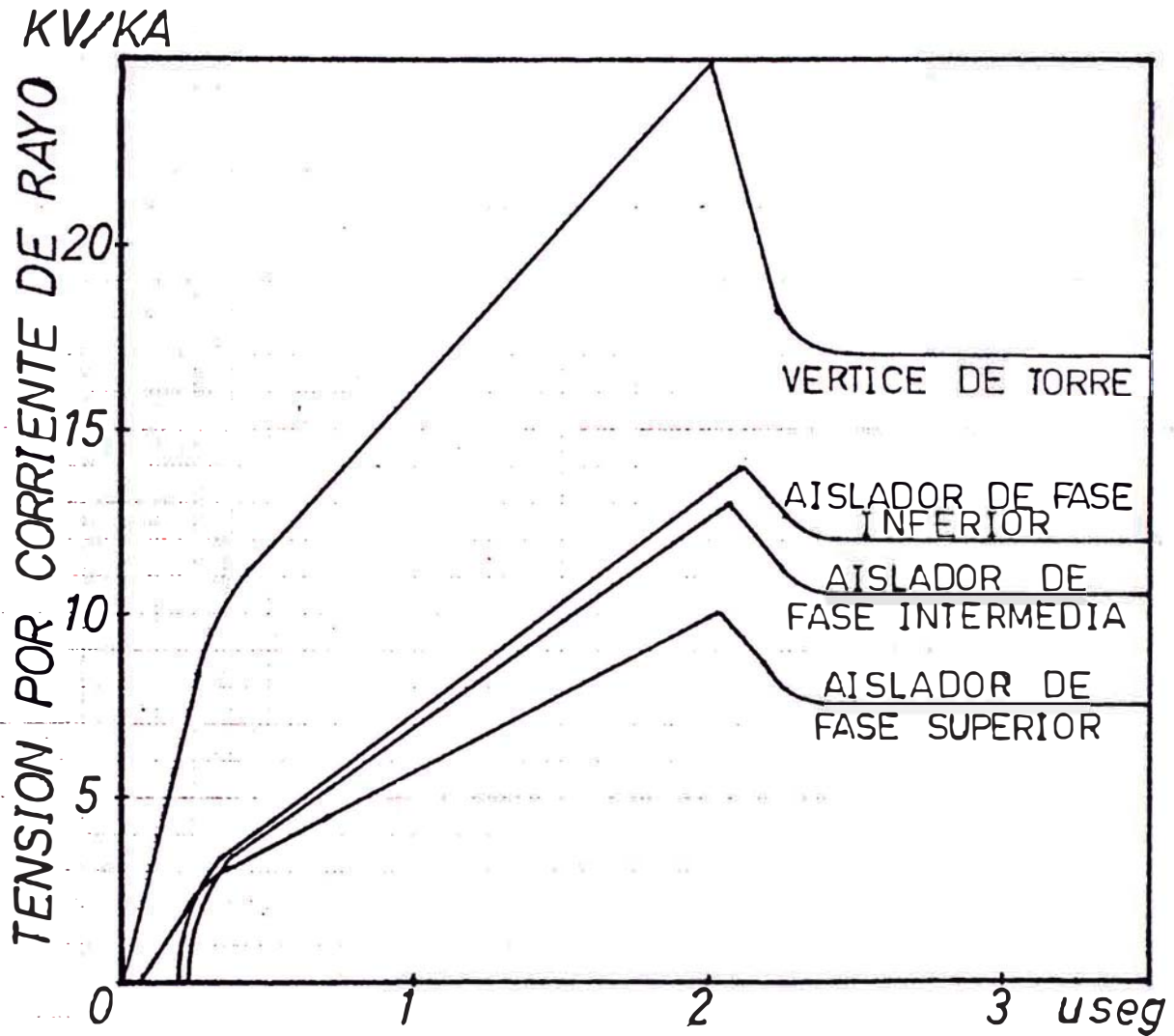


FIG. N° 20 TENSIONES INDUCIDAS POR CAIDA DE UN RAYO ATMOSFERICO EN VERTICE DE UNA TORRE NO INCLUYEN TENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL

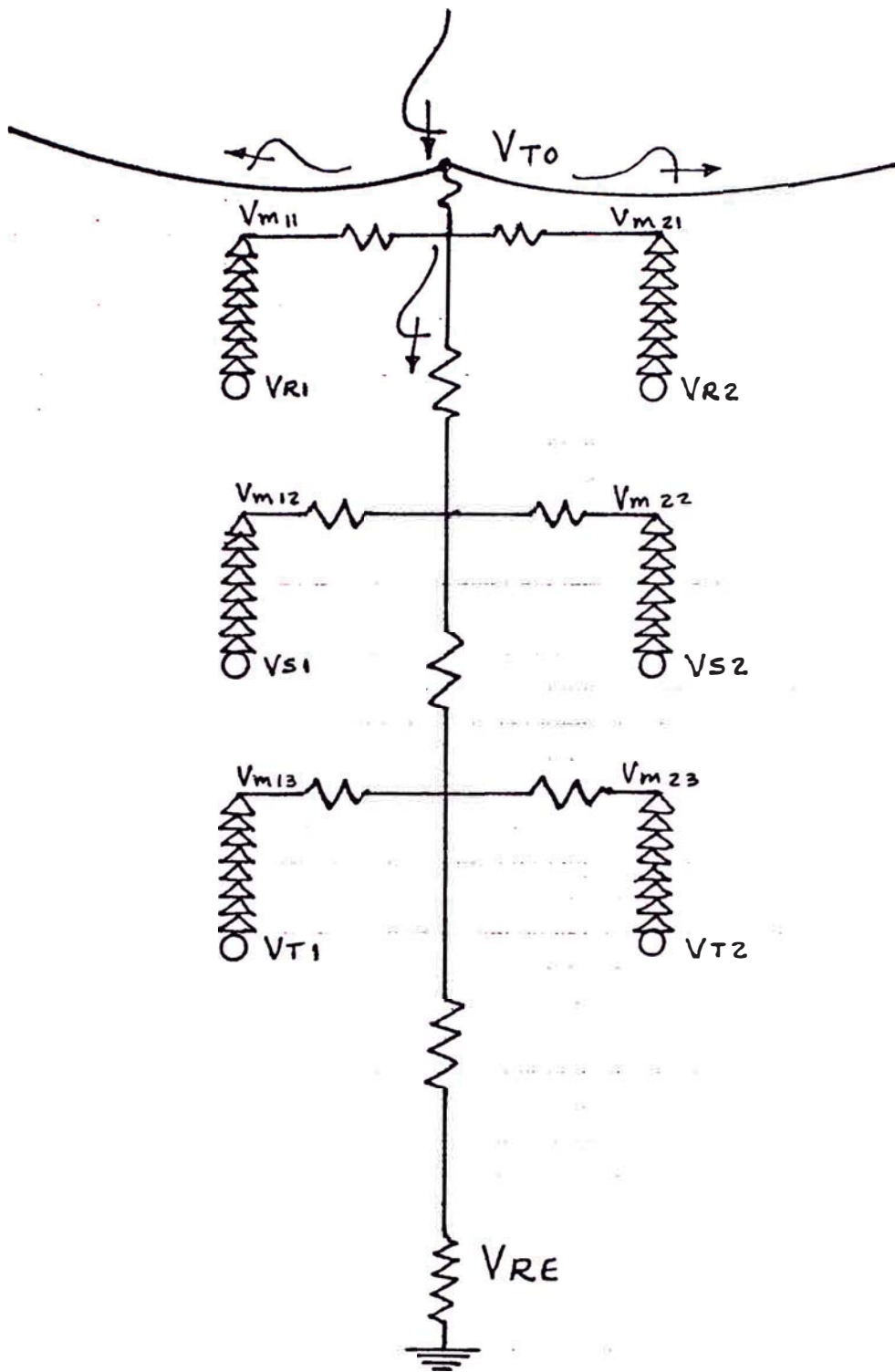


FIG N° 21 DISTRIBUCION DE TENSIONES ANTE CAIDA DE RAYO EN TORRE

CAPITULO III

3.0 ESTACION EXPERIMENTAL DE ALTA TENSION EN ALTA COTA

La ubicación de la Estación Experimental de Alta Tensión en Alta Cota será en la subestación Pomacocha, Provincia de Yauli, Departamento de Junín cuyas características meteorológicas son:

| | |
|--|----------------|
| Altitud | 4,350 m.s.n.m. |
| Presión atmosférica | 440.96 mm Hg |
| Temperatura mínima promedio anual | -5°C |
| Temperatura máxima promedio anual | 15°C |
| Densidad relativa del aire a : | |
| - 5°C | 0.634 |
| 15°C | 0.590 |
| Velocidad del viento máximo anual | 57.6 Km/h |
| Velocidad promedio anual del viento | 32 Km/h |
| Precipitación pluvial máximo anual | 3.0 mm/h. |
| Precipitación pluvial promedio mensual | 1.0 mm/h. |
| Horas de precipitación pluvial máximo | |
| Mensual en Febrero de la Década 60 | 35.3 Horas |
| Humedad Mínima/Máxima | 60%/95% |

3.1 CONCEPCION GENERAL.- La Estación Experimental de Alta Tensión en Alta Cota, será un centro de investigaciones aplicadas, y pruebas eléctricas de equipos y dispositivos sometidos a esfuerzo eléctrico en alta cota. Adicionalmente será un centro de desarrollo tecnológico para la instalación futura de líneas de transmisión y estaciones transformadoras en alta y extra altas tensiones que deberán localizarse o atravesar zonas de gran altitud, para aprovechar los potenciales hídricos de las cuencas orientales y los potenciales geotérmicos del eje volcánico serrano del Perú en beneficio de las ciudades costeras.

En estudios preliminares realizados en nuestro medio respecto a la selección de futuras tensiones de transporte, se ha recomendado 500 KV, en corriente alterna de lo que se desprende la impostergable necesidad de adquisición de tecnología adecuada a nuestra realidad geográfica.

3.2 OBJETIVOS Y PROGRAMAS DE ESTUDIO.-

Los objetivos de la Estación Experimental de Alta Tensión en Alta Cota, se pueden distinguir en dos rubros siguientes:

A) Objetivos a Corto y Mediano Plazo.-

Establecer parámetros y normas de diseño de ingeniería para minimizar los riesgos innecesarios de sobre dimensionamiento o inaceptables subdimensionamientos.

- Optimizar y abreviar los ingentes esfuerzos desplegados de recursos humanos y materiales que se requieren normalmente en la puesta a punto de toda infraestructura electromecánica recién instalada.
- Prever, racionalizar y normar las técnicas de mantenimiento e intervención humana directa en la infraestructura instalada y por instalar en el futuro en las condiciones ambientales imperantes.
- Dar solución mediante estudios de campo a los problemas de las descargas atmosféricas y pérdidas por efecto corona en las líneas de transmisión existentes de Alta cota.
- Estudio de vibraciones y optimización de amortiguadores-espaciadores.

B) Objetivos a Largo Plazo.-

- Coadyudar a la óptima explotación y aprovechamiento de los potenciales hidricos de la cuenca oriental y los potenciales geotérmicos de la región Sierra de nuestro país.
- La impostergable formación de personal altamente capacitado para la solución de la problemática inherente.
- La optimización de los costos de ingeniería, costos de equipamiento y operación de la infraestructura, para el cabal desarrollo de los sistemas interconectados del Perú a los actuales y futuros niveles de ten

sión de transporte de energía eléctrica.

- Estudiar alternativa de transporte de energía eléctrica en corriente continua.

C) PROGRAMAS DE ESTUDIO.- En la estación experimental a implementar se desarrollarían los siguientes estudios especificados como referencia:

- a) Selección de futura tensión transporte de energía eléctrica apta para altitudes 3000 a 5000 m.s.n.m.
- b) Determinación de los niveles isoceráunicos en las rutas de líneas de transmisión existentes. Posteriormente desarrollo Mapa isoceráunico nacional.
- c) Comportamiento de las descargas atmosféricas, su influencia y su protección eficaz.
- d) Corrección de la tensión a frecuencia industrial.
- e) Efecto corona y pérdidas laterales
- f) Niveles de radio interferencia y ruido acústico.
- g) Gradientes superficiales y sistemas de haces de conductores por fase.
- h) Fenómenos de vibración eólica y electrodinámica.
- i) Influencia biológica del campo eléctrico.
- j) Comportamiento de las puestas a tierra bajo descargas.
- k) Coordinación de aislamiento en Líneas y Subestaciones.

3.3 IMPLEMENTACION.- La Estación Experimental de Alta Tensión en Alta cota se implementará en dos etapas siguientes:

3.3.1 Primera Etapa.-

La etapa inicial del centro de investigación y pruebas eléctricas a gran altitud constará de la siguiente infraestructura:

3.3.1.1 Obras Civiles:

Estará diseñada para los requerimientos de la etapa inicial de implementación teniendo en consideración el área de habitat del personal mínimo:

- a) Sala de Pruebas (control registro, medida)
- b) Oficinas
- c) Almacén de Repuestos
- d) Taller de mantenimiento electromecánico
- e) Baño/Vestuario
- f) Viviendas para personal permanente
- g) Campamento para personal visita o eventual

3.3.1.2 Estación de Pruebas a Frecuencia Industrial

Constará de los siguientes componentes:

- a) Línea de Pruebas monofásica de geometría variable de longitud de 1.2 Km (3 vanos, 2 estructuras de anclaje y 2 estructuras de suspensión), incluye la formación de haces de conductores de diversos diámetros.

- b) Transformador de pruebas a frecuencia industrial, diseñado para generar ondas de sobretensión.
- c) Un reactor de compensación reactiva.
- d) Transformador de tensión resistivo capacitivo.
- e) Equipos de medición y registro de los parámetros.
- f) Pararrayos incluye contador de descargas.
- g) Implementos de seguridad.

3.3.1.3 Estación Meteorológica.- Se implementará para la medición y registro de los parámetros.

- a) Humedad.
- b) Presión atmosférica.
- c) Temperatura bulbo seco y bulbo húmedo
- d) Precipitación pluvial
- e) Vientos.

3.3.1.4 Equipamiento para estudio vibraciones mecánicas en conductores.

3.3.1.5 Equipamiento portátil para medición y registro de descargas atmosféricas.- Con el propósito determinar los niveles isoceraúnicos de zonas bajo estudio.

3.3.1.6 Sistema de suministro en 10 KV.-

- Los equipos, dispositivos de protección, medición y control en 10 KV, así como sus cables de interconexión entre ellos.
- Los equipos y paneles de control del sistema de servicios auxiliares de la estación de pruebas de al-

ta tensión en alta cota.

3.3.2 Segunda Etapa.-

En su etapa final de la estación experimental de alta tensión en alta cota constaría con la implementación siguiente:

3.3.2.1 Estación de Prueba de Impulso.-

- a) Unidad rectificadora.
- b) Generador de tensiones de impulso.
- c) Divisor de tensión resistivo para medir la tensión de carga del generador de 200/.1KV.
- d) Divisor de tensión resistivo capacitivo para medir la tensión de descarga o de aplicación del generador de tensiones de impulso 3600/.1KV.
- e) Pararrayos de alta tensión incluye contador descarga.
- f) Instrumentos de medición y registro de ondas de impulso.
- g) Dispositivos de comando y protección.
- h) Implementos de seguridad.

3.3.2.2 Ampliación de estructuras para implementar el segundo haz de conductores.-

Esta ampliación nos permitiría estudiar la alternativa de transporte de energía eléctrica con corriente continua usando dos haces de conductores, los cuales deberán ser también de Geometría variable.

2.3.2.3 Estación de prueba a corriente continua.-

Sus componentes serán:

- a) Unidad de rectificación y multiplicación.
- b) Dispositivos de comando y protección.
- c) Instrumentos de medición y registro.

CAPITULO IV

4.0 COMPONENTES Y ESPECIFICACIONES DE LA INFRAESTRUCTURA

4.1 ESTACION DE PRUEBAS A FRECUENCIA INDUSTRIAL.-

4.1.1 ESTIMACION DE CARGA.-

La estación experimental de Alta Tensión en Alta Cota primordialmente estudiará el efecto corona y sus efectos como son las pérdidas de potencia, radio, interferencia y el ruido audible, por lo tanto la carga eléctrica más representativa de las pruebas experimentales estará determinada por las pérdidas corona en las peores condiciones atmosféricas de operación y del nivel de tensión a estudiar.

CASO 1.-

ESTUDIO EFECTO CORONA PARA NIVEL TENSION 525 KV, en las siguientes condiciones:

Tensión fase tierra máximo: $525/\sqrt{3}$ KV - 60 HZ

Premisas: 10°C, 4350 m.s.n.m., 440.96 mm Hg, precipitación pluvial 3 mm/h, rugosidad de superficie del conductor $m = 0.8$, radio mínimo del conductor 15 mm, altura promedio del conductor al suelo 20 m.; y en la longitud de la línea experimental de 1.2 Km tenemos:

- Pérdida corona en buen tiempo

57.84 Kw

| | |
|--|-----------|
| - Perdida corona en tiempo deteriorado | 908.80 Kw |
| - Pérdida corona total | 966.64 Kw |
| - Potencia reactiva capacitiva de la línea | 293. KVAR |
| - Potencia aparente total de la carga, luego de la compensación efectuada con reactor en 10 KV | 971 KVA |
| - Factor de potencia de la carga tomada | 0.99 I |

CASO 2.-

ESTUDIO EFECTO CORONA para el nivel de tensión 765

KV:

Tensión fase tierra máximo: $765/\sqrt{3}$ KV - 60 HZ

Premisas: 10°C, 4350 m.s.n.m., 440.96 mm Hg, precipitación pluvial 3 mm/h, m = 0.8, radio equivalente mínimo 40 mm, altura 20 cm en 1.2 Km de Línea.

| | |
|--|------------|
| - Pérdida corona en buen tiempo | 6.0 Kw |
| - Pérdida corona en tiempo deteriorado | 891.0 Kw |
| - Pérdida corona total | 897 Kw |
| - Potencia reactiva capacitiva de la línea | 710.4 KVAR |
| - Potencia aparente total de la carga, luego de la compensación con reactor efectuada en 10 KV | 910. KVA |
| - Factor de potencia de la carga consumida | 0.98 I |

Si los cálculos realizados de las pérdidas corona se efectúan con errores de 30% según la literatura existente, el requerimiento de potencia de consumo para la prueba de efecto corona será entonces de 1.26 MVA, para la cual elegiremos la potencia del transformador de prueba a frecuen

cia industrial resultando 1.50 MVA

4.1.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS.-

La estación de pruebas a frecuencia industrial tendrá las siguientes características técnicas:

a) Dos transformadores de potencia en conexión cascada.

- TRANSFORMADOR Nº 1:

| | |
|-----------------------|---|
| Tipo | Monofásico ON/AN |
| Potencia | 1.5 MVA |
| Tensión | 10/125 KV + 8 x2,5% |
| Corriente | 150/12 amperios |
| Frecuencia | 60 HZ |
| Tensión cortocircuito | 5% |
| Funcionamiento | Continuo a 4350 m.s.n.m. |
| Conmutador | En vacío (9 posiciones) |
| BORNES A.T. | 2 bornes aislados y otro conectado a carcasa sólidamente |
| BORNES B.T. | Aislados |
| Accesorios | Rele Buchholz, termómetro aceite, termómetro de imagen térmica devanado, válvula seguridad, indicador de nivel de aceite. |

- TRANSFORMADOR Nº 2:

| | |
|----------|------------------|
| Tipo | Monofásico ON/AN |
| Potencia | 1.5 MVA |
| Tensión | 25/600 KV |

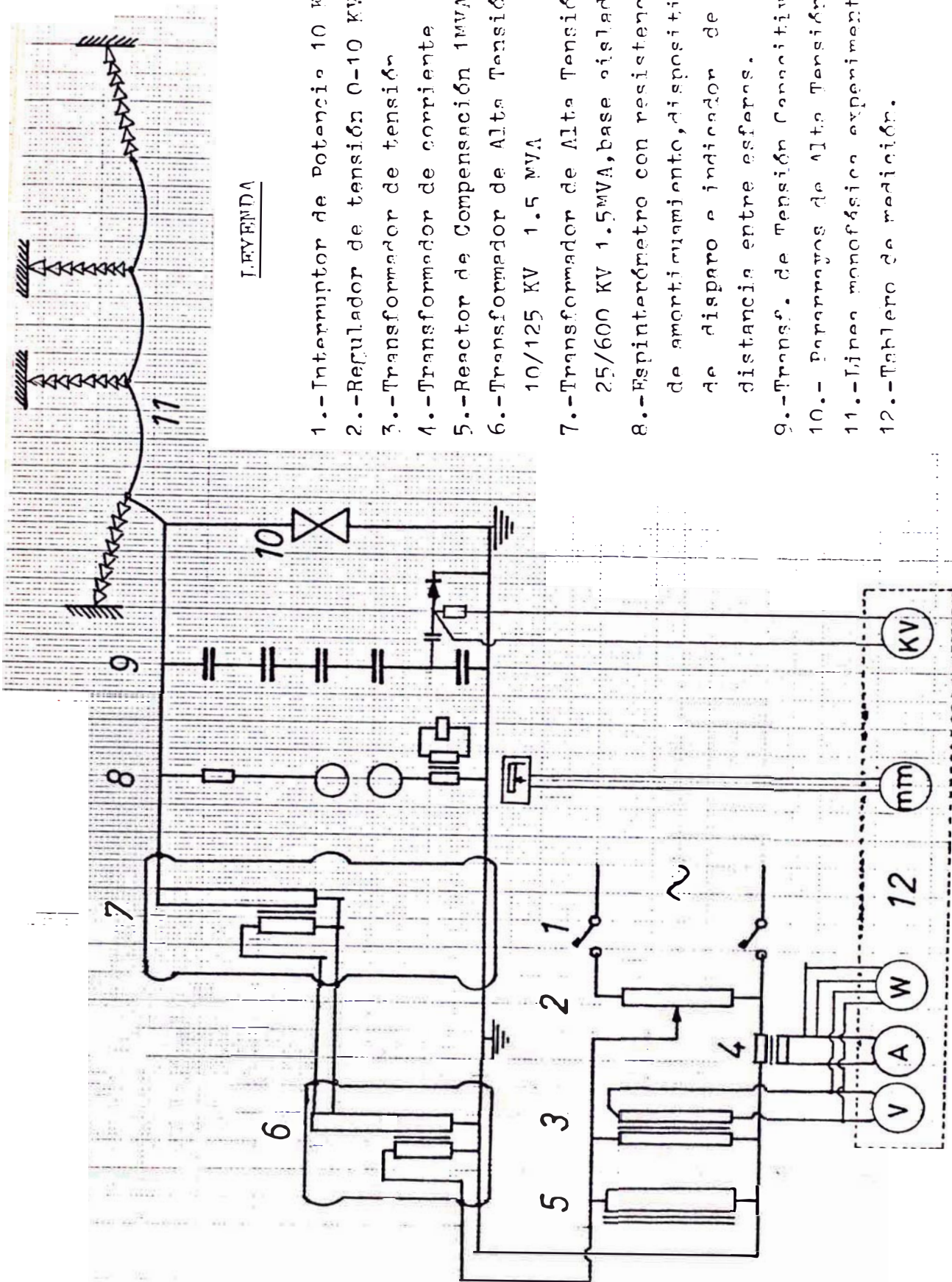
| | |
|-----------------------|---|
| Corriente | 60/2.5 amperios |
| Frecuencia | 60 HZ |
| Tensión cortocircuito | 5% |
| Funcionamiento | Continuo y a 4350 m.s.n.m. |
| Base Transformador | Aislado de BT con BIL 450 KV |
| Bornes Primario/ | 1 Borne aislado y el otro conectado a carcasa sólidamente |
| Accesorios | Rele Buchholz, termómetro aceite, indicador nivel, válvula seguridad. |

b) Reactor de compensación:

| | |
|----------------|---|
| Tipo | Monofásico ON/AN |
| Potencia | 1000 KVA |
| Tensión | 10 KV \pm 2 x 5% |
| Corriente | 100 A |
| Frecuencia | 60 HZ |
| Funcionamiento | Continuo a 4350 m.s.n.m. |
| Bornes | Uno conectado sólidamente a la carcasa y el otro aislado. |
| Accesorios | Rele Buchholz, termómetro aceite, indicador nivel de aceite, válvula seguridad. |

c) Un pararrayo de 650 KV incluye contador de descargas y medición de corriente de fuga.

d) Un regulador de tensión de 0 a 10 KV en forma continua



- 1.- Interruptor de Potencia 10 KV
- 2.- Regulador de tensión 0-10 KV
- 3.- Transformador de tensión
- 4.- Transformador de corriente
- 5.- Reactor de Compensación 1MVAR
- 6.- Transformador de Alta Tensión 10/125 KV 1.5 MVA
- 7.- Transformador de Alta Tensión 25/600 KV 1.5MVA, base aislada
- 8.- Espinterómetro con resistencia de amortiguamiento, dispositivo de disparo e indicador de distancia entre esferas.
- 9.- Transf. de Tensión Conexitivo
- 10.- Pararrayos de Alta Tensión
- 11.- Línea monofásica experimental
- 12.- Tablero de medición.

FIG 22 ESTACION DE PRUEBAS A FRECUENCIA INDUSTRIAL

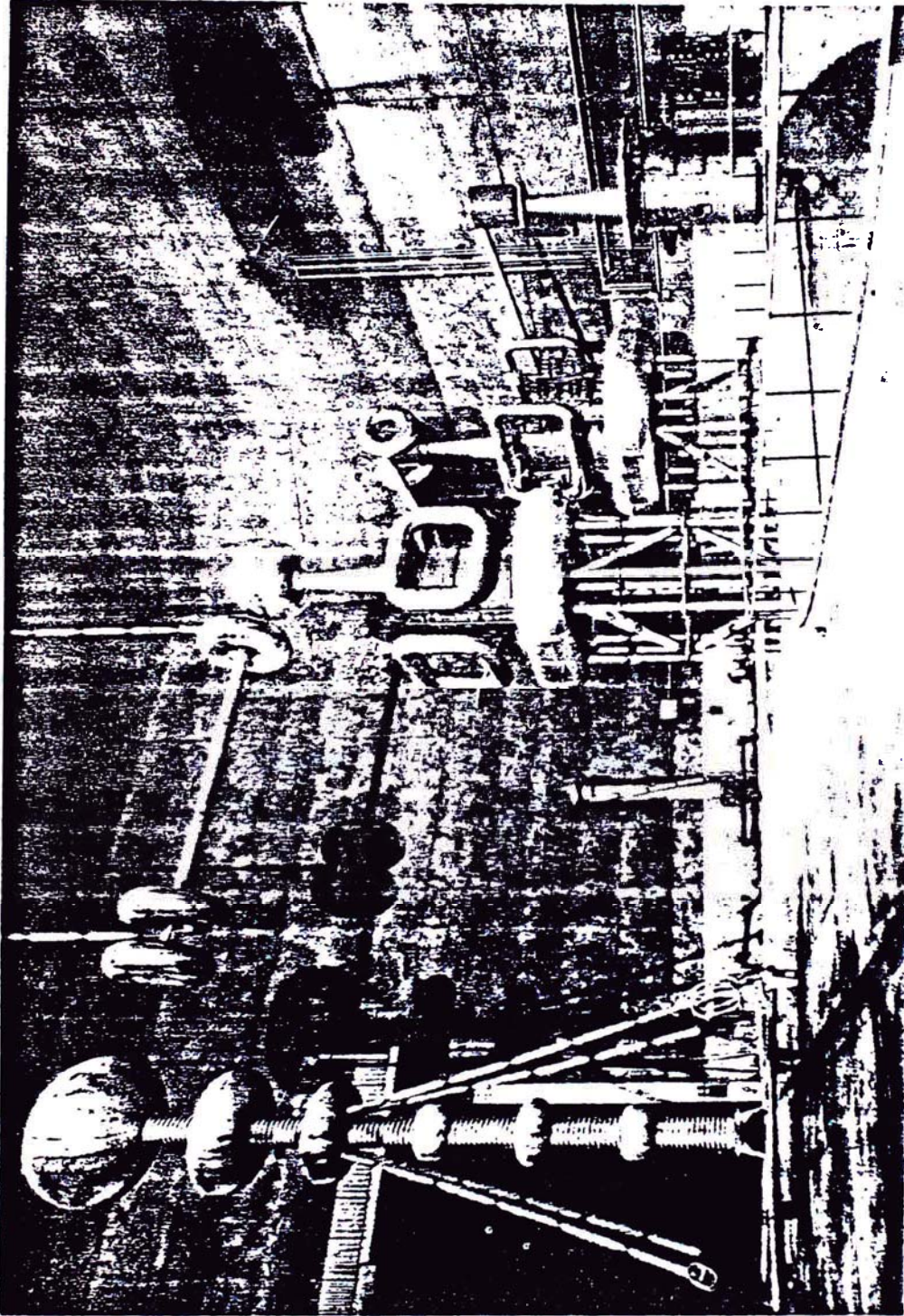


FIG. 23 Transformador de Prueba a Frecuencia Industrial de
1650 KV (3 unidades en cascada) 1.65 MVA

60 HZ.

- e) Un transformador de tensión capacitivo de 500/.1KV-100 VA.
- f) Un espinterómetro de esferas de bronce disposición vertical diámetro de esferas 1.0 m/2 m con dispositivo de medición de separación de esferas.
- g) Un transformador de corriente de 2 devanados secundarios 100 VA 100-200/1-1A-10 KV Clase 0.5/5P20.
- h) Un transformador monofásico de medición 10000/100 V - Clase de precisión 0.5.
- i) Interruptor de potencia de 10 KV-400 A-60 HZ capacidad de ruptura 150 MVA con rele termomagnético de intervención selectiva y con contactos auxiliares para señali-zación.

4.2 ESTACION DE PRUEBAS CON TENSIONES DE IMPULSO.-

Esta estación de pruebas está considerada en la se-gunda etapa de implementación y sus propósitos son de in-tensificar las pruebas de sobretensiones atmosféricas y de maniobra en la línea experimental, así como definir pa-rra alta cota las distancias mínimas y necesarias en traba-jos de mantenimiento.

4.2.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA ESTACION DE PRUE-BAS DE IMPULSO.-

- a) Transformador de potencia 1.5 MVA .10 /125 KV, 60 HZ o sea el mismo que se implementó en la etapa inicial pa-rra la prueba a frecuencia industrial.

b) Unidad Rectificadora.-

Conexión tipo puente, cuyas características técnicas de lado diodo rectificador serán:

| | |
|-------------------------|--------|
| Tensión nominal | 110 KV |
| Tensión inversa de pico | 220 KV |
| Corriente nominal | 1 A. |
| Potencia disipación | 110 Kw |

c) Frecuencia de tensiones de impulso de las siguientes características:

| | |
|---|-------------------------|
| 1) Tensión máxima de prueba para nivel de tensión de transmisión 765 KV | 2400 KV _{pico} |
| 2) Capacidad del objeto en prueba | 8000 pF |
| 3) Forma de onda de impulso | 1.2/50 μ seg |
| 4) Altitud de funcionamiento | 4350 m.s.n.m. |
| 5) Presión atmosférica | 440.96 mm de Hg |

Las características del generador de tensiones de impulso:

| | |
|--|---------------|
| 1) Tipo de conexión | Circuito Marx |
| 2) Tensión nominal máxima | 3600 KV |
| 3) Capacidad de impulso | 0.083 μ F |
| 4) Máxima energía disponible | 538 K Joule |
| 5) Rendimiento | 88% |
| 6) Número impulsos por minuto | 2 |
| 7) Número de etapas o módulos | 18 |
| 8) Características de cada módulo generación | |
| - Capacidad de impulso | 1.5 μ F |

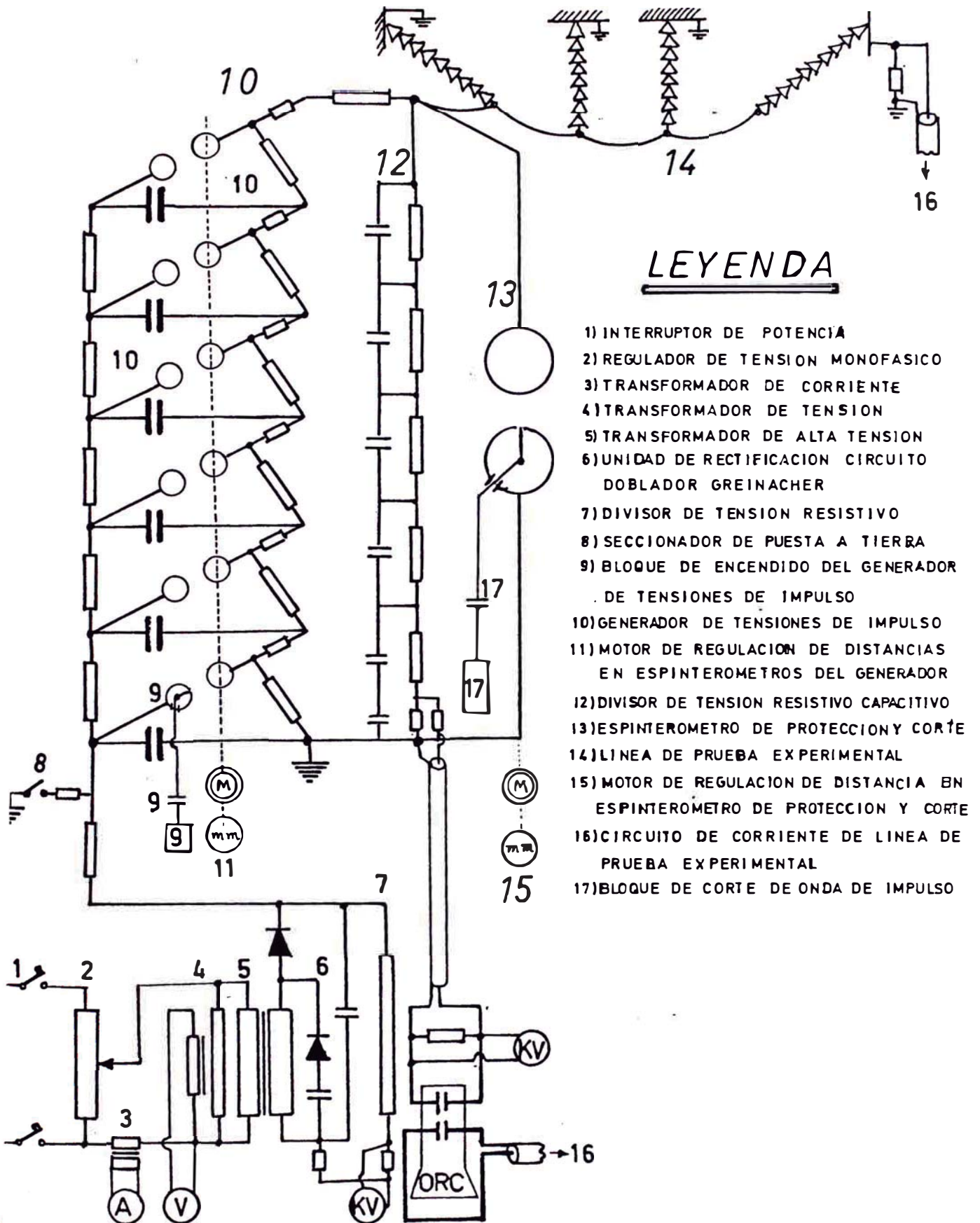


FIG. 24 ESTACION DE PRUEBAS A TENSION DE IMPULSO

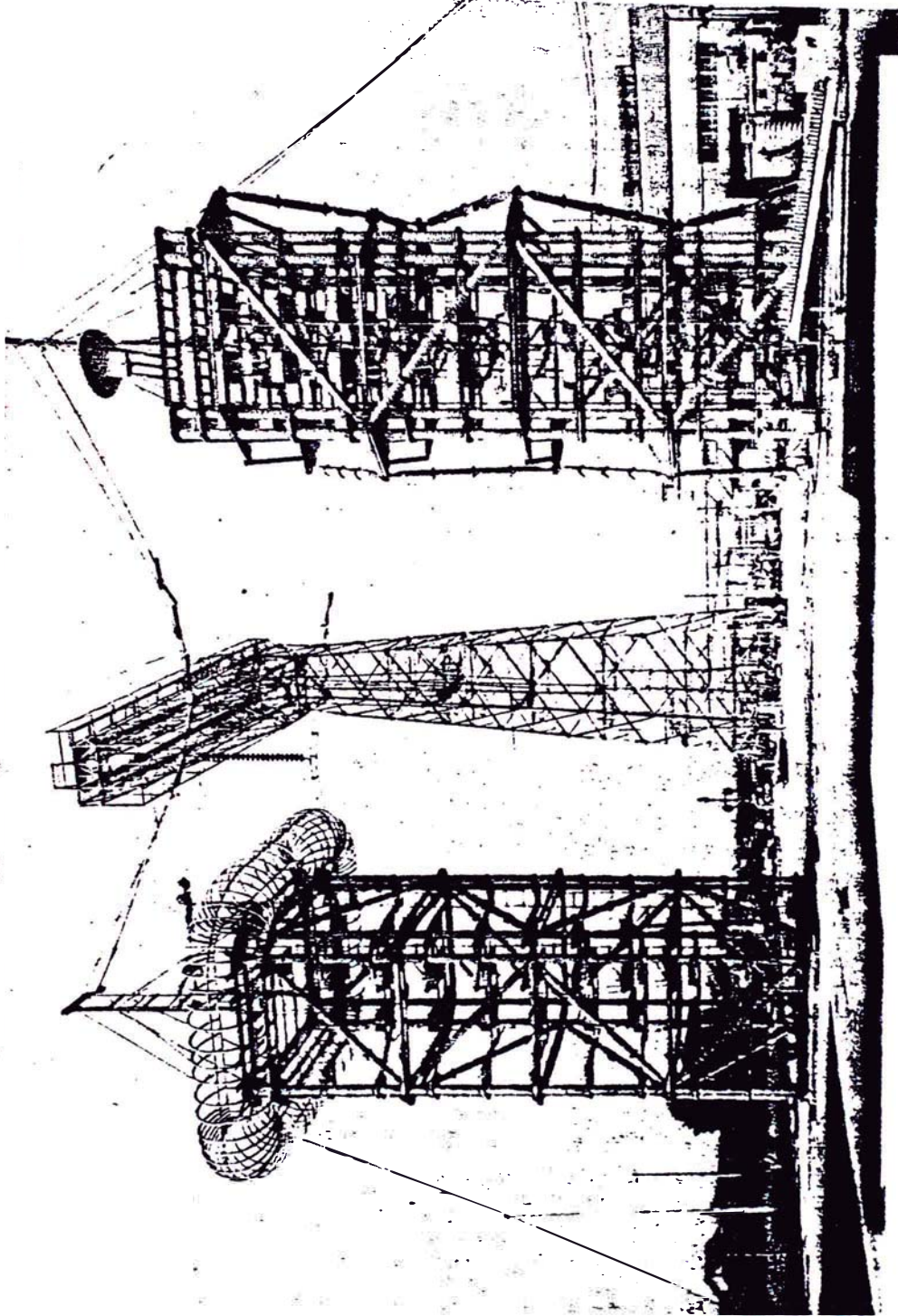


FIG. 25 VISTA COMPLETA DEL AREA DE PRUEBAS DE ONDAS DE TENSIONES DE IMPULSO ATMOSFERICO Y DE MANIOBRA
DERECHA GENERADOR DE ONDA DE IMPULSO 4200KV... 315 KJ
CENTRO TORRE DE PRUEBAS
IZQUIERDA .. CAPACITANCIA DE CONTROL EN FORMA DE ONDA
PARA ONDAS TIPO MANIOBRA

- Tensión nominal máxima 200 KV
- Resistencia de frente (R_1) 3 Ohmios
- " " "
- (disponible (2 c/u) 6,15,20,50,100 ohmios
- Resistencia de cola (R_2) 45 Ohmios
- Resistencia de carga (R_L) 200 Kilohmios

d) Divisor de tensión resistivo de 220/.1KV 50 VA. Clase Precisión 0.2.

e) Divisor de tensión resistivo-capacitivo 3600/.1KV - 100 VA - Clase precisión 0.5.

f) Espinterómetros de esferas de bronce disposición vertical diámetro de esferas 1.0 m y 2.0 m intercambiables, con dispositivo de medición de separación de esferas.

4.2.2 ESTIMACION DE CARGA CONSUMO.-

Teniendo en consideración de frecuencia de prueba de 2 impulsos por minuto se tiene una constante de tiempo de carga de capacitores $RC = 5.4$ y si consideramos que la capacidad de los rectificadores será de 1 amperio para una tensión de carga de 200 KV.

La demanda máxima de la estación será 250 Kw, asumiendo que las pérdidas del circuito serán de 50 Kw.

Por lo tanto a un factor de potencia de 0.8, obtendremos la demanda de potencia aparente 312 KVA.

4.3 ESTACION DE PRUEBAS EN CORRIENTE CONTINUA.-

Esta estación se ha previsto implementar en la segunda etapa, con el objeto de estudiar la alternativa de trans

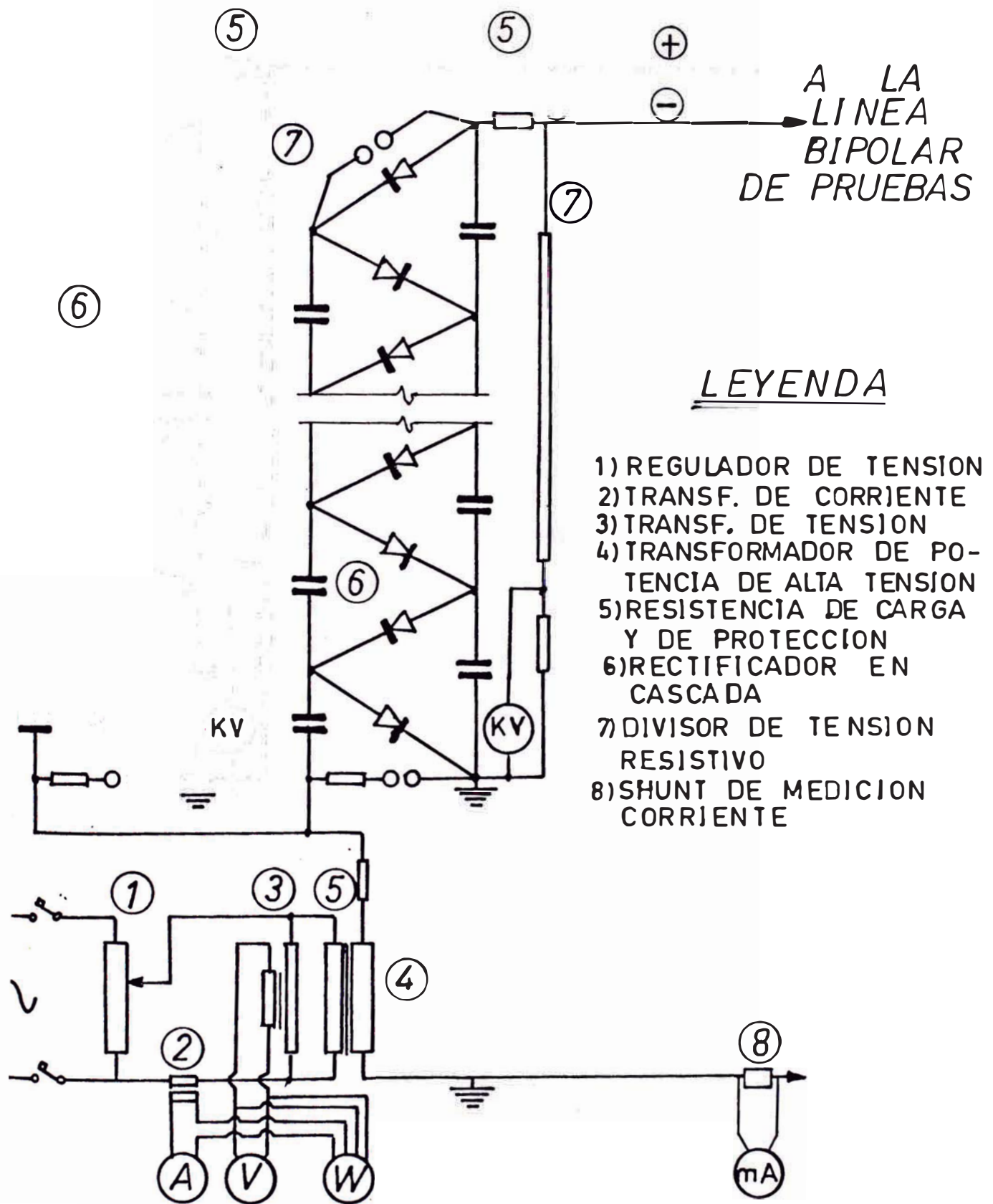


FIG. 26 ESTACION DE PRUEBAS A CORRIENTE CONTINUA

porte de energía eléctrica en alta cota (3000 a 5000 m.s. n.m.) con corriente continua.

Las pruebas serían con tensiones de hasta 400 KV para lo cual se implementará de dos módulos de rectificación y se adicionará una fase de haz de conductores de geometría variable (transporte bipolar).

La carga de consumo en dicha estación de pruebas en tiempo deteriorado se estima en 800 KVA.

4.4 LINEA DE PRUEBAS.-

La longitud de la línea experimental será de 1.2 Km en tramo de 3 vanos, con el uso de conductor o haz de conductores en forma monofásica de geometría variable.

A modo referencial solamente presentamos el calibre conductor ACSR de 900 MCM.

| Descripción | Un Conductor | Haz | Haz |
|--|----------------------|------------------------|----------------------------|
| | | Dos Cond. A = 10 cm | 4 Conductores A = 10 cm |
| - Diámetro exterior | 2.961 cm | 22.961 cm | 22.961 cm |
| - Radio equivalente | 1.481 cm | 5.44 cm | 8.77 cm |
| - Peso | 1,725 Kg/Km | 3,450 Kg/Km | 6,900 Kg/Km |
| - Vano | 400 m | 400 m | 400 m |
| - Costra hielo | 3 mm | 3 mm | 3 mm |
| - Viento máximo | 20 m/seg (72 KPH) | 20 m/seg (72 KPH) | 20 m/seg (72 KPH) |
| - Esfuerzo trabajo (15% carga rotura) | 2198 Kg | 4396 Kg | 8792 Kg |
| - Peso aparente | 2127 Kg | 4254 Kg | 8508 Kg |
| - Flecha conductor | 19.4 m | 19.4 m | 19.4 m |
| - Altura mínima de amarre conductor para 525 KV | 29.4 m | 29.4 m | 29.4 m |
| - Altura promedio suelo | 18.1 m | 18.1 m | 18.1 m |
| - Nº de aisladores 525 KV | 38 | 38 | 38 (5.60 m) |
| - Nº de aisladores 765 KV | 48 | 48 | 48 (7.0 m) |
| - Altura estructura mínima | 45 m | 46 m | 46 m |

4.5 SERVICIOS AUXILIARES.-

La carga eléctrica de los servicios auxiliares está definida por la infraestructura a instalarse en la Estación Experimental de Alta Tensión en Alta Cota:

A) Las áreas a construirse serían:

| <u>Descripción</u> | <u>m²</u> | <u>Carga instalada Kw</u> | <u>Máxima demanda Kw</u> |
|-----------------------------|----------------------|---------------------------|--------------------------|
| Casa Ingeniero Jefe | 120 | 3.6 | 3.20 |
| " " Asistente | 120 | 3.6 | 3.20 |
| " " Asesor | 120 | 3.6 | 3.20 |
| " Técnicos | 200 | 6.0 | 4.05 |
| Albergue Personal eventual | 200 | 6.0 | 4.05 |
| Sala de Pruebas | 160 | 4.8 | 3.63 |
| Oficina Procesamiento Datos | 100 | 3.0 | 3.0 |
| Taller Electromecánico | 80 | 2.4 | 2.4 |
| Almacén Repuestos | 100 | 3.0 | 3.0 |
| TOTAL | 1200 | 36 | 29.73 |

B) Iluminación Exterior.-

El patio de llaves con los equipos a la intemperie torres de línea experimental y las edificaciones construidas serán iluminadas exteriormente.

20 reflectores de 1.5 Kw - 220 V 30 Kw

C) Bomba de agua y cargas especiales como son

Thermas y sistema de aire acondicionado y fuente alimentación en sala pruebas y ta-

ller eléctrico mecánico..... 30 Kw

Máxima Demanda Total 89.7 Kw

Carga de Reserva (30%)..... 27.0 Kw

Carga Total..... 116.7 Kw

Para un factor de potencia de 0.8, obtenemos la potencia aparente requerida 146 KVA, luego el transformador de servicios auxiliares será de 150 KVA.

4.6 ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO.-

Teniendo en cuenta el suministro actual a la subestación Pomacocha con línea 10KV y considerando:

1) La carga trifásica a suministrar resulta:

Estación Experimental 1.5 MVA Monofásica

Estación Experimental 2.25 MVA Trifásica

Servicios Auxiliares

Estación Experimental 0.15 MVA Trifásica

Total de carga

Estación Experimental 2.4 MVA Trifásica

Demanda Máxima 2.16 Mw (F.P. = 0.9)

2) La carga trifásica será desequilibrada por cuanto la Estación Experimental consumirá en forma monofásica 1.5 MVA, si adoptamos la conexión Scott o la conexión estrella tendremos que 2 fases tomarán un mayor consumo de corriente.

3) La fuente de suministro en 10 KV actual, es a partir de la barra de 2.3 KV de la Estación Hidro-Pomacocha de CENTROMIN cuya potencia de corto circuito es de 50 MVA.

4) Si tomáramos de la fuente de suministro actual, la nueva carga 2.4 MVA, debido al índice de desequilibrio de fases tendríamos una pésima calidad de servicio a los usuarios de dicha línea incluyendo las oscilaciones de

tensión, en el principal cliente de Electroperú Centromin, especialmente en la configuración de mínima demanda, operación de un solo generador de 3.75 MVA - 2.3 KV en la Estación Hidro-Pachachaca.

- 5) El suministro actual presenta baja confiabilidad de servicio debido a los fenómenos de las descargas atmosféricas que producen descargas inversas, e indirectas en los aislamientos de la línea existente. En el Apéndice se muestra los reportes de fallas ocurridos en los últimos dos años, cuya frecuencia se incrementa entre los meses Diciembre-Abril.
- 6) Por lo expuesto la alternativa de suministro en 10 KV modificada (cambio de sección conductor) y/o línea nueva paralela a la existente quedan descartadas. Sin embargo a modo de evaluación de costos presentaremos dichas alternativas.
- 7) Otra pauta que nos permite visualizar el alto costo del suministro en 10 KV, es usando la fórmula de Still (empírica) que sirve para la selección del nivel de tensión adecuado.

$$KV = 5.5 \sqrt{Km/1.61 + Kw/100}$$

Para 16.7 Km de longitud y carga de 2,160 Kw resulta el nivel de tensión de 30 KV como la más adecuada, pero como se tiene en dicha zona el nivel de tensión 50 KV, se va a estudiar esta alternativa suministro también.

4.6.1 SUMINISTRO CON LINEA EXISTENTE 10 KV MODIFICADA.-

Esta alternativa consiste en cambiar el calibre del conductor de la línea existente 10 KV, utilizando las mismas estructuras (cantidad 125 unidades).

La Fig. 27 nos muestra la configuración de la línea existente a la cual se añadiría la carga requerida para la estación de prueba experimental de Alta Tensión en Alta Cota de 2.4 MVA Trifásica con un factor de potencia 0.9.

El estudio del calibre del conductor de aleación de aluminio por caída de tensión sería:

| | | |
|---|--------------|--------------|
| - Calibre del conductor (MCM) | 350 | 550 |
| - Diámetro del conductor (mm) | 17.23 (19 h) | 21.67 (37 h) |
| - Sección (mm ²) | 177.3 | 278.7 |
| - Resistencia ohmica a 20°C (OHM/Km) | 0.218 | 0.1202 |
| - Resistencia a 50°C (Ohmios/Km) | 0.244 | 0.135 |
| - Reactancia inductiva disposición actual triangular con distancia media geométrica, 1626 mm (OHM/Km) | 0.322 | 0.306 |
| - Impedancia de línea (OHMIOS/Km) | 0.404 | 0.334 |
| - Caída de tensión en la acometida a la estación experimental (voltios) | 1619 | 1338 |
| - Caída de tensión (%) | 9.3 | 7.0 |

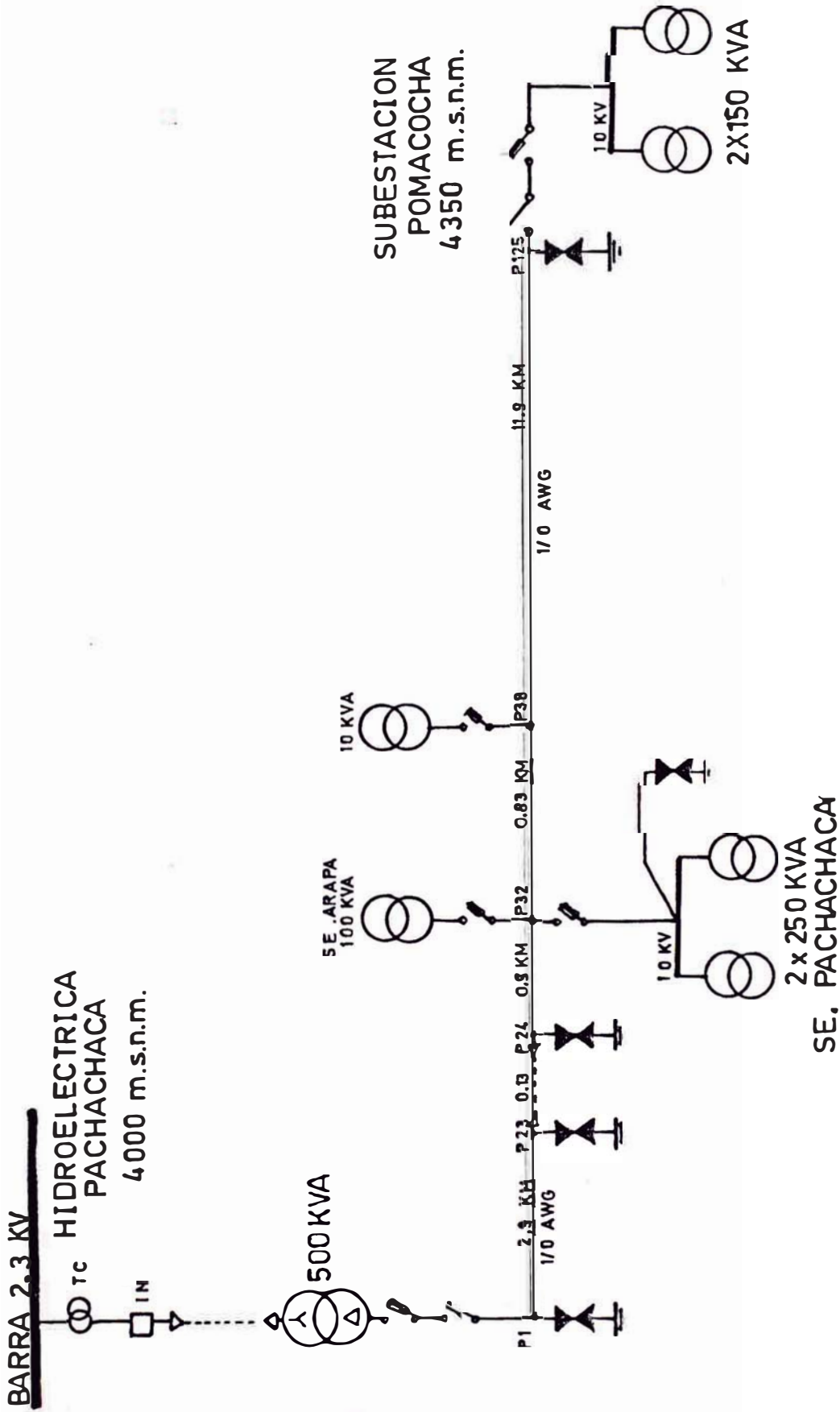


FIG. 27 LINEA EXISTENTE 10 KV HIDROELECTRICA PACHACHACA HASTA SUBESTACION POMACOCHA

Escogiendo el conductor 350 MCM, considerando que tendremos una regulación de tensión con 2 transformadores de 10% el tiro de trabajo máximo del conductor considerando la carga de rotura 5053 Kg será de 650 Kg. El tiro máximo de trabajo en Postería existente en el estado $T = -10^{\circ}\text{C}$, costra de hielo 3 mm y viento 20 m/seg es de 300 Kg.

| | |
|---------------------------------|------------|
| Peso de costra de hielo 3 mm | 0.174 Kg/m |
| Peso efecto del viento 20 m/seg | 0.463 Kg/m |
| Peso del conductor 350 MCM | 0.487 Kg/m |
| Peso total en el conductor | 0.807 Kg/m |

Flechas en vanos existentes:

| <u>Vano</u> | <u>Estructuras</u> | <u>Fechas</u> |
|-------------|--------------------|---------------|
| 60 | P-118-P119 | 1.21 m |
| 105 | P-109-P110 | 3.71 m |
| 135 | P88-P89 | 6.12 m |
| 177 | P4-P5 | 10.53 m |
| 214 | P75-P76 | 12 m |
| 289 | P48-P49 | 12 m |

Por lo tanto tendremos las consideraciones siguientes:

- (1) Vano máximo para flecha 4.08 m en $T = 15^{\circ}\text{C}$ sin hielo, con viento 20 m/seg. 110 m
- (2) La limitación de los postes existentes más no en el conductor, en cuanto al tiro máximo de trabajo, requiere incrementar el número de estructuras 12 m. 94 Pzas.

(3) El cambio de conductor y el izado de los nuevos postes se llevaría a cabo en el tiempo mínimo de un mes lo cual obligaría al uso de los Grupos Diesel en SE Po macocha y SE Pachachaca incrementando el costo de esta alternativa.

4.6.2 LINEA NUEVA 10 KV.-

La línea nueva 10 KV sería paralela a la existente.

La línea nueva sería con postes de madera preservada de las siguientes características:

| <u>Poste Alineamiento</u> | <u>Poste de Anclaje</u> | |
|----------------------------------|-------------------------|------------------------|
| Clase 5 Grupo A | Clase 1 Grupo A | |
| Longitud Total | 12 m | 12 m |
| Carga rotura | 860 Kg | 2040 Kg |
| Esfuerzo máximo a la flexión | 800 Kg/cm ² | 800 Kg/cm ² |
| Diámetro en la punta | 13 cm | 18 cm |
| Diámetro cuello de empotramiento | 23 cm | 30 cm |

El conductor a usar será de 350 MCM aleación de aluminio de acuerdo a los requerimientos de potencia eléctrica.

Carga de rotura del conductor 5053 Kg

Carga de trabajo " " 650 Kg

Para determinar vano máximo tenemos:

Para flecha de 4.0 m $P_C = 0.487 \text{ Kg/m}$

Acción de costra hielo 3 mm $P_H = 0.174 \text{ Kg/m}$

Acción del viento 20 m/seg $P_V = 0.463 \text{ Kg/m}$

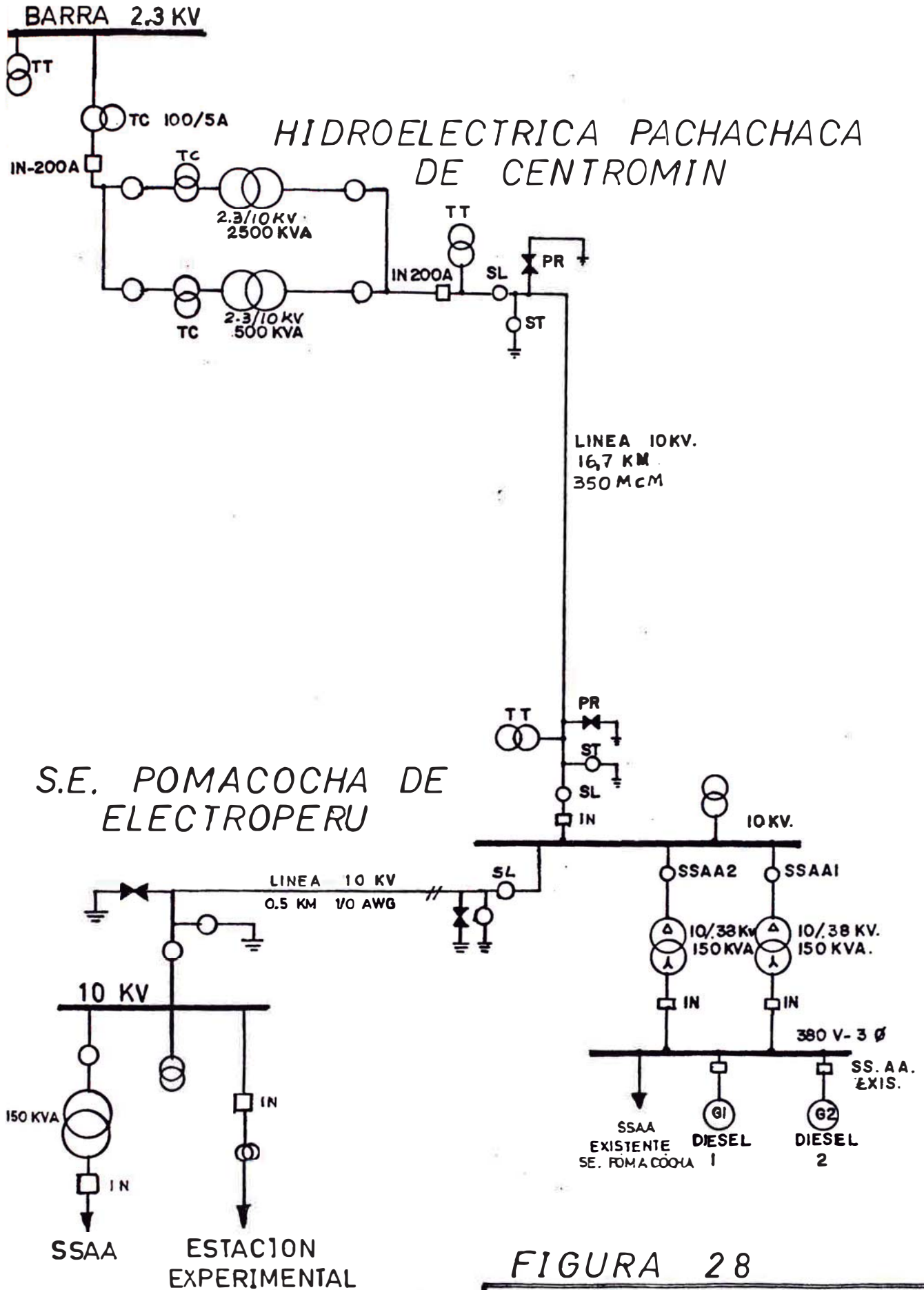


FIGURA 28

ESQUEMA TOPOGRAFICO DE ALTERNATIVA DE SUMINISTRO LINEA 10KV. HIDROPACHACHACA - SE. POMACOCHA

Peso Total equivalente $P_T = 0.807 \text{ Kg/m}$

Vano máximo 160 m.

El vano medio considerando las características de difícil topografía de la zona será 140 m, por lo tanto tenemos 7 estructuras totalizando 117 postes.

4.6.3 LINEA DE 50 KV.-

Esta alternativa ofrece ventajas sobre la alternativa de suministro en 10 KV por presentar un mejor aislamiento ante las eventuales ocurrencias de los fenómenos de las descargas atmosféricas propias de la gran altitud (4350 m.s.n.m.) como son las descargas indirectas que ocasionan las tensiones inducidas en las líneas aéreas de transmisión de energía; así como también ante las interrupciones inversas cuando un rayo atmosférico cae a la estructura de altos valores ohmicos a tierra.

Se tiene el antecedente que los períodos lluviosos de enero a marzo en dicha zona, las salidas fuera de servicio de la línea existente 10 KV son tan frecuentes que ocasionan una distracción de recursos humanos y económicos en las inspecciones y reparaciones que como consecuencia, se producen.

Por estas razones y considerando que la interconexión del sistema 220 KV de Electroperú con el sistema energético de Centromin en la subestación de OROYA NUEVA es acertada.

La Hidroeléctrica de Pachachaca perteneciente al sis

tema Centromin, de cuyo patio de llaves de 50 KV permite la alternativa de suministro en dicho nivel de tensión, u bicada a 16.7 Km de la estación experimental de Alta Tensión en Alta Cota.

Se debe mencionar que existe la Subestación Marthu - nel a 14.7 Km de la Subestación Pomacocha en la misma trayectoria de recorrido de la línea, sin embargo por ser su potencia de cortocircuito menor que la barra de Hidro Pachachaca, además que la confiabilidad de suministro sería menor por estar conectando a una línea radial. En cambio la barra de la Hidrocléctrica Pachachaca es de más alta potencia de cortocircuito 424 MVA y a ella confluyen 2 líneas de interconexión 50 KV con SE Oroya nueva la misma que tiene interconexión en 220 KV con el sistema interconectado Centro del Perú.

4.6.3.1 CALCULO ELECTRICO LINEA 50 KV.-

La carga de consumo de la Estación Experimental de Pruebas de Alta Tensión en Alta Cota es MONOFASICA 1.5 MVA, con un factor de potencia 0.99, por los requerimientos del transporte en línea trifásica y por la consideración de conversión monofásica-trifásica se tiene que ali mentar a un transformador de 2.25 MVA, cuyo sobredimensionamiento real es del 50% más.

Luego

| | | F.P. |
|-------------------------------|----------------------|------------|
| Carga Estación Experimental | 2.25 MVA | 0.99 |
| Carga de Servicios Auxiliares | | |
| - Existente | 0.300 | 0.8 |
| - Par Estación Experimental | <u>0.150</u> | <u>0.8</u> |
| Carga Total | 2.70 MVA | 0.93 |
| Carga Total | 2.59 Mw + 10.60 MVAR | |

Corriente de carga: 31.2 amperios.

Longitud de línea: 16.7 Km.

A) Elección del conductor por efecto corona:

Diámetro mínimo por corona: $d = 11.KV/100 \sqrt{DR}$ mm

Siendo DR = densidad relativa aire: $d = 7.0$ mm (2 AWG),

Luego se tiene la siguiente tabla de elección efecto corona, según las premisas siguientes:

| | |
|--------------------------------------|---------------|
| Altitud promedio trayectoria línea | 4200 m.s.n.m. |
| Presión atmosférica | 449.3 mm Hg |
| Densidad del aire | 0.612 a 10°C |
| Precipitación lluvia máxima promedio | 3.0 mm/h |
| Factor superficie conductor: | |
| - Buen tiempo | 0.8 |
| - Mal tiempo | 0.6 |
| Frecuencia | 60 HZ |
| Tensión de línea máxima servicio | 52 KV |
| Altura promedio del suelo | 9.2 m |
| Distancia entre fases | |
| Disposición horizontal | 3.2 m |

| RADIO cm | E_c K_{Vp}/cm | V_c KV_{RMS} | PERDIDAS CORONA Kw/Km | |
|------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|------------|
| | | | BUEN TIEMPO | MAL TIEMPO |
| (4 AWG) 0.295 | 23.2 | 42.2 | 0.016 | 0.189 |
| (2 AWG) 0.371 | 22.1 | 49.2 | 0.008 | 0.103 |
| 1/0 AWG 0.468 | 21.1 | 57.84 | 0.002 | 0.025 |

Luego para conductor de aleación de aluminio en 16.7 Km tenemos:

| | <u>2AWG</u> | <u>4AWG</u> |
|---------------------------------------|-------------|-------------|
| Pérdidas corona en buen tiempo | 0.134 Kw | 0.267 Kw |
| Pérdidas " en mal tiempo | 1.72 Kw | 3.160 Kw |
| Demanda máxima por efecto corona | 1.85 Kw | 3.43 Kw |
| Porcentaje de la carga de transmisión | 0.06% | 0.11% |

El porcentaje resulta aceptable en la práctica para conductor 4AWG.

B) Elección del conductor por caída de tensión.-

Se prevee una regulación de tensión menor al 5%, por tener un solo transformador de potencia en forma radial.

Considerando las siguientes premisas:

Conductor de aleación de aluminio

Disposición horizontal de conductores

Distancia entre fase-fase 3.2 m

Temperatura máxima conductor 50°C

Longitud de línea 16.7 Km

Nº de hilos conductor cableado 7

Flecha máxima 5.0 m

Corriente nominal de línea 34.64 A

TABLA CAIDA DE TENSION

| RADIO cm | RESISTENCIA 50° C OHMIOS | REACTANCIA INDUCTIVA 60HZ OHMIOS | IMPEDANCIA OHMIOS | V VOLTIOS | V % |
|--------------------|--------------------------------|--|----------------------|--------------|--------|
| 0.295 (4 AWG) | 29.28 | 9.494 | 30.78 | 1847 | 3.69 |
| 0.371 (2 AWG) | 18.48 | 9.206 | 20.65 | 1239 | 2.48 |
| 0.468 (1/0 AWG) | 11.60 | 8.91 | 14.63 | 878 | 1.76 |

Luego: Por caída de tensión y regulación de tensión el conductor elegido resulta 4 AWG.

C) Elección del conductor por efecto térmico producido por corriente corto-circuito.-

El calentamiento producido por la corriente de corto-circuito en un proceso de corta duración, por lo que se puede despreciar la transferencia de calor a la atmósfera.

Temperatura admisible en corto-circuito según V de

| | |
|--------------------|-------|
| Conductor cobre | 200°C |
| Conductor aluminio | 180°C |

$$\text{Fórmula: } T = K I_{CC}^2 (t + c) / A^2$$

T = sobre-elevación temperatura en °C

K = constante del material conductor

Cobre 0.58

Aluminio 1.49

A = área del conductor cm²

t = tiempo de relé más el tiempo de apertura del interruptor expresado en segundos

C = constante de clase corto-circuito

0.3-0.15 para corto-circuito trifásico

0.6-0.25 para corto-circuito bifásico

I_{cc} = corriente de corto-circuito en KA.

Datos:

$$K = 1.49$$

$$t = 1 \text{ seg}$$

$$P_{cc} = 236 \text{ MVA (bifásico)} \quad - \quad I_{cc} = 2,73 \text{ KA}$$

$$P_{cc} = 424 \text{ MVA (trifásico)} \quad - \quad I_{cc} = 4.90 \text{ KA}$$

$$c = 0.3 \quad \text{Bifásico}$$

$$c = 0.6 \quad \text{Trifásico}$$

$$A = 21.3 \text{ mm}^2 \quad (4 \text{ AWG}) \quad T = 1025^\circ\text{C}$$

$$A = 33.6 \text{ mm}^2 \quad (2 \text{ AWG}) \quad T = 412^\circ\text{C}$$

$$A = 53.5 \text{ mm}^2 \quad (1/0 \text{ AWG}) \quad T = 162^\circ\text{C}$$

$$A = 67.4 \text{ mm}^2 \quad (2/0 \text{ AWG}) \quad T = 102^\circ\text{C}$$

Luego para conductor aleación aluminio de 1/0 AWG tendremos a temperatura ambiente 15°C. La temperatura final 177°C menor a 180°C.

D) ANALISIS CAPACIDAD TERMICA DE CONDUCTOR ELEGIDO.-

DATOS:

Conductor aleación de aluminio 1/0 AWG

$$R(50^\circ\text{C}) = 0.695 \text{ Ohm/Km} = 0.695 \times 10^{-5} \text{ Ohm/cm}$$

$$\alpha_s = \text{coeficiente absorción solar} = 0.9$$

$$SI = \text{intensidad de radiación solar} = 0.125 \text{ w/cm}^2 \text{ a}$$

4350 m.s.n.m.

$$d = \text{diámetro del conductor} = 0.963 \text{ cm}$$

E = emisividad del conductor = 0.9

S = constante de Stefan's $5.7 \times 10^{-12} \text{ w/cm}^2$

Temperatura del conductor 50°C

T = sobre-elevación de temperatura 35°C

t = temperatura ambiente máximo 15°C

V = velocidad del viento mínimo 0.2 m/seg

α = coeficiente de resistencia térmica = 0.00403

P = presión atmosférica 0.590 atmósferas (4350 msnm).

a) Método IEEE.-

Ecuación de balance térmico según Goldemberg:

$$I^2R + WI = W_R + W_C$$

I^2R = pérdida efecto Joule (W/cm)

$$WI = s \times SI \times d$$

$$WI = 0.9 \times 0.125 \times 0.936 = 0.105 \text{ W/cm}$$

WI = potencia equivalente de la energía absorbida por insolación (W/cm).

W_C = pérdidas de energía por conversión (W/cm).

$$W_C = 13.8 \cdot T \cdot (V.d)^{0.448} \times 10^{-4} \text{ (W/cm)}$$

$$W_C = 13.8 \cdot 35 \cdot (20 \times 0.936)^{0.448} \times 10^{-4}$$

$$W_C = 0.1795$$

W_R = Pérdidas de energía por radiación.

$$W_R = \pi \times E \times S \times d \left((T + t + 273)^4 - (t + 273)^4 \right)$$

$$W_R = \pi \times 0.9 \times 5.7 \times 0.936 \left((35+12+273)^4 - (15+273)^4 \right)$$

$$W_R = \pi \times 0.9 \times 5.7 \times 0.936 \times 10^{-12} \times$$

$$\times (35+15+273)^4 - (15+273)^4$$

$$W_R = 0.0604 \text{ W/cm}$$

$$I^2 R = W_C + W_R - W_I = 0.1795 + 0.0604 - 0.105$$

$$I^2 R = 0.1346$$

$$I^2 = 19367$$

$$I = 139.2 \text{ Amperios}$$

b) Método Standard Japonés:

$$W_I + I^2 R = W_C + W_R$$

$$W_I = 0.105 \text{ W/cm}$$

$$W_C = 0.01797 \times \Delta T \times (V \times d)^{0.5} / (273 + t + 0.5 \times \Delta T)^{0.123}$$

$$W_C = 0.01797 \times 35 \times (0.2 \times 0.936)^{0.5} / (305.5)^{0.123}$$

$$W_C = 0.135 \text{ W/cm}$$

$$W_R = 1.812 \times 10^{-11} \times d \times E \times \left[(t + \Delta t + 273)^4 - (t + 273)^4 \right]$$

$$W_R = 0.0611 \text{ W/cm}$$

$$I^2 R = 0.135 + 0.0611 - 0.105 = 0.0911$$

$$I = 115 \text{ Amperios}$$

c) Método Westinghouse.-

El balance térmico es:

$$I^2 R = (W_C + W_R) A$$

Resistencia eléctrica conductor 50°C = 21.18×10^{-5}

Ohm/pie siendo la sección del conductor en pulg²/

pie = 13.89 pulg²/pie

$$W_C = 0.0128 \text{ P} \times V \text{ T} / d (273 + t + 0.5 \times T)^{0.123}$$

d = diámetro del conductor pulg = 0.3685

V = velocidad del viento pie/seg = 0.656

P = presión del viento en atmósferas = 0.508

$W_C = 0.211$ W/pie

$$W_R = 36.8 \times E \left[\left(\frac{273 + t + T}{1000} \right)^4 - \left(\frac{273 + t}{1000} \right)^4 \right]$$

$W_R = 0.133$ W/pie

$$I^2 R = (W_C + W_R) A$$

$$I^2 (21.28 \times 10^{-5}) = (0.211 + 0.133) 13.89$$

$$I = 150.2 \text{ Amperios}$$

Resumiendo la elección del conductor de aleación aluminio línea 50 KV - 16.7 Km.

| Calibre | Pérdida corona Kw | Caída Tensión % | Pérdida Joule Kw | Efecto Térmico °C |
|---------|-------------------|-----------------|------------------|-------------------|
| 4 AWG | 3.16 | 3.69 | 105.4 | 1025 |
| 2 AWG | 1.72 | 2.48 | 66.5 | 412 |
| 1/0 AWG | 0.42 | 1.76 | 41.8 | 162 |

Por lo tanto se procede a elegir por capacidad térmica debido principalmente a la alta potencia corto circuito de barra 50 KV en Central Hidroeléctrica - Pachachaca al conductor 1/0 AWG cuyas características técnicas son:

| | |
|-----------------------------|----------------------|
| Conductor | Aleación de aluminio |
| Diámetro exterior (7 hilos) | 9.36 mm |
| Sección del conductor | 53.5 mm ² |
| Peso del conductor | 0.146 Kg/m |

| | |
|--------------------------|---------------|
| Resistencia a 20°C | 0.6199 Ohm/Km |
| Resistencia a 50°C | 0.695 Ohm/Km |
| Carga de ruptura mínima | 1525 Kg |
| Tiro de trabajo en línea | 198 Kg |
| Capacidad de corriente | 140 amperios. |

CALCULO DEL NUMERO DE AISLADORES POR CADENA.-

Considerando que la tensión de servicio de la línea es de 50 KV y que se usarán aisladores tipo standard de las siguientes características:

| | |
|--|------------------|
| Diámetro del disco | 254 mm (10") |
| Espaciamiento | 146 mm (5 3/4") |
| Línea de fuga | 292 mm (11 1/2") |
| Diámetro del Pin | 16 mm |
| Resistencia electromecánica | 8,280 Kg |
| Peso | 5.3 Kg |
| Tensión promedio descarga a 60 HZ | |
| En seco | 80 KV |
| En húmedo | 50 KV |
| Tensión promedio descarga a la onda impulso 1.2/50 u seg | |
| Onda positiva | 125 KV |
| Onda negativa | 135 KV |

1) Método según Norma IEC-71

Tenemos que la relación entre la tensión crítica disruptiva V_{FO} al 50% y el nivel básico de aislamiento de rayo es:

$$NBA = V_{FO} (1 - 1.28 \sigma)$$

siendo la desviación standard σ para los rayos atmosféricos de 0.03 y siendo $NBA = 250 \text{ KV}_P$ para línea de 52 KV como máximo:

$$V_{FO} = \frac{250}{0.962} = 260 \text{ KV}$$

La corrección por altitud 4350 m.s.n.m., la densidad relativa del aire es 0.590.

La corrección por lluvia 3 mm/h es 0.88.

Luego tenemos:

$$V_{FOL} = \frac{260}{0.88 \times 0.590} = 501 \text{ KV}$$

El número de aisladores que le corresponde es de 7 elementos por cadena.

2) Método fórmula EPRI:

$$NBA = V_{FO} (1 - 3 \sigma)$$

La desviación standard es un parámetro experimental 5%

$$NBA = 0.85 V_{FO}$$

$$V_{FO} = 294 \text{ KV}$$

La corrección por altitud 0.590

la corrección por lluvia (3mm/h) 0.88

$$V_{FOL} = 566$$

Le corresponde el Nº de aisladores 7.

Entonces las cadenas de suspensión serán de 7 elementos, en cambio para las cadenas de anclaje en la ruta de la línea se incrementará una unidad adicional para asegurar el aislamiento en caso de avería de un elemento mientras dure la detección y programación del mantenimiento correctivo.

Longitud de cadena:

| | |
|----------------------------------|---------|
| Suspensión (7 unidades) | 1.022 m |
| Anclaje (8 unidades) | 1.168 m |
| Línea de fuga mínima | 2.044 m |
| Distancia entre cuernos descarga | 0.88 m |

Ahora hallemos el ángulo de inclinación de la cadena de aisladores según Hornis Grinde:

$$\theta = \text{ARC TAG} \left(0.2453 V \cdot \frac{d}{P} \frac{V_m}{V_g} \right)$$

θ = ángulo de inclinación

V = velocidad del viento, 50% del valor máximo registrado (Km/h) = 36 Km/h

d = diámetro del conductor en m = 0.00936 m

P = peso total del conductor en Kg/m = 0.146 Kg/m

V_m = Vano máximo de la línea 180 m

V_g = Vano mínimo gravante de la línea 140 m

$\theta = 36^\circ$

DISTANCIAS MINIMAS A GUARDAR.-

La distancia Fase-Tierra se calcula mediante la fórmula:

$$V_{FO} = \frac{VN}{(1-3\sigma)} \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot \frac{1}{FL} \cdot \frac{1}{DR}$$

siendo: V_{FO} = tensión de contorno

σ = desviación standard = 0.06

K_1 = desbalance de fases = 1.3

K_2 = factor por restablecimiento = 1.7

FL = factor lluvia (3mm/h) = 0.88

DR = densidad relativa aire = 0.59

$$V_{FO} = 212. \text{ KV a } 60 \text{ HZ}$$

Distancia mínima a tierra 0.72 m

Como tenemos un ángulo de inclinación de 36° , verificaremos la distancia al poste incluyendo la inclinación:

$$D_p = D_m + L \text{ sen } \theta$$

D_p = distancia al poste en m

D_m = distancia mínima en m

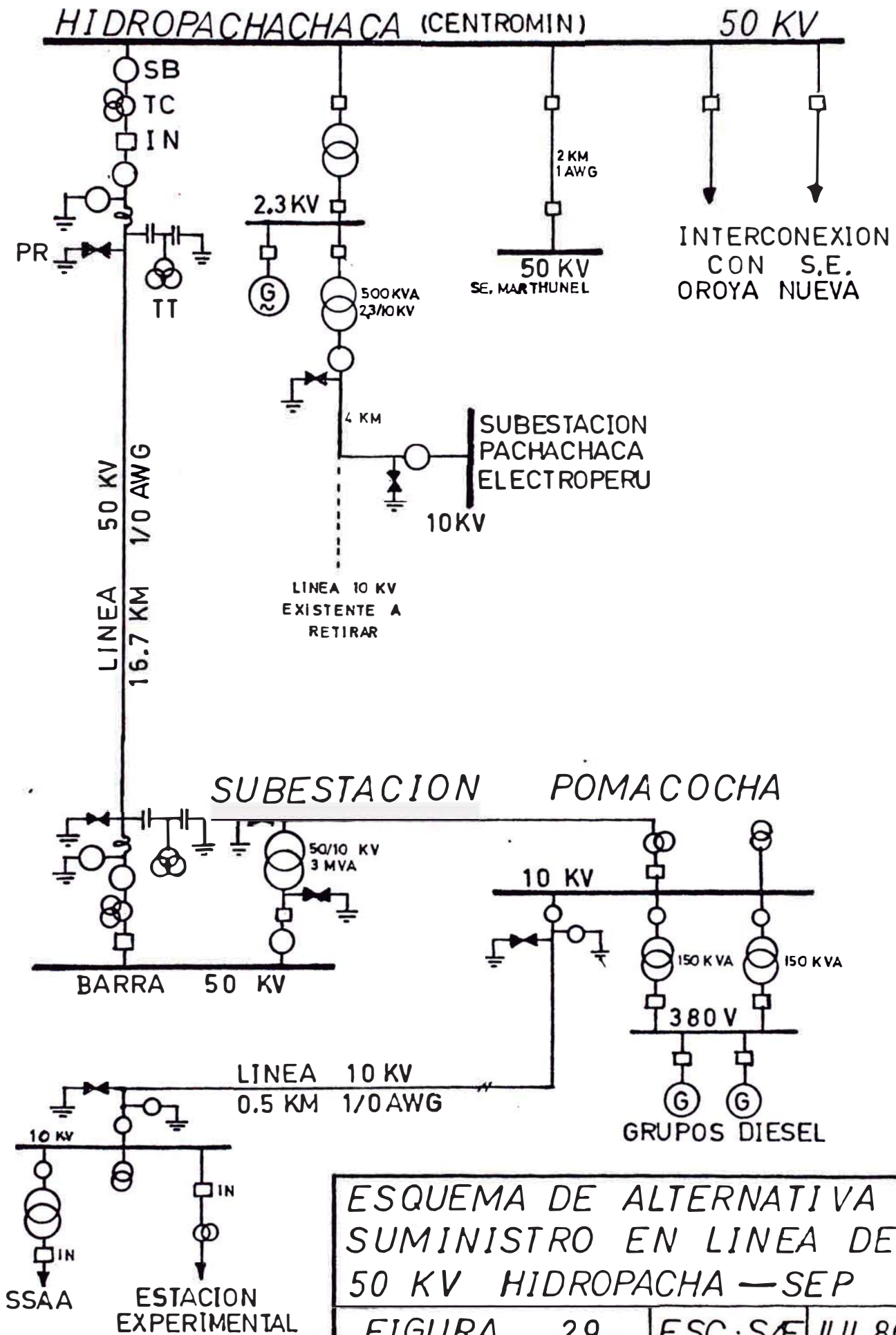
L = longitud de cadena

$$D_p = 1.40 \text{ m}$$

Considerando diámetro de poste a la altura del conductor 0.20 m.

La distancia entre fases mínima:

$$D_F = 3.0 \text{ m}$$



CARACTERISTICAS DEFINITIVAS DE LINEA 50 KV.-

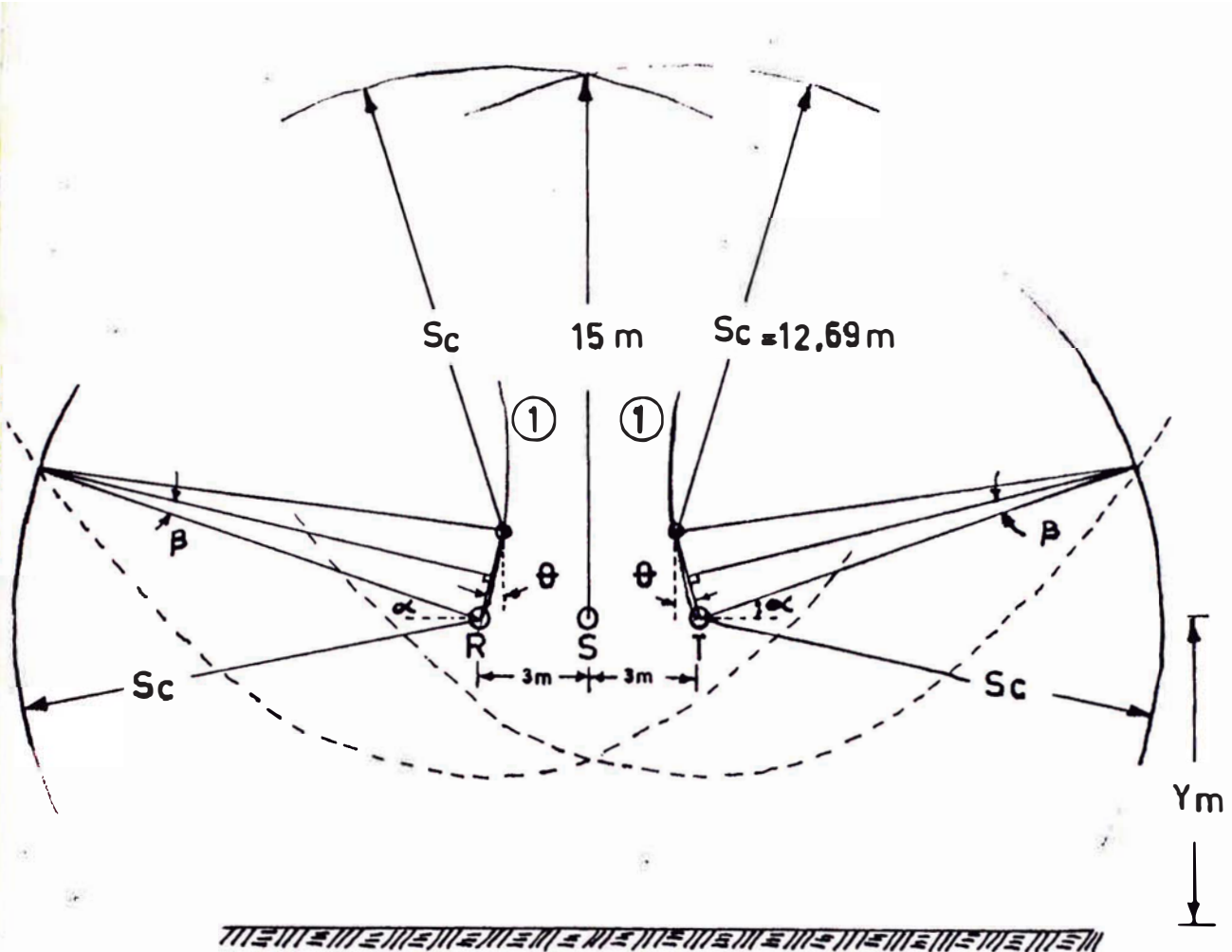
| | |
|--|------------------------------------|
| Longitud | 16.7 Km |
| Carga | 3 MVA = 2850 + j 937 |
| Factor de Potencia | 0.95 |
| Conductor aleación aluminio | 1/0 AWG |
| Diámetro exterior 7 hilos | 9.36 mm |
| Resistencia eléctrica | 11.604 ohmios |
| Distancia entre fases | 3.0 m |
| Distancia media geométrica | 3.779 mm |
| Radio medio geométrico | 3.4 mm |
| Reactancia inductiva de línea 60 HZ | 8.83 ohmios |
| Impedancia de línea | 14.58 $37^\circ = 11.604 + j 8.83$ |
| Caída de tensión | 875 voltios |
| % Regulación de Tensión | 1.75% |
| Pérdida Joule | 41.77 Kw |
| Pérdida corona máximo (con lluvia) | 0.45 Kw |
| Altura de Postería | 15.0 m |
| Altura de amarre conductor | 11.25 m |
| Flecha máxima | 5.0 m |
| Altura promedio conductor al suelo | 8.7 m |
| Capacitancia Fase Tierra | 0.138 μ F |
| Reactancia Capacitiva de fase | 19.16 K.ohms |
| Corriente en adelanto | 1.5 A |
| Potencia reactiva capacitiva consumo | 130 KVAR |

4.6.3.2. CALCULO DEL VANO ECONOMICO.-

Hallaremos el vano económico, en función de las dimensiones de postes para estructuras tipo H de madera.

| | | |
|--|-----------|---------|
| Longitud de poste | 15 m | 18 m |
| Longitud de empotramiento | 2.1 m | 2.4 m |
| Largo activo | 12.60 m | 15.30 m |
| Longitud de cruceta y cadena | 1.60 m | 1.60 m |
| Altura mínima a tierra | 6.0 m | 6.0 m |
| Flecha máxima conductor | 5.0 m | 7.7 m |
| Vano máximo considerado | | |
| Costra hielo 2 mm | | |
| Viento 20 m/seg = 72 Km/h | | |
| Peso neto conductor 146.0 Kg/Km | | |
| Tir o máximo conductor 198 Kg | 204 m | 253 m |
| Vano promedio | 184 | 228 m |
| Número estructuras/Km | 6 | 5 |
| El costo por estructura | I/. 3,000 | 4,000 |
| Costo por Km (estructura) | I/.18,000 | 20,000 |

Luego resulta que el vano más económico es de 184 m. con estructura de 15 m.



① CURVA DEL LUGAR GEOMETRICO DE UBICACION DEL CABLE DE GUARDA

DATOS

V = 50 KV
 NBA = 501 KVp
 Sc = 12.69 m

h = 4350 msnm
 Z₀ = 493 Ohmios
 I_c = 2.03 KA

σ = 0.59
 Y_m = 8.70 m

RESULTADOS

θ = α - β = ANGULO DE PROTECCION
 α = 18.3° β = 5.9° θ = 12.4°

FIG. 30 LUGAR GEOMETRICO DE UBICACION DEL CABLE DE GUARDA

4.6.3.3. UBICACION DEL CABLE DE GUARDA EN LINEA 50 KV

La protección contra rayos atmosféricos de la línea 50 KV se realizará con la instalación de los cables de guarda en la disposición horizontal de los conductores de fase.

la mejor ubicación de los cables de guarda lo hallaremos por la determinación gráfica del lugar geométrico, para cuya representación requerimos los datos siguientes:

- 1) Tensión de sostenimiento al impulso corregido para nuestra línea 50 KV NBA = 501 KV
- 2) Impedancia de onda (para altura conductor suelo 8.7 m. y cable 1/0 AWG)

$$Z_o = 60 \ln (2 \times Y_m/R) = 60 \ln (2 \times 8700/4.68) = 493 \text{ OHM}$$

- 3) Corriente crítica de rayo:

$$I_c = 2 \times \text{NBA}/Z_o = 2 \times 501/493 = 2.03 \text{ KA}$$

- 4) Distancia crítica de encebamiento del rayo atmosférico:

$$S_c = 6.7 I_c^{0.8} = 11.81 \text{ m} ; \quad S_c = 8 I_c^{0.65} = 12.69$$

Aplicando el método gráfico del lugar geométrico de ubicación de los cables de guarda tenemos que el ángulo de protección es de 12° .

A medio vano se espera un ángulo menor a 12° , por lo tanto una mejor protección de las fases R, S y T, debido a la diferencia de flechas de los cables de guarda y de los conductores de fase para un mismo vano.

Por el ángulo de protección encontrado se halla la ubicación de los 2 cables de guarda para protegerse de los rayos atmosféricos. Entonces se requiere incrementar la altura del poste en 1 m adicionales o sea 16 m.

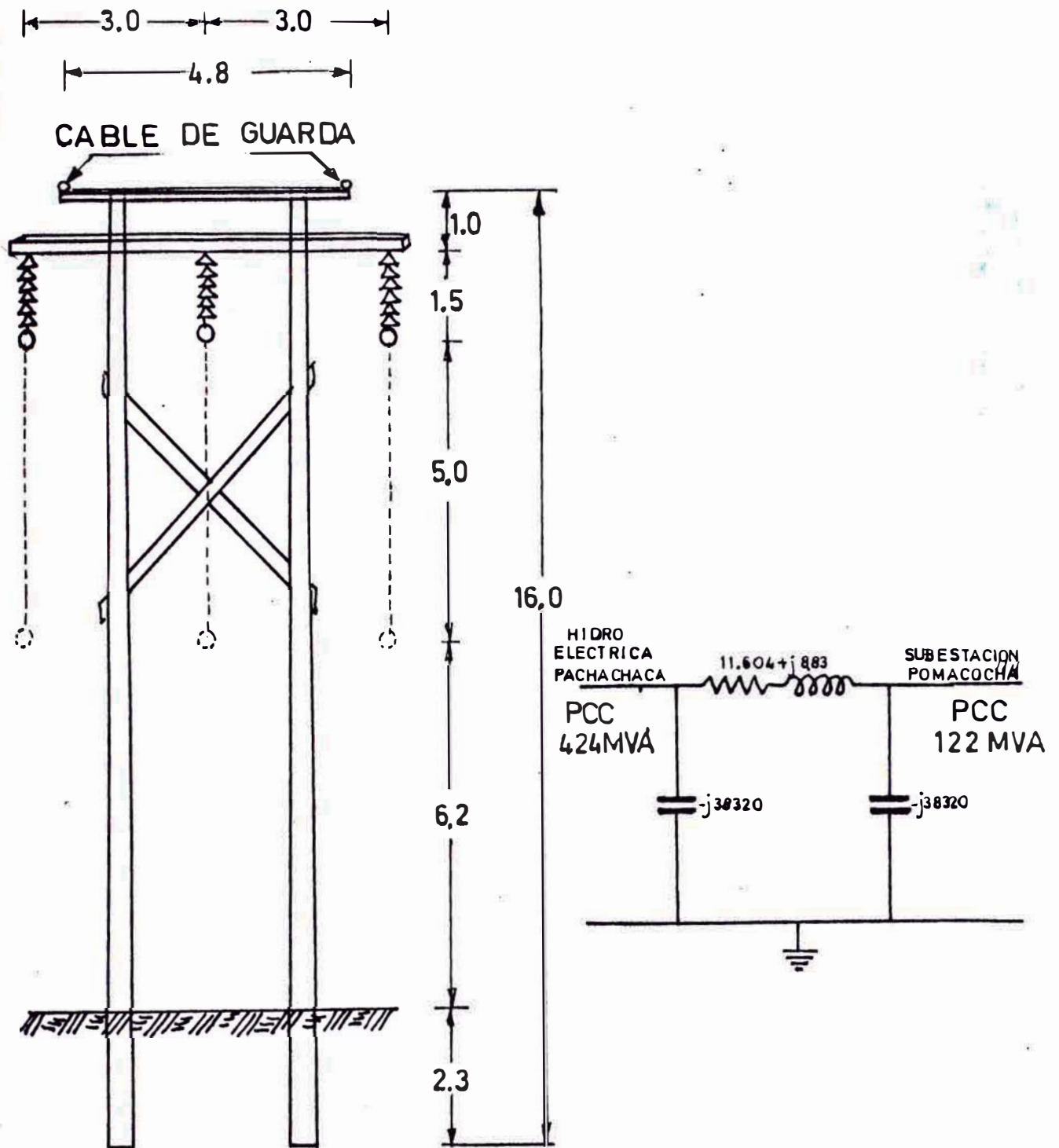


FIG. 31 ESTRUCTURA DE LINEA 50 KV Y SU CIRCUITO ELECTRICO π

4.6.4 LINEA 10 KV A PARTIR DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN SUBESTACION POMACOCHA.-

Esta alternativa toma en consideración la tensión existente 220 KV en la Subestación Pomacocha del sistema interconectado Centro de Electroperú a 4350 m.s.n.m.

La principal ventaja de esta alternativa es la mayor confiabilidad del suministro y permanencia en calidad de servicio, teniendo en cuenta la alta potencia de corto circuito 800 MVA en dicha barra 220 KV, de la cual se tomaría una carga monofásica de 1.5 Mw necesaria para la estación de pruebas experimentales, los efectos de desequilibrio y oscilaciones serán mínimos 0.4%.

El módulo de salida, permitiría el suministro a la carga existente 300 KVA de los servicios auxiliares de la Subestación Pomacocha a través de un transformador conexión Scott. Dicha carga se independizaría de la línea existente 10 KV, proveniente de la Hidroeléctrica Pachachaca de CENTROMIN, librándose de los problemas de salida fuera de servicio debido a los frecuentes fenómenos de descargas atmosféricas y la distracción de horas hombres, y materiales como ocurre en la explotación del suministro actual.

El transformador de potencia monofásico reductor sería de 127/10 KV, de los extremos del lado de 127 KV - tendrá un borne aislado y el otro extremo del bobinado estará sólidamente conectado a la carcasa del equipo, en cambio el lado de 10 KV será aislado en ambos bornes. El sis

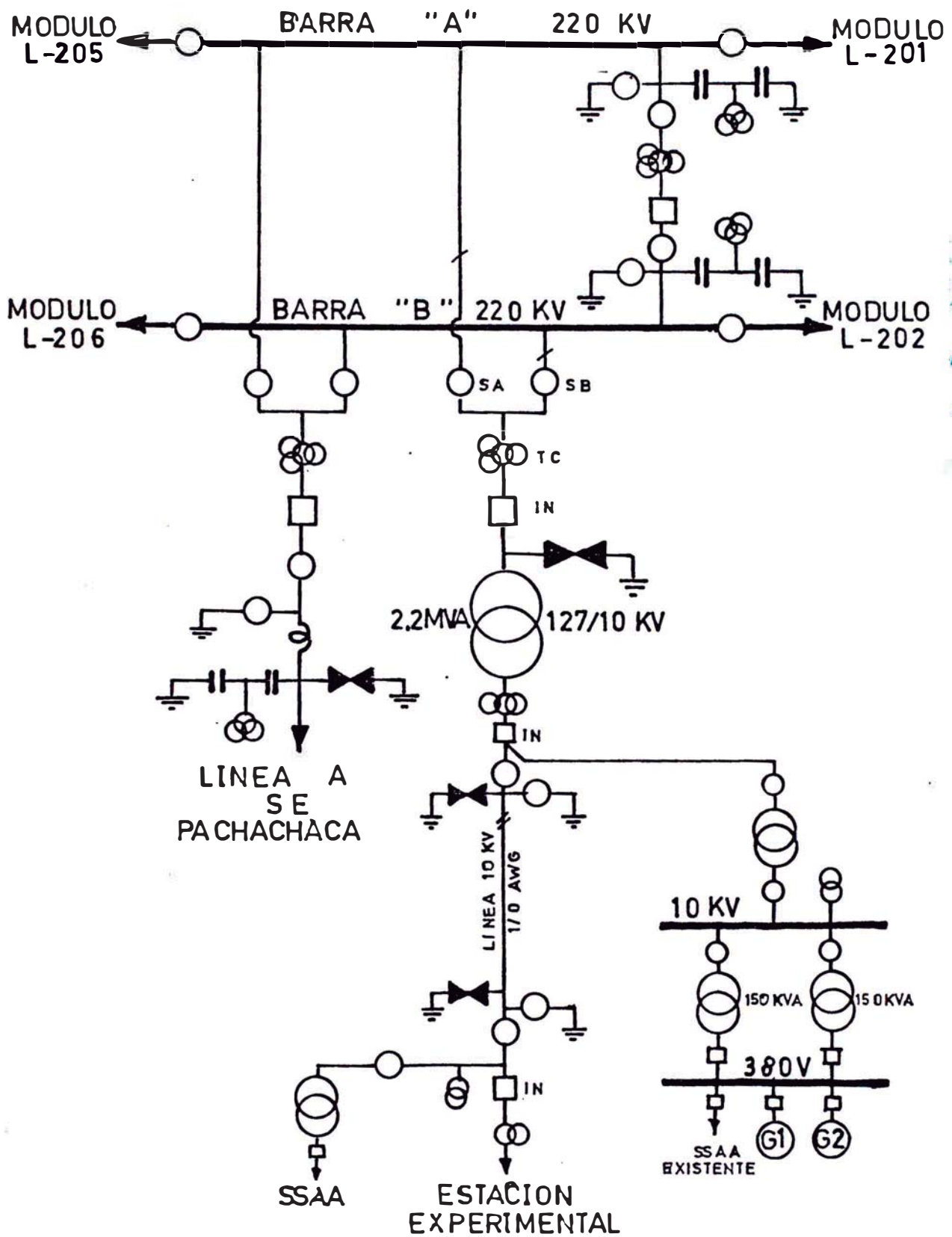


FIG. 32 ALTERNATIVA DE SUMINISTRO A PARTIR DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA 127 KV EN SE. POMACOCHA

tema monofásico 10 KV alimentará mediante un interruptor-de potencia a:

- 1) Un transformador de conexión Scott 500 KVA que transformará a una tensión trifásica 10 KV para alimentar a la barra de 10 KV existente para suministro a los servicios auxiliares propios de la Subestación Pomacocha 300 KVA.
- 2) Un alimentador aéreo de 10 KV para suministro a la Estación Experimental situado a 500 m de la Subestación, cuya postería y conductor 1/0 AWG sería recuperado de la línea en desuso del suministro actual a SE. Pomacocha.

Dicho alimentador llegaría a un transformador monofásico de 150 KVA 10/.23 KV que en el lado de 230 V sería el suministro a los servicios auxiliares de la Estación Experimental.

Con esta alternativa se tiene las siguientes ventajas:

- 1) La calidad y confiabilidad de suministros será buena por la alta potencia de corto-circuito 800 MVA existente en barra de 220 KV que tiene interconexión con 2 líneas provenientes de la Central Mantaro, 2 líneas de interconexión con SE. San Juan Lima y 1 línea interconectada con SE. Pachachaca, tal como se muestra en la Fig. Nº 1.
- 2) En el caso de salida fuera de servicio total de los grupos Diesel 1 y 2 instalados en SE. Pomacocha (400 KVA)

alimentarán los servicios auxiliares de la SE. Pomacocha y abriendo el interruptor principal de barra 10 KV adyacente al transformador de potencia 127/10 KV alimentará a los servicios auxiliares de la Estación Experimental; para lo cual se prevee un enclavamiento eléctrico en los interruptores de los grupos Diesel y dicho interruptor de barra 10 KV.

- 3) Los costos en lado 220 KV se minimizan al conectarse, en forma unipolar.
- 4) No será necesario la implementación de atractores de rayos en la línea existente de 10 KV.
- 5) Se tendrá disponible 80 postes de 12 m de Fe Galv. y 3 x 8 Km de línea de aleación de aluminio 1/0 AWG para otros usos.
- 6) El suministro a la subestación Pachachaca(500 KVA) será con la línea actual del poste 1 al poste 38 que incluye a nuestro almacén Zona Arapa (100 KVA) y la alimentación usuario particular 10 KVA pero con 25% de total de tramo la misma que presenta menos problemas por estar a menor altitud 4000 m.s.n.m. y cerca a la Hidroeléctrica Pachachaca de CENTROMIN.

4.6.5 GRUPO MOTOR GENERADOR.-

Esta alternativa consiste en suministrar sólo para pruebas en la Estación Experimental, debido a su alto costo de operación.

El Grupo Motor Generador estaría compuesto:

1) Generador Sincrono

| | |
|---------------------------|----------|
| Potencia nominal | 2.5 MVA |
| Tensión trifásica nominal | 10 KV |
| Frecuencia | 60 HZ |
| Conexión devanados | Estrella |
| Tensión corto-circuito | 8% |
| Potencia corto-circuito | 50 MVA |
| Velocidad | 1800 RPM |

2) Motor Diesel

| | |
|-------------------|---------------|
| Potencia nominal | 4 Mw |
| Altitud operación | 4350 m.s.n.m. |

El suministro a los servicios auxiliares se tomaría de la barra existente 10 KV en Subestación Pomacocha.

Esta alternativa no resuelve el problema actual de los de servicios línea existente 10 KV.

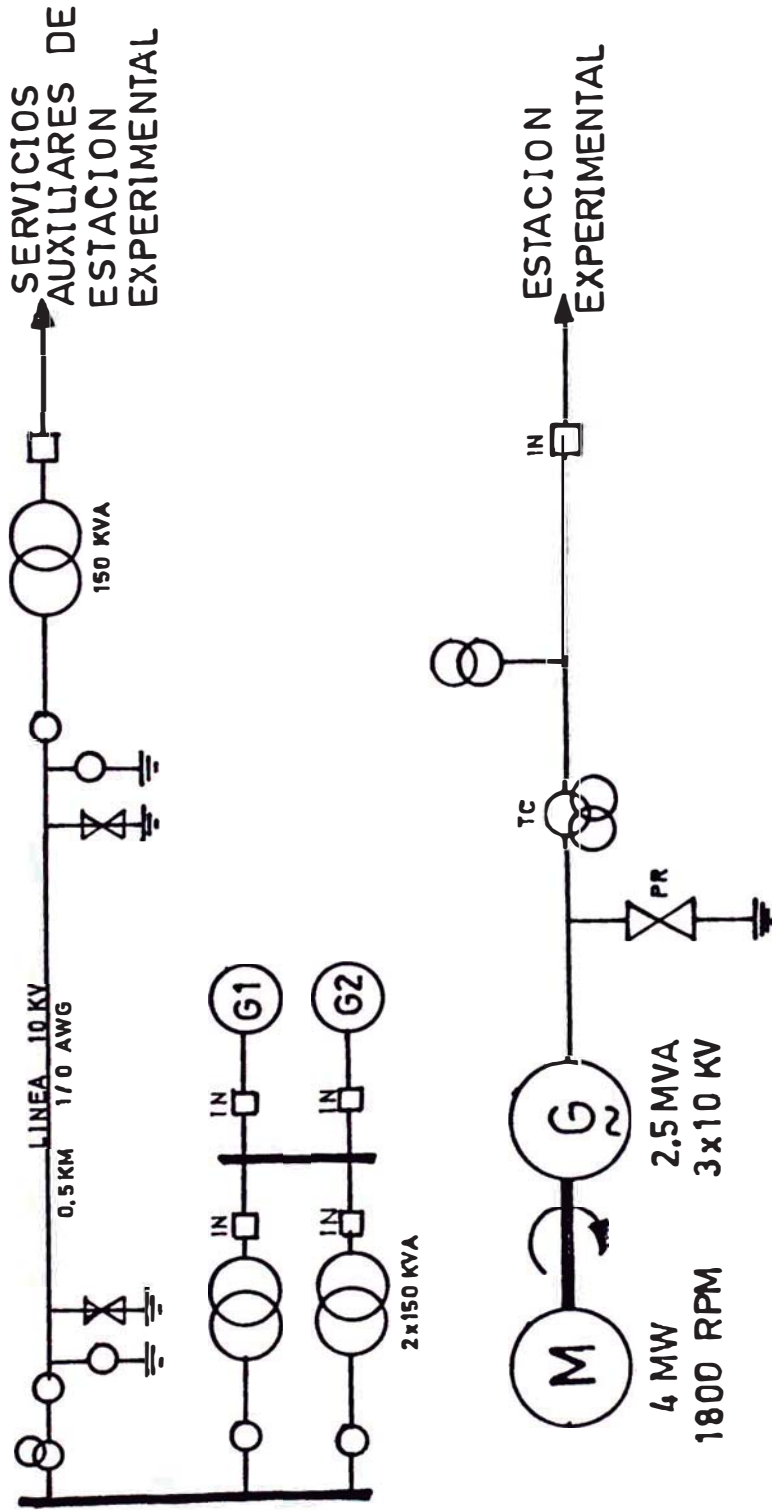


FIG. 33 ALTERNATIVA DE SUMINISTRO EN GRUPO MOTOR GENERADOR

CAPITULO V

5.0 COSTOS GENERALES DE LOS COMPONENTES DE LA ESTACION EXPERIMENTAL.-

5.1 COSTO DE LAS ESTACIONES DE PRUEBAS.-

5.1.1 COSTO ESTACION DE PRUEBAS A FRECUENCIA INDUSTRIAL.

PRECIOS REFERENCIA MAYO 1986

1 DOLAR USA = 14.0 INTIS

| | \$ |
|---|---------------|
| 1) Interruptor 400 A - 15 KV - 100 MVA | 10,000 |
| 2) Transformador potencia 1.5 MVA 10/125 KV Monofásico, 60 HZ, 5% conmutador vacío | 280,000 |
| 3) Transformador potencia 1.5 MVA 25/500 KV monofásico, 60 HZ, 5% conmutador vacío con base aislada | 660,000 |
| 4) Transformador de tensión capacitivo 500,000/100 V, clase 0.5, 100 VA | 80,000 |
| 5) Reactor de compensación monofásico 1000 KVAR, 10 KV | 60,000 |
| 6) Pararrayos 650 KV incluye contador de descargas atmosféricas | <u>60,000</u> |

Van \$ 1150,000

| | Vienen | |
|---|--------|----------------|
| | | 1'150,000 |
| 7) Espinterómetros vertical de 1 m diámetro | | 15,000 |
| 8) Instrumentación | | 300,000 |
| 9) Regulador de Tensión en 10 KV - 150 A | | 100,000 |
| 10) Línea de prueba experimental incluye accesorios Geometría variable, aislamiento hasta 765 KV | | 500,000 |
| 11) Edificaciones obra civil, incluye: sala control, sala trabajo, blindaje, baño, almacén, taller reparaciones, agua, desagüe, iluminación, puestas a tierra | | <u>300,000</u> |
| | | \$ 2'365,000 |

TOTAL: \$ 2'365,000 = I/.33'110,000

NOTA:- Los costos incluyen precio en fábrica, transporte marítimo, transporte local e instalación.

- Los equipos deben diseñarse para operación intemp_{er}ie a 4350 m.s.n.m.

5.1.2 COSTO DE ESTACION DE PRUEBAS A TENSIONES DE IMPULSO

REF.: MAYO 86 1 DOLAR USA = 14 INTIS

| ITEM | D E S C R I P C I O N | COSTO PARCIAL \$ |
|------|--|---------------------|
| 1 | Unidad de rectificación tipo puente de 110 KV - 2 A | 80,000 |
| 2 | Generador de tensión de impulso de 3600 KV, 538 K Joule 18 atapas de 200 KV c/u incluye circuito de control disparo para instalación a la intemperie a 4350 m.s.n.m. | 1'000,000 |
| 3 | Divisor de tensión resistivo de 220,000/100 V 50 VA-Clase 0.5 | 40,000 |
| 4 | Divisor de tensión resistivo-capacitivo de 3600/.1 KV 100 VA Clase Precisión 0.5 | 250,000 |
| 5 | Instrumentos de medición y registro de ondas de impulso | 200,000 |
| 6 | Doce mástiles de descarga de rayos atmosféricos incluye dispositivos de medición de número y magnitud - de corriente descarga | <u>120,000</u> |
| | TOTAL | \$ 1'690,000 |

- NOTAS: 1) Los costos incluyen costo en ex-fábrica, transporte marítimo, transporte local e instalación.
2) Los equipos previstos para funcionar 4350 msnm.
3) Los equipos se complementan con los adquiridos en estación de pruebas a frecuencia industrial.

5.2 COSTO DE LINEA EXPERIMENTAL.-

Considerando que la línea experimental será de 1.2 Km en 3 vanos, 2 estructuras de suspensión y 2 estructuras de anclaje con alturas de 46 m tenemos:

| DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|--|---------------|
| 1)- 2 Torres de suspensión | \$ 66,000 |
| 2)- 2 Torres de anclaje | 80,000 |
| 3)- Juego de conductores ACSR y aleación aluminio en diámetros de 10, 20, 30, 40 mm estimado | 200,000 |
| 4)- 300 aisladores tipo campana | 16,500 |
| 5)- Cable de guarda | 5,000 |
| 6)- Ferrería diversa Amortiguadores, espaciadores | <u>15,000</u> |
| TOTAL DE LINEA EXPERIMENTAL | \$ 382,500 |

NOTA: Los costos incluyen costo en ex-fábrica, transporte, instalación y puesta en servicio.

5.3.0 COSTO DE SUMINISTRO ELECTRICO A ESTACION ESPERIMENTAL

5.3.1 COSTO DE LINEA EXISTENTE MODIFICADA 10 KV DE HIDRO-ELECTRICA PACHACHACA A SE. POMACOCHA.-

5.3.1.1 MODULO DE SALIDA EN HIDROELECTRICA PACHACHACA.-

MAYO 1986

1 DOLAR USA = 14 INTIS

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL \$ |
|-----------|------|--------|--|------------------|
| 1 | 1 | Pza. | Transformador trifásico de 2.3/10 KV-2.5 MVA-60 HZ incluye accesorios de protec. | 105,000 |
| 2 | 1 | Pza. | Interruptor 800 A-7.5 KV, con potencia de ruptura de 100 MVA | 10,000 |
| 3 | 3 | Pza. | Transformador de corriente de 800/5A-7.5 KV-50 VA, 2 devanados clase precisión, 0.5/5P20 | 1,500 |
| 4 | 360 | m | Cable tripolar NKY de 10 KV de 120 mm ² | 7,200 |
| 5 | 1 | Pza. | Seccionador de línea 17.5 KV-200A con cuchilla de puesta a tierra | 5,000 |
| 6 | 1 | Pza. | Seccionador fusible 17.5 KV-250A | 2,000 |
| 7 | 1 | Jgo. | Ferretería diversa, incluye terminal, cables de interconexión en baja tensión, panel de medición | 8,000 |
| SUB-TOTAL | | | | \$ 138,700 |

NOTAS:- 1) Los equipos serán diseñados para 4350 m.s.n.m.

2) Los costos incluyen costo en ex-fábrica, transporte, inatención y puesta en servicio.

5.3.1.2 COSTO DE LINEA 10 KV MODIFICADA.-

PREMISAS:

Las estructuras a incrementarse en la línea serán del mismo tipo al existente 12-300, estructura alineamiento la cantidad de estructuras serán 94 Pzas.

ITEM:

| | | | |
|---|--|----------|--------------|
| 1 | Estructura unitaria alineamiento | | |
| | - Poste de fierro galvanizado de 12 m - | | |
| | 300 Kg | | I/. 2,000 |
| | - 3 aisladores Tipo Pin con espiga 15 KV | | 900 |
| | - Ferretería diversa | | 200 |
| | - Sistema de puesta a tierra | | <u>300</u> |
| | | | I/. 3,400 |
| 2 | Costo de Total Estructuras | | |
| | 94 x 3,400 = I/. 319,600 | | |
| | = \$ 22,850 | | |
| 3 | Costo de conductor 350 MCM aleación aluminio | | |
| | 1.003 x 3 x 487 x 16.7 x 60 = I/. 1'468,300 | | |
| | = \$ 104,900 | | |
| 4 | Costo de cable subterráneo 15 KV - NKY | | |
| | 3 x 3 x 120 mm ² Tramo 160 m = \$ 7,800 | | |
| 5 | Costo total de materiales | \$ | \$ 135,550 |
| 6 | Costo del transporte | | <u>8,000</u> |
| | | Van..... | 143,550 |

| | | | |
|----------------------------------|------------------------------------|----------|-----------------------|
| | | Vienen.. | 143,500 |
| 7 | Costo del Retiro conductor 1/0 AWG | | 15,000 |
| 8 | Costo del montaje línea modificada | | <u>40,600</u> |
| | | | 199,150 |
| Costo de alternativa línea 10 KV | | | |
| | | | modificada \$ 199,150 |

5.3.1.3. ACOMETIDA EN SUBESTACION POMACOCHA.-

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|------|------|--------|---|---------------|
| 1 | 1 | Pza. | Transformados trifásico de 150 KVA, 60 HZ, 10/.38 KV, Tcc 5% | \$ 12,500 |
| 2 | 1 | Pza. | Interruptor de potencia 15 KV-400 A - Potencia ruptura 100 MVA | 10,000 |
| 3 | 3 | Pza. | Seccionador de línea trifásico de 17.5 KV - 400 A con cuchilla de puesta a tierra | 15,000 |
| 4 | 1 | Pza. | Seccionador fusible de 25 A - 17.5 KV | 1,000 |
| 5 | 1 | Pza. | Interruptor 1 KV - 600 A, con potencia ruptura 20 MVA | 1,000 |
| 6 | 01 | Jgo. | Tableros de medición, señalización y cables de baja tensión | <u>10,000</u> |
| | | | | \$ 49,500 |

NOTAS:

- 1) Los equipos serán diseñados para 4350 m.s.n.m.
- 2) Los costos incluyen costo en ex-fábrica, transporte,

instalación y puesta en servicio.

Luego la alternativa de suministro en línea 10 KV existente modificada resulta:

| | |
|---|---------------|
| - Módulo salida Hidroeléctrica Pachachaca | \$ 138,700 |
| - Línea modificada 10 KV | 199,150 |
| - Módulo acometida en SE. Pomacocha | <u>49,500</u> |
| TOTAL | \$ 387,350 |
| | I/.5'415,900 |

5.3.2. COSTO DE LINEA NUEVA 10 KV.-

| ITEM | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|------|--|---------------|
| 1) | Costo por Km estructura | I/. |
| | Premisas: Estructuras por Km de Línea 7 (6 Suspensión y 1 Anclaje) | |
| | Estructura alineamiento | |
| | - Poste 12 m Clase 5, Grupo A | I/.1,300 |
| | Incluye crucetas | |
| | - Aisladores Tipo Pin 15 KV | 900 |
| | - Ferrería diversa | 300 |
| | - Sistema de puesta a tierra | <u>500</u> |
| | | I/. 3,000 |
| | Estructura de anclaje | |
| | - Poste 12 m Clase 1 Grupo A | 2,300 |
| | Incluye crucetas | |
| | - Aisladores campana 15 KV | 2,100 |
| | - Ferrería diversa | 300 |
| | | <u>4,700</u> |
| | Van | I/. 4,700 |

| | | |
|---|-----------|----------------|
| | Vienen... | 4,700 |
| - Sistema puesta a tierra | | 500 |
| - Retenida convencional | | <u>1,000</u> |
| | I/. 6,200 | |
| Costo estructuras (6 x 3,000 + 6,200) x | | |
| 16.7 | | I/. 404,140 |
| 2) Conductor 350 MCM aleación aluminio | | |
| 1.003 x 3 x 487 x 16.7 x 60 = | | 1'468,300 |
| 3) Costo cable de guarda 6 mm diámetro | | |
| 1.003 x 217 x 16.7 x 30 = | | 109,043 |
| 4) Cable subterráneo 15 KV - NKY incluye | | |
| cabeza terminal 3 x 120 mm ² (150 m) | | 150,000 |
| 5) Pararrayos 15 KV cantidad 12 Pzas. | | <u>300,000</u> |
| Costo Total Materiales | | I/. 2'431,483 |
| Costo de Transporte al sitio | | 120,000 |
| Costo de montaje línea nueva | | <u>730,000</u> |
| Costo de línea nueva 10 KV | | I/. 3'281,483 |
| | | \$ 234,390 |

Resumen de Alternativa:

| | |
|-----------------------------------|---------------|
| A) Módulo salida Hidro Pachachaca | 138,700 |
| B) Línea nueva 10 KV | 234,390 |
| C) Acometida en SE. Pomacocha | <u>49,500</u> |
| Costo alternativa suministro | |
| línea nueva 10 KV | \$ 422,590 |

5.3.3 COSTO DE ALTERNATIVA DE SUMINISTRO CON LINEA 50 KV

5.3.3.1 COSTO MODULO SALIDA HIDRO PACHACHACA-CENTROMIN.-

MAYO 1986

1 DOLAR USA = 14 INTIS

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|------|------|--------|---|---------------|
| 1 | 1 | Pza. | Seccionador trifásico de 72.5 KV - 400 A, Caja Comando | 12,000 |
| 2 | 3 | Pza. | Transformador de corriente 72 KV de 50/1-1 A 50 VA, clase, precisión 0.5/5P20-60 HZ | 24,000 |
| 3 | 1 | Pza. | Interruptor trifásico SF6, 400 A 72.5 KV potencia ruptura 800 MVA | 80,000 |
| 4 | 1 | Pza. | Seccionador trifásico de 400 A - 72.5 KV con cuchilla de puesta a tierra, con caja comando | 15,000 |
| 5 | 3 | Pza. | Transformador de tensión capacitivo de 60,000 : $\sqrt{3}/120 \sqrt{3}$ 50 VA, clase 0.5, 60 HZ | 30,000 |
| 6 | 3 | Pza. | Pararrayos de 48 KV, corriente descarga 10 KA, incluye contador de descargas | 15,000 |
| 7 | 1 | Jgo. | Cadena aisladores, barras de interconexión equipos, conectores y pórtico de salida | 30,000 |
| 8 | 1 | Jgo. | Paneles medición y protección incluye señalizaciones, instrumentos reles, cables, baja-tensión | 25,000 |
| | | | SUBTOTAL | \$ 231,000 |

NOTA:- 1) Los equipos para operación intemperie a 4350 m.
s.n.m. BIL 600 KV.

2) Los costos incluyen precio ex-fábrica, transporte e instalación en sitio.

5.3.3.2 COSTO DE LINEA 50 KV.-

PREMISAS: - LONGITUD DE ESTRUCTURA 16 m
- VANO PROMEDIO 150 m
- Nº ESTRUCTURAS 7 (6 SUSPENSION Y 1 ANCLAJE)

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|------|------|--------|--|---------------|
| 1 | | | Costo Estructuras I/. | |
| | | | Estructura Suspensión | |
| | 1 | Pza. | Estructura tipo "H" de madera 16 m clase 5 Grupo A, incluye doble cruceta, 3" x 2" | 3,600 |
| | 3 | Pza. | Cadena aisladores de 7 elementos cada uno | 9,300 |
| | 1 | Jgo. | Ferretería diversa | 400 |
| | 1 | Jgo. | Sistema Puesta Tierra | <u>800</u> |
| | | | | 14,100 |
| | | | Estructura Anclaje | |
| | 1 | Pza. | Estructura tipo "H" de madera 16 m clase 5 Grupo A, incluye doble cruceta, 3" x 2" | 3,600 |
| | 6 | Pza. | Cadena aisladores de 8 elementos cada uno | 21,000 |
| | 1 | Jgo. | Ferretería diversa | 400 |
| | 1 | Jgo. | Sistema puesta a tierra | 800 |
| | 2 | Pza. | Retenidos | <u>2,000</u> |
| | | | | 27,800 |
| | | | Costo por Km estructura | |
| | | | 6 x 14,100 + 27,800 = | I/.113,660 |

| | | | |
|------|-------|---------------------------------------|----------------|
| | | Costo estructuras | I/. 1'898,122 |
| 2 | | Costo de conductores | |
| 16.7 | Km | Aleación de aluminio 1/0 AWG | |
| | | 1.002 x 3 x 1.46 x 60 x 16.7 = | 439,750 |
| 16.7 | Km | Cable de guarda acero 6 mm | |
| | | día: 1.002 x 2 x 217 x 16.7 x 30 | 217,870 |
| | | Costo de conductores | 657,620 |
| 3 | 150 m | Cable subterráneo tripolor | |
| | | NKY 3 x 35 mm ² - 72.5 KV, | |
| | | incluye 2 cabezas terminales- | |
| | | exterior | <u>210,000</u> |
| | | Total de costo materiales | I/. 2'765,742 |
| | | Total en Dólares USA | 197,550 |
| | | Costo de Transporte | 10,000 |
| | | Costo de montaje línea | <u>59,000</u> |
| | | COSTO TOTAL LINEA 50 KV | \$ 266,550 |
| | | | ===== |

5.3.3.3. MODULO EN SUBESTACION POMACOCHA.-

MAYO 86 1 DOLAR USA = 14 INTIS

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL \$ |
|------|------|--------|---|------------------------|
| 1 | 1 | Pza. | Transformador de potencia tri fásico de 3.0 MVA 50/10 KV. - Grupo conexión Y ds 60 HZ in- cluye accesorios protección - interna | 290,000 |
| 2 | 12 | Pza. | Pararrayos de 48 KV, corriente descarga 10 KA incluye conta- dor de descarga | <u>60,000</u> |
| | | | Van | \$ 350,000 |

| | | | Vienen | \$ | 350,000 |
|----|-----|------|--|----|---------------|
| 3 | 1 | Pza. | Seccionador trifásico de línea 400 A - 72.5 KV con cuchilla de puesta a tierra | | 15,000 |
| 4 | 3 | Pza. | Transformador de tensión tipo capacitivo de 50/.1 KV-50 VA, clase precisión 0.5 | | 30,000 |
| 5 | 3 | Pza. | Transformador de corriente - de 50-100/1-1 A-50 VA, 60 HZ clase 0.5/5P20, 72.5 KV | | 24,000 |
| 6 | 1 | Pza. | Interruptor tripolar SF6-72.5 KVA 400 A-Potencia ruptura - 600 MVA | | 80,000 |
| 7 | 9 | Pza. | Pararrayos 9.5 KV, corriente descarga 5 KA | | 18,000 |
| 8 | 3 | Pza. | Transformador de corriente:- 17.5 KV-100-200/1-1A-50 VA, clase precisión 0.5/5P20 | | 6,000 |
| 9 | 2 | Pza. | Interruptor tripolar 17.5 KV 400 A. Interruptor de ruptura 100 MVA | | 20,000 |
| 10 | 1 | Pza. | Transformador de potencia trifásica 150 KVA 10,000/380 v, 60 HZ, conmutador en vacío | | 12,000 |
| 11 | 2 | Pza. | Seccionador de línea tripolar 400 A, 17.5 KV con cuchilla de puesta a tierra | | 5,000 |
| 12 | 0.5 | Km | Montaje de línea 10 KV - 1/0 AWG, 4 postes de alineamiento y 2 postes anclaje incluye retenidas | | 5,000 |
| 13 | 1 | Jgo. | Panel de medición y protección incluye instrumentos indicadores, señalización, reles y cables de baja de tensión, en los módulos 50 KV y 10 KV | | <u>30,000</u> |
| | | | | | \$ 595,000 |

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL (\$) |
|------|------|--------|---|--------------------------|
| | | | VIENEN | 595,000 |
| 14 | 200 | m | Cable tripolar NKY 17.5 KV - de intercomexión equipos 10 KV calibre 3 x 120 mm ² | 6,000 |
| 15 | 1 | Pza. | Interruptor tripolar de 400 A - 250 VCA, corriente ruptu ra 10 KA | 1,000 |
| 16 | 1 | Jgo. | Pórticos de llegada 50 KV in cluye cadena aisladores, ba rras de interconexión equi pos, barra llegada | 30,000 |
| 17 | 1 | Jgo. | Pórtico de llegada 10 KV en Estación Experimental de Pruebas Alta Tensión | <u>10,000</u> |
| | | | SUB-TOTAL | \$ 642,000 |

NOTA:- 1) Item 2 tiene previsto para protección cable sub
terráneo cruce con cable carril.

2) Los equipos operan altitud 4350 m.s.n.m.

3) Los costos de los equipos incluyen precio ex-fá
brica, transporte e instalación en el sitio.

RESUMEN DE COSTO IMPLEMENTACION ALTERNATIVA DE SUMINISTRO
CON LINEA 50 KV HIDRO PACHACHACA - SE. POMACOCHA. \$

| | |
|--|----------------|
| A) Módulo Hidro Pachachaca | 231,000 |
| B) Línea de sub-transmisión 50 KV | 266,550 |
| C) Módulo SE. Pomacocha | <u>642,000</u> |
| COSTO TOTAL DE ALTERNATIVA LINEA 50 KV | \$ 1'139,550 |
| COSTO EXPRESADO EN MONEDA NACIONAL | I/.15'953,000 |

5.3.4 COSTO ALTERNATIVA SUMINISTRO A PARTIR DE TRANSFORMADOR 127 KV EN SE.POMACOCHA

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL \$ |
|------|------|--------|--|------------------|
| 1 | 2 | Pza. | Seccionador unipolar de 127 KV - BIL 1050 KV, 100 A | 42,000 |
| 2 | 1 | Pza. | Transformador de corriente 25-50/1-1A 50 VA, clase precisión 0.5/5P20 Bil 1050 KV | 20,000 |
| 3 | 1 | Pza. | Interruptor unipolar de potencia SF6 100A-corriente de ruptura 10 KA Bil 1050 KV | 130,000 |
| 4 | 1 | Pza. | Pararrayos de 198 KV-De Bil 1050 KV, capacidad descarga 10 KA incluye contador descargas | 25,000 |
| 5 | 1 | Pza. | Transformador de potencia monofásico 2.2 MVA 127/10 KV 60 HZ, Tcc 5%, incluye accesorios de protección interna. Bil 1050 KV, un borne de lado 127 KV | 288,000 |
| 6 | 2 | Pza. | Interruptor de pequeño volumen de aceite 17.5 KV-250A. Potencia ruptura 200 MVA | 7,000 |
| 7 | 2 | Pza. | Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra de 24 KV-400 A | 12,000 |
| 8 | 4 | Pza. | Pararrayos de 10 KV - corriente de descarga 5 KA | 10,000 |
| 9 | 1 | Pza. | Transformador de potencia de aislamiento conexión de Scott de 500 KVA 10/10 KV, 60 HZ | <u>25,000</u> |
| | | | VAN: | \$ 559,000 |

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL |
|--------|------|--------|---|------------------|
| | | | VIENEN..... \$ | 559,000 |
| 11 | 1 | Pza. | Transformador de potencia de 150 KVA, 10,000/230 V, 60 HZ | 12,000 |
| 12 | 1 | Pza. | Interruptor de potencia de 600A-150VCA, corriente de rup tura 30 KA, contactos auxi- liares INA, INC de 6 | 1,000 |
| 13 | 1 | Jgo. | Barras y conectores de inter conexión equipos 127 KV | 6,000 |
| 14 | 2 | Pza. | Cadenas de anclaje de 24 ele mentos cada uno | 3,600 |
| 15 | 9.0 | Km | Desmontaje de línea existen- te de 10 KV-Conductor 1/0 AWG de aleación aluminio, tramo de P-38 a P-124 | 30,000 |
| 16 | 0.5 | Km | Montaje de línea de 10 KV - Conductor de 1/0 AWG de alea ción de aluminio 4 postes de alineamiento y 2 de anclaje, incluye retenidos | 4,000 |
| 17 | 1 | Jgo. | Panel de comando, instrumen - tos indicadores, medición y reles de protección, incluye cableado BT | 10,000 |
| 18 | 200 | Km | Cable NKY unipolar para in - terconexión de transformado- res de distribución de 15 KV 120 mm ² incluye cabezas ter- minales | <u>3,000</u> |
| TOTAL: | | | | \$ 628,600 |

NOTAS:- 1) Los equipos serán para operar a 4350 m.s.n.m.
2) Los costos incluyen precios ex-fábrica, trans
porte, instalación y pruebas en sitio.

5.3.5 COSTO DE GRUPO MOTOR GENERADOR.-

MARZO 86

1 DOLAR USA = 14 INTIS

| ITEM | CANT | UNIDAD | DESCRIPCION | COSTO PARCIAL \$ |
|--|------|--------|--|------------------------|
| 1 | 1 | Pza. | Grupo Motor Generador 1800 R. P.M. 60 HZ, 2.5 MVA;3 x 10 KV Estrella incluye tablero co- mando | 1'000,000 |
| 2 | 3 | Pza. | Pararrayos 10 KV | 6,000 |
| 3 | 2 | Pza. | Interruptor tripolar en panel 400A - 10 KV - Potencia de rup- tura 100 MVA | 10,000 |
| 4 | 1 | Jgo. | Suministro e instalación de línea 10 KV 0.5 Km de SE. Po- macocha a la Estación Experi- mental 1/0 AWG, 6 Poste, 12 m | 15,000 |
| 5 | 1 | Pza. | Transformador de 150 KVA 10/. 38 KV, 60 HZ | 20,000 |
| 6 | 2 | Pza. | Seccionador tripolar de línea 200 A-17.5 KV con cuchillo - puesto a tierra | 12,000 |
| 7 | 6 | Pza. | Pararrayos 9.5 KV corriente de descarga 5 KA | 15,000 |
| 8 | 3 | Pza. | Transformador de corriente de 250/1 A - 10 KV - clase 0.5 | 6,000 |
| 9 | 1 | Jgo. | Pórtico de 10 KV, incluye ca- dena aisladores | 5,000 |
| 10 | 3 | Pza. | Transformador de tensión de 10,000/230 V-60 HZ-Clase 0.5 | <u>6,000</u> |
| TOTAL ALTERNATIVA SUMINISTRO CON GRUPO MOTOR GENERADOR..... | | | | \$ 1'095,000 |

NOTAS:- Los costos incluyen precio en ex-fábrica, transpor-
te e instalación sitio.

- Altitud de trabajo equipos 4350 m.s.n.m.

5.4.0 COSTO DE EDIFICACIONES Y SERVICIOS AUXILIARES.-

| | |
|---|----------------|
| 1) Edificaciones con módulos de madera a dos aguas, incluyendo pintado, instalación sanitaria y eléctrica de 1200 m ² a razón de I/.300 m ² | |
| Costo materiales | I/. 360,000 |
| Costo transporte | 80,000 |
| Costo de construcción e instalación | <u>110,000</u> |
| TOTAL EDIFICACION | 550,000 |
| 2) Implementación de mobiliario, escritorios, armarios, electrodomésticos | 400,000 |
| 3) Bomba agua, pozo agua, aire acondicionado, thermas | 500,000 |
| 4) Implementación de 2 vehículos de doble tracción tipo camioneta de 2000 Kg | 600,000 |
| 5) Implementación equinos de seguridad incluye extintores | <u>300,000</u> |
| TOTAL EDIFICACION Y SERV.AUXILIARES | 2'350,000 |

5.5.0 COSTO DE OPERACION.-

La Estación Experimental de Alta Tensión en Alta Co
ta tendrá los siguientes costos de operación mensualmente:

| | |
|--|---------------------|
| 1) Combustible para 2 vehículos | 12,000 |
| 2) Mantenimiento vehículos | 10,000 |
| 3) Remuneraciones del Personal | 50,000 |
| 4) Mantenimiento equipos electromecánicos | 20,000 |
| 5) Impresión, fotocopias, folletos, libros | 5,000 |
| 6) Servicio vigilancia y resguardo G.R. | <u>15,000</u> |
| TOTAL DE GASTOS OPERACION | I/.112,000 ===== |

CAPITULO VI

6.0 OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

6.1 OBSERVACIONES.-

En este apartado trataremos de resumir las observaciones pertinentes planteadas en el suministro de energía eléctrica para la Estación Experimental de Pruebas de Alta Tensión en Alta Cota.

6.1.1 SUMINISTRO EN 10 KV.-

- 1) Esta alternativa se realizaría con alta caída de tensión 9%, pero que es factible regular con los staps disponibles de los transformadores a utilizar que tienen un rango de $\pm 5\%$ en cada extremo.
- 2) La alternativa al ser tomada de la barra de 2.3 KV de la Estación Hidroeléctrica Pachachaca con potencia de cortocircuito de 50 MVA originaría problemas de oscilación de tensión y desequilibrio de las tensiones por la toma de carga monofásica en la carga ocasionando mala calidad de servicio y perturbando a nuestro cliente CENTRO MIN.

- 3) Por los antecedentes de salida fuera de servicio línea existente 10 KV por descargas atmosféricas propias de la zona (4350 m.s.n.m.) enclavadas en nuestra cordillera andina; requieren de la instalación adicional de atractores de rayo y/o pantalla Faraday incrementando el costo.
- 4) La alternativa línea paralela a la existente en forma exclusiva a la Estación Experimental, también adolece de las mismas desventajas de la línea existente.
- 5) El costo de esta alternativa es:

| | |
|--------------------------|------------|
| - Línea 10 KV modificada | \$ 387,350 |
| Línea nueva 10 KV | \$ 422,590 |

6.1.2 SUMINISTRO EN 50 KV.-

- 1) La alternativa de suministro se encuentra mejor protegida contra las descargas atmosféricas, al tener mayor nivel de aislamiento.
- 2) Las variaciones de tensión serían mínimas con la toma de carga monofásica 1.5 Mw de barra 50 KV, de cliente CENTROMIN (424 MVA), desequilibrio: 0.7% y de 2.4% en los servicios auxiliares de Subestación Pachachaca.
- 3) La confiabilidad es mayor pues se encuentra la fuente Hidro Pachachaca interconectada con SE. Oroya Nueva con 2 líneas 50 KV (SE. Oroya Nueva está interconectada en 220 KV con Central Manta

ro), así mismo existen 4 grupos de Generación - Hidráulica de 3.75 MVA cada uno.

- 4) Esta alternativa resuelve el problema de suministro a servicios auxiliares actual SE. Pomacocha, al tomar carga del transformador 50/10 KV, a instalarse en dicha Subestación.
- 5) Quedarían disponibles 80 postes - 12 m de línea actual suministro 10 KV al desmontarse de poste 39 a poste 124 y utilizarse 6 postes para acometida a Estación Experimental.
- 6) Ante un eventual deservicio los servicios auxiliares de estación podrían alimentarse con grupo Diesel existente en SE. Pomacocha cuyos interruptores deben enclavarse con interruptor principal de barra 10 KV.
- 7) Suministro es la más cara de las analizadas cuyo costo asciende a partir de \$ 1'139,550.

6.1.3 SUMINISTRO TRANSFORMADOR MONOFASICO 127/10 KV.-

- 1) Esta alternativa es la mejor técnica y económicamente.
- 2) La toma de carga monofásica en la barra 220 KV de la Subestación Pomacocha cuya potencia cortocircuito es de 800 MVA, provocará la mínima oscilación de tensión, pues el desequilibrio es de 0.4%.
- 3) La alternativa soluciona el problema existente

en el suministro actual 10 KV, cuyos deservicios son frecuentes.

- 4) Quedarían disponibles 80 postes de línea actual a desmontarse desde P-39.
- 5) La alimentación a barra existente 10 KV trifásica de servicios auxiliares se resuelve con transformador conexión Scott para conversión a partir de línea monofásica de 10 KV.
- 6) La línea 10 KV de SE. Pomacocha a Estación de Pruebas sería con línea monofásica con uso de posterior disponible de línea actual.
- 7) El costo de esta alternativa es de \$ 628,600.

6.1.4 SUMINISTRO CON GRUPO MOTOR GENERADOR.-

- 1) Su costo de operación es muy alto, si comparamos con las demás alternativas.
- 2) No resuelve el suministro actual a los servicios auxiliares de SE. Pomacocha.
- 3) Los servicios auxiliares de la estación se realizarían a partir de barra 10 KV existente de SE Pomacocha, la misma que no es muy confiable.
- 4) La toma de carga monofásica nos obliga a sobredimensionar en 50% en potencia instalada de grupo motor generador que sólo trabaja 2 fases.
- 5) Su costo es de \$ 1'095,000.

6.2 CONCLUSIONES.-

- 1) Se determina pues que la mejor alternativa técnica

ca y económica de las estudiadas, resulta el suministro con transformador monofásico 127/10 KV a partir de barras 220 KV de la Subestación Pomacocha.

2) Los costos de las alternativas evaluadas son en dólares a Mayo 86:

| | |
|---|--------------|
| A) Alternativa suministro línea 10 KV | |
| con línea modificada | \$ 387,350 |
| Línea nueva | \$ 422,590 |
| B) Alternativa suministro línea 50 KV | \$ 1'139,550 |
| C) Alternativa suministro transformador | \$ 628,600 |
| D) Alternativa suministro con Grupo Motor Generador | |
| Costo inicial de inversión | 1'095,000 |

El costo de operación es muy oneroso, especialmente, a la altitud 4350 m.s.n.m., en cuya densidad relativa de aire a 10°C es de 0.612, su eficiencia del motor de combustión interna se ve atenuada.

APENDICE A1

PRESION ATMOSFERICA Y DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE EN FUNCION
DE ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

| PREMISA H = 0 m.s.n.m. T = 20°C P = 760 m.m. Hg. D = 1.0 | | | | | |
|--|-------------|----------------------------|---------|---------|---------|
| H m.s.n.m. | P m.m.Hg | DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE | | | |
| | | T= 0°C | T= 10°C | T= 20°C | T= 30°C |
| 0 | 760.00 | 1.0733 | 1.0733 | 1.0000 | 0.9670 |
| 100 | 750.55 | 1.0600 | 1.0225 | 0.9876 | 0.9550 |
| 200 | 741.21 | 1.0467 | 1.0097 | 0.9753 | 0.9431 |
| 300 | 732.00 | 1.0337 | 0.9972 | 0.9632 | 0.9314 |
| 400 | 722.89 | 1.0209 | 0.9848 | 0.9512 | 0.9198 |
| 500 | 713.90 | 1.0082 | 0.9725 | 0.9393 | 0.9083 |
| 600 | 705.02 | 0.9956 | 0.9604 | 0.9277 | 0.8970 |
| 700 | 696.26 | 0.9832 | 0.9485 | 0.9161 | 0.8859 |
| 800 | 687.60 | 0.9710 | 0.9367 | 0.9047 | 0.8749 |
| 900 | 679.05 | 0.9589 | 0.9251 | 0.8935 | 0.8640 |
| 1000 | 670.60 | 0.9470 | 0.9136 | 0.8824 | 0.8533 |
| 1050 | 666.42 | 0.9411 | 0.9079 | 0.8769 | 0.8479 |
| 1100 | 662.26 | 0.9352 | 0.9022 | 0.8714 | 0.8426 |
| 1150 | 658.13 | 0.9294 | 0.8966 | 0.8660 | 0.8374 |
| 1200 | 654.03 | 0.9236 | 0.8910 | 0.8606 | 0.8322 |
| 1250 | 649.95 | 0.9178 | 0.8854 | 0.8552 | 0.8270 |
| 1300 | 645.89 | 0.9121 | 0.8799 | 0.8499 | 0.8218 |
| 1350 | 641.86 | 0.9064 | 0.8744 | 0.8446 | 0.8167 |
| 1400 | 637.86 | 0.9008 | 0.8689 | 0.8393 | 0.8116 |
| 1450 | 633.88 | 0.8952 | 0.8635 | 0.8340 | 0.8065 |
| 1500 | 629.93 | 0.8896 | 0.8581 | 0.8288 | 0.8015 |
| 1550 | 626.00 | 0.8840 | 0.8528 | 0.8237 | 0.7965 |
| 1600 | 622.09 | 0.8785 | 0.8475 | 0.8185 | 0.7915 |
| 1650 | 618.34 | 0.8730 | 0.8422 | 0.8134 | 0.7866 |
| 1700 | 614.36 | 0.8676 | 0.8369 | 0.8084 | 0.7817 |
| 1750 | 610.53 | 0.8622 | 0.8317 | 0.8033 | 0.7768 |
| 1800 | 606.72 | 0.8568 | 0.8265 | 0.7983 | 0.7720 |
| 1850 | 602.93 | 0.8515 | 0.8214 | 0.7933 | 0.7672 |
| 1900 | 599.17 | 0.8461 | 0.8162 | 0.7884 | 0.7624 |
| 1950 | 595.44 | 0.8409 | 0.8111 | 0.7835 | 0.7576 |
| 2000 | 591.72 | 0.8356 | 0.8061 | 0.7786 | 0.7529 |
| 2050 | 588.03 | 0.8304 | 0.8011 | 0.7737 | 0.7482 |
| 2100 | 584.36 | 0.8252 | 0.7961 | 0.7689 | 0.7435 |
| 2150 | 580.72 | 0.8201 | 0.7911 | 0.7641 | 0.7389 |
| 2200 | 577.10 | 0.8150 | 0.7862 | 0.7593 | 0.7343 |
| 2250 | 573.50 | 0.8099 | 0.7813 | 0.7546 | 0.7297 |
| 2300 | 569.92 | 0.8048 | 0.7764 | 0.7499 | 0.7251 |
| 2350 | 566.36 | 0.7998 | 0.7715 | 0.7452 | 0.7206 |
| 2400 | 562.83 | 0.7948 | 0.7667 | 0.7406 | 0.7161 |
| 2450 | 559.32 | 0.7899 | 0.7620 | 0.7359 | 0.7117 |
| 2500 | 555.83 | 0.7849 | 0.7572 | 0.7314 | 0.7072 |

APENDICE A 2

PRESION ATMOSFERICA Y DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE EN FUNCION DE ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

| PREMISA H = 0 m.s.n.m. T = 20°C P = 760 m.m. Hg. D = 1.0 | | | | | | |
|--|--------|----------------------------|---------|---------|---------|--|
| H | | DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE | | | | |
| P | | | | | | |
| m.s.n.m. | m m Hg | T= 0°C | T= 10°C | T= 20°C | T= 30°C | |
| 2550 | 552.37 | 0.7800 | 0.7525 | 0.7268 | 0.7028 | |
| 2600 | 548.92 | 0.7752 | 0.7478 | 0.7223 | 0.6984 | |
| 2650 | 545.50 | 0.7703 | 0.7431 | 0.7178 | 0.6941 | |
| 2700 | 542.09 | 0.7655 | 0.7385 | 0.7133 | 0.6897 | |
| 2750 | 538.71 | 0.7608 | 0.7339 | 0.7088 | 0.6854 | |
| 2800 | 535.35 | 0.7560 | 0.7293 | 0.7044 | 0.6812 | |
| 2850 | 532.01 | 0.7513 | 0.7247 | 0.7000 | 0.6769 | |
| 2900 | 528.69 | 0.7466 | 0.7202 | 0.6956 | 0.6727 | |
| 3000 | 522.12 | 0.7373 | 0.7113 | 0.6870 | 0.6643 | |
| 3100 | 515.63 | 0.7282 | 0.7024 | 0.6785 | 0.6561 | |
| 3200 | 509.21 | 0.7191 | 0.6937 | 0.6700 | 0.6479 | |
| 3300 | 502.88 | 0.7102 | 0.6851 | 0.6617 | 0.6398 | |
| 3400 | 496.63 | 0.7013 | 0.6765 | 0.6535 | 0.6319 | |
| 3500 | 490.45 | 0.6926 | 0.6681 | 0.6453 | 0.6240 | |
| 3600 | 484.35 | 0.6840 | 0.6598 | 0.6373 | 0.6163 | |
| 3700 | 478.33 | 0.6755 | 0.6516 | 0.6294 | 0.6086 | |
| 3800 | 472.38 | 0.6671 | 0.6435 | 0.6216 | 0.6010 | |
| 3900 | 466.51 | 0.6588 | 0.6355 | 0.6138 | 0.5936 | |
| 4000 | 460.70 | 0.6506 | 0.6276 | 0.6062 | 0.5862 | |
| 4100 | 454.97 | 0.6425 | 0.6198 | 0.5986 | 0.5789 | |
| 4200 | 449.32 | 0.6345 | 0.6121 | 0.5912 | 0.5717 | |
| 4300 | 443.73 | 0.6266 | 0.6045 | 0.5838 | 0.5646 | |
| 4400 | 438.21 | 0.6188 | 0.5970 | 0.5767 | 0.5576 | |
| 4500 | 432.76 | 0.6111 | 0.5895 | 0.5694 | 0.5506 | |
| 4600 | 427.38 | 0.6035 | 0.5822 | 0.5623 | 0.5438 | |
| 4700 | 422.06 | 0.5960 | 0.5750 | 0.5553 | 0.5370 | |
| 4800 | 416.82 | 0.5886 | 0.5678 | 0.5484 | 0.5303 | |
| 4900 | 411.63 | 0.5813 | 0.5608 | 0.5416 | 0.5237 | |
| 5000 | 406.51 | 0.5741 | 0.5538 | 0.5349 | 0.5172 | |
| 5100 | 401.46 | 0.5669 | 0.5469 | 0.5282 | 0.5108 | |
| 5200 | 396.46 | 0.5599 | 0.5401 | 0.5217 | 0.5044 | |
| 5300 | 391.53 | 0.5529 | 0.5334 | 0.5152 | 0.4982 | |
| 5400 | 386.66 | 0.5460 | 0.5267 | 0.5088 | 0.4920 | |
| 5500 | 381.86 | 0.5392 | 0.5202 | 0.5024 | 0.4859 | |
| 5600 | 377.11 | 0.5325 | 0.5137 | 0.4962 | 0.4798 | |
| 5700 | 372.42 | 0.5259 | 0.5073 | 0.4900 | 0.4738 | |
| 5800 | 367.79 | 0.5194 | 0.5010 | 0.4839 | 0.4680 | |
| 5900 | 363.21 | 0.5129 | 0.4948 | 0.4779 | 0.4621 | |
| 6000 | 358.70 | 0.5065 | 0.4886 | 0.4720 | 0.4564 | |

APENDICE B

PRECIPITACION PLUVIAL DIARIA EN OBSERVATORIO PACHACHACA

MES FEBRERO ALTURA 3971 m.s.n.m.

| DIA | 1971 | | 1972 | | 1973 | | 1974 | | 1975 | | 1976 | | 1977 | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 | 7.0 | 19.0 |
| 1 | - | 2.0 | - | 1.0 | - | - | - | 8.0 | - | 4.0 | - | - | 6.0 | - |
| 2 | 1.5 | 10.0 | 2.0 | 2.0 | - | 4.0 | 1.0 | - | - | 5.0 | 8.0 | - | 3.0 | - |
| 3 | 3.0 | - | 1.5 | - | 3.2 | 10.0 | 1.0 | - | - | 4.5 | 10.0 | - | 5.0 | - |
| 4 | 3.5 | - | - | 0.5 | 12.7 | 5.0 | 1.0 | - | - | - | 4.0 | - | 3.0 | - |
| 5 | 0.5 | 2.0 | - | - | 10.0 | 3.0 | - | - | - | 0.5 | - | - | - | - |
| 6 | 6.0 | - | 2.0 | - | 4.8 | 3.5 | - | 6.0 | - | 2.0 | 12.0 | - | - | - |
| 7 | 3.0 | 1.5 | 7.0 | - | - | - | - | 1.0 | - | 8.0 | 2.0 | - | 6.0 | - |
| 8 | 4.0 | 3.5 | 5.0 | - | 0.8 | 14.5 | - | 2.0 | - | - | 8.0 | - | - | - |
| 9 | 6.0 | - | 11.0 | 0.5 | 1.0 | 2.0 | - | 2.0 | - | - | 1.2 | - | - | - |
| 10 | - | 1.0 | 0.5 | - | 5.2 | 4.5 | 4.0 | 8.0 | - | 4.0 | 1.2 | - | - | - |
| 11 | 7.5 | 1.0 | - | - | 16.2 | 3.0 | - | 4.0 | 3.8 | - | 1.2 | - | 8.0 | - |
| 12 | 2.0 | 6.0 | - | - | - | - | - | 4.0 | - | - | - | - | 16.0 | - |
| 13 | 6.0 | 1.0 | - | - | - | - | - | 5.0 | - | - | - | - | 12.0 | - |
| 14 | 3.5 | - | 0.5 | - | - | - | - | - | 5.0 | - | - | - | 6.0 | - |
| 15 | 10.0 | - | - | - | - | 2.5 | - | - | - | - | - | - | 2.2 | - |
| 16 | 3.5 | - | - | - | 1.0 | - | - | - | 3.0 | - | - | - | 6.2 | - |
| 17 | 2.0 | 1.0 | - | - | - | - | - | 6.0 | 1.0 | - | - | - | 7.2 | - |
| 18 | 0.5 | - | - | - | 6.0 | - | 11.0 | - | - | - | - | - | 6.5 | - |
| 19 | - | 1.0 | - | - | 2.0 | - | - | - | 11.0 | - | 6.0 | - | 11.5 | - |
| 20 | 0.5 | - | - | 0.5 | 1.0 | 2.2 | - | - | 8.0 | - | 6.0 | - | 5.2 | - |
| 21 | - | - | - | 0.5 | 0.5 | 1.5 | - | 1.8 | 4.0 | - | 4.5 | - | 6.5 | - |
| 22 | 0.5 | - | 1.0 | - | 18.5 | - | - | - | - | - | 1.5 | - | 12.0 | - |
| 23 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 2.5 | 2.0 | 1.0 | - | 3.0 | 6.0 | - | 1.5 | - | 16.0 | - |
| 24 | 4.0 | 1.0 | 0.5 | 1.0 | - | 6.8 | - | 2.0 | 22.0 | - | 4.5 | - | 14.0 | - |
| 25 | 2.0 | 0.5 | 0.5 | - | - | 5.0 | - | - | 8.0 | - | 1.0 | - | 12.0 | - |
| 26 | 4.0 | 1.0 | 0.5 | 5.0 | 1.7 | 8.5 | - | 2.0 | 3.0 | - | 8.0 | - | 8.0 | - |
| 27 | 1.0 | 1.0 | - | 0.5 | 1.2 | 5.6 | 0.5 | - | 12.0 | - | 20.0 | - | 6.0 | - |
| 28 | 8.0 | 6.0 | 7.0 | 0.5 | - | 5.2 | - | - | 11.0 | - | 8.0 | - | 8.0 | - |
| 29 | - | - | 3.0 | - | - | - | - | - | - | - | 5.0 | - | - | - |
| MIN | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| MAX | 10.0 | 10.0 | 11.0 | 5.0 | 18.5 | 14.5 | 11.0 | 8.0 | 22.0 | 8.0 | 22.0 | - | 16.0 | - |

NOTAS :

(1) LAS LECTURAS SON A LAS 7.0 Y 19.0 HORAS

(2) LA PRECIPITACION ESTA DADA EN m m.

APENDICE C 1

REPORTE DE SALIDAS FUERA DE SERVICIO DE LINEA 10 KV

HIDRO PACHACHACA (CENTROMIN) A. SE.

POMACocha

| A N O | FALLAS | | REPOSICION | | M O T I V O |
|-------------|----------|-------|------------|-------|---|
| | FECHA | HORA | FECHA | HORA | |
| | 31 ENERO | 13.35 | 31 ENERO | 17.45 | Descarga atmosférica quemó 1 fusible. |
| | 04 MARZO | 11.45 | 04 MARZO | 12.10 | Fallas en línea enlace Oroya CMP. |
| | 05 MARZO | 18.40 | 05 MARZO | 19.35 | Descarga atmosférica Quemó 2 fusibles |
| | 07 MARZO | 14.48 | 07 MARZO | 19.05 | Descarga atmosférica, quemó 2 fus. aislad. |
| | 13 MARZO | 15.30 | 13 MARZO | 18.00 | Descarga atmosférica quemó 1 fusible |
| | 15 MARZO | 15.10 | 15 MARZO | 16.45 | Se sacó por descarga atmosférica |
| | 27 MARZO | 16.20 | 27 MARZO | 17.20 | Se sacó por descarga atmosférica |
| | 30 MARZO | 13.30 | 30 MARZO | 17.50 | Descarga atmosférica quemó 2 fus. y y 3 aislad. |
| | 31 MARZO | 14.45 | 31 MARZO | 18.28 | Descarga atmosférica quemó 2 fusibles |
| | 06 MAYO | 08.00 | 06 MAYO | 08.28 | Causas que se desconoce |
| | 06 MAYO | 17.55 | 06 MAYO | 18.02 | Fallas en C. Hidro Pachachaca |
| | 02 JUNIO | 07.45 | 02 JUNIO | 15.50 | Mantenimiento Preventivo de Línea 10 KV. |
| | 09 JUNIO | 13.02 | 09 JUNIO | 18.00 | Trabajos en S.E. Pachachaca |
| | 16 JUNIO | 07.42 | 16 JUNIO | 07.42 | Por mínima tensión Rep. inmediata |
| | 30 JUNIO | 07.10 | 30 JUNIO | 15.15 | Falta de suministro de Hidro Pachachaca |
| | 02 JULIO | 15.28 | 02 JULIO | 16.15 | Falla red de CMP. Central Mal Paso |
| | 03 JULIO | 10.00 | 03 JULIO | 10.20 | Falla en red de CMP. mínima tensión |
| 4 | 06 JULIO | 13.40 | 06 JULIO | 16.25 | Trabajos en Barras/10KV Pachachaca |
| | 11 JULIO | 10.30 | 11 JULIO | 10.45 | Falla en red CMP. mínima tensión |
| | 28 JULIO | 20.19 | 28 JULIO | 20.19 | Pendulación sistema Centromin |
| 8 | 07 AGOS. | 11.55 | 07 AGOS. | 12.20 | Causas que se desconoce |
| | 09 AGOS. | 16.52 | 09 AGOS. | 22.35 | Descarga atmosférica, quemó 1 fusible |
| | 21 AGOS. | 16.25 | 21 AGOS. | 17.58 | Falla en CMP. Central Oroya |
| 9 | 26 AGOS. | 14.55 | 26 AGOS. | 16.30 | Falla en CMP. Interconexión Yaupi-Oroya |
| | 25 SET. | 16.44 | 25 SET. | 05.52 | Descarga atmosférica, quemó 2 fusibles |
| 1, | 10 OCT. | 09.05 | 10 OCT. | 09.48 | Fallas en suministro Centromin |
| | 18 OCT. | 12.30 | 18 OCT. | 12.35 | Falla en suministro Centromin |
| | 26 OCT. | 13.07 | 26 OCT. | 15.35 | Descarga atmosférica, quemó 1 fusible |
| | 10 NOV. | 08.44 | 10 NOV. | 11.18 | Revisión Campamento Arapa |
| | 11 NOV. | 12.45 | 11 NOV. | 13.20 | Revisión Campamento Arapa |
| | 13 NOV. | 13.40 | 13 NOV. | 18.10 | Revisión línea Campamento Arapa |
| | 14 NOV. | 03.25 | 14 NOV. | 03.25 | Falla en línea 10 KV. |
| | 14 NOV. | 09.20 | 14 NOV. | 09.45 | Trabajos en SE. Pachachaca |
| | 14 NOV. | 12.50 | 14 NOV. | 12.55 | Falla en línea 10 KV. |
| | 15 NOV. | 07.35 | 15 NOV. | 07.37 | Trabajos en S.E. Pachachaca |
| | 16 NOV. | 13.52 | 16 NOV. | 14.20 | Trabajos en S.E. Pachachaca |
| | 17 NOV. | 21.02 | 17 NOV. | 21.22 | Trabajos en S.E. Pachachaca |
| | 18 NOV. | 19.10 | 18 NOV. | 19.55 | Trabajos en S.E. Pachachaca |
| | 22 NOV. | 05.30 | 22 NOV. | 06.54 | Trabajos cambio aislador en línea 10KV. |
| | 24 NOV. | 07.25 | 24 NOV. | 14.16 | Trabajos Derivación S.E. Pachachaca Electro-Perú. |
| | 30 NOV. | 10.35 | 30 NOV. | 11.45 | Trab. Derivación S.E. Pachachaca Electroperú |
| | 02 DIC. | 15.20 | 02 DIC. | 16.40 | Descarga atmosférica en línea 10 KV. |
| | 08 DIC. | 19.20 | 08 DIC. | 19.20 | Falla en Red 50 KV Centromin. |

Nora: CMP = CENTROMIN - PERU

APENDICE C 2

REPORTE DE SALIDAS FUERA DE SERVICIO DE LINEA 10 KV.

HIDRO PACHACHACA (CENTROMIN) A. SE.

POMACOCHA

| A N O | FALLAS | | REPOSICION | | M O T I V O |
|-------------|------------|-------|------------|-------|---|
| | FECHA | HORA | FECHA | HORA | |
| | 04 ENERO | 14.46 | 04 ENERO | 16.05 | Descarga atmosférica, quemó un fusible. |
| | 07 ENERO | 14.00 | 07 ENERO | 15.10 | Descarga atmosférica, quemó 2 fusibles. |
| | 18 FEBRERO | 19.10 | 18 FEBRER | 19.11 | Por baja de carga CMP. Hidro Pachachaca |
| | 16 MARZO | 16.00 | 16 MARZO | 16.20 | Falla en Hidro Pachachaca- La Oroya |
| | 17 MARZO | 15.30 | 17 MARZO | 16.02 | Descarga atmosférica, quemó 1 fusible |
| | 18 MARZO | 16.15 | 18 MARZO | 16.40 | Fallas en Red CMP. Hidrp Pachachaca |
| | 19 MARZO | 09.55 | 19 MARZO | 10.10 | Fallas en Red CMP. Hidro Pachachaca |
| | 19 MARZO | 16.54 | 19 MARZO | 17.30 | Fallas suministro en CENTROMIN |
| | 30 ABRIL | 03.35 | 30 ABRIL | 06.10 | Fallas que se desconocen |
| | 05 MAYO | 16.35 | 05 MAYO | 16.40 | Por causas que se desconoce |
| | 17 MAYO | 15.17 | 17 MAYO | 21.58 | Descarga atmosférica. Quemó 2 fusibles |
| | 28 MAYO | 11.00 | 28 MAYO | 12.05 | Por causas que se desconoce |
| | 31 MAYO | 01.25 | 31 MAYO | 08.05 | Fallas que se desconoce |
| | 31 MAYO | 09.42 | 31 MAYO | 10.25 | Inspección de Arapa a SE. Pachachaca ELP. |
| | 31 MAYO | 16.40 | 31 MAYO | 16.45 | Por fallas en Red de SE. Pachachaca ELP. |
| 5 | 31 MAYO | 20.10 | 31 MAYO | 20.40 | Para realizar pruebas SE. Pachachaca ELP. |
| | 01 JUNIO | 17.42 | 01 JUNIO | 18.45 | Cambio de aislador poste N° 80 L-10 KV. |
| | 08 JUNIO | 16.45 | 08 JUNIO | 16.49 | Por causas que se desconoce |
| | 06 JULIO | 02.25 | 06 JULIO | 02.25 | Por Causas que se desconoce |
| | 18 AGOSTO | 15.02 | 18 AGOSTO | 15.35 | Descargas atmosféricas, quemó 1 fusible |
| | 01 SET. | 01.55 | 01 SET. | 06.30 | Falla CMP. Hidro Pachachaca- Oroya |
| | 02 SET. | 09.42 | 02 SET. | 18.10 | Por Emergencia en Sistema Centromin |
| | 03 SET. | 15.46 | 03 SET. | 17.20 | Por pruebas Grupo Diesel SE. Pachachaca |
| 1, | 04 SET. | 15.50 | 04 SET. | 17.16 | Por causas que se desconoce |
| | 18 SET. | 22.10 | 18 SET. | 22.55 | Falla Central Hidro Pachachaca CMP. |
| | 30 SET. | 13.48 | 30 SET. | 13.48 | Falla Central Hidro Pachachaca CMP. |
| | 18 OCT. | 14.30 | 18 OCT. | 14.32 | Por fallas que se desconoce |
| | 25 OCT. | 18.00 | 25 OCT. | 18.05 | Por fallas que se desconoce |
| | 26 OCT. | 16.45 | 26 OCT. | 16.47 | Por causas que se desconoce |
| | 30 OCT. | 18.55 | 30 OCT. | 18.58 | Por causas que se desconoce |
| | 05 NOV. | 16.00 | 05 NOV. | 16.50 | Fallas Red Hidro Pachachaca-Centromin |
| | 11 NOV. | 17.55 | 11 NOV. | 18.05 | Se quemó fusible 1. Hidro Pachachaca CMP. |
| | 22 NOV. | 15.35 | 22 NOV. | 16.32 | Se quemó 1 fusible Hidrp Pachachaca CMP. |
| | 22 NOV. | 17.33 | 22 NOV. | 18.45 | Por causas que se desconoce |
| | 25 NOV. | 14.50 | 25 NOV. | 16.20 | Por quemadura 1 fusible Hidro Pachachaca |
| | 26 NOV. | 09.10 | 26 NOV. | 14.30 | Mantenimiento en Red Centromin |
| | 27 NOV. | 15.04 | 27 NOV. | 16.45 | Para realizar medida de Poste # 125 de línea existente 10 KV. |

Nota: CMP = CENTROMIN - PERU

APENDICE D

POLIMONIO APROXIMADO DE LA VARIACION DE LA CONSTANTE
PETERSON PARA CALCULO DE LAS PERDIDAS EFECTO CORONA
EN BUEN TIEMPO

Definición de Variables.-

y = Constante de Peterson

$x = \frac{V}{V_c} = \frac{E}{E_c}$ = Es la relación de gradientes

Superficial de potencial en los conductores ó la relación de potencial aplicado a conductores.

V = Tensión aplicada al conductor

V_c = Tensión crítica de inicio efecto corona

E = Gradiente superficial de tensión en el conductor

E_c = Gradiente superficial crítico de inicio efecto corona en los conductores.

Se tiene una curva experimental de variación " y " versus " x "

METODO NUMERICO APLICADO: INTERPOLACION 5 PUNTOS

TABLA DE INTERPOLACION

| i | x | y | Δx | $\Delta^2 x$ | $\Delta^3 x$ | $\Delta^4 x$ |
|-----|-----|-------|------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | 0.6 | 0.012 | | | | |
| 2 | 0.8 | 0.018 | 0.03 | 0.150 | 0.356 | |
| 3 | 1.0 | 0.036 | 0.09 | 0.3875 | 0.229 | 3.541 |
| 4 | 1.2 | 0.085 | 0.245 | 2.325 | | |
| 5 | 1.4 | 0.320 | 1.175 | | | |

$$y = P(x) = 0.012 + 0.03(x-0.6) + 0.15(x-0.6)(x-0.8) + 0.396(x-0.6)(x-0.8)(x-1) + 3.541(x-0.6)(x-0.8)(x-1)(x-1.2) - 3.541x^4 - 12.352x^3 + 16,055x^2 - 9,124x + 1.9155$$

POLINOMIO DE APROXIMACION " y " en función de " x "

TABULACION DE VALORES.-

| | | | | | | | | | |
|---|-------|------|--------|-------|------|--------|--------|--------|-------|
| X | 1.0 | 1.1 | 1.2 | 1.3 | 1.4 | 0.9 | 0.8 | 0.7 | 0.6 |
| Y | 0.036 | 0.05 | 0.0848 | 0.164 | 0.32 | 0.0276 | 0.0182 | 0.0096 | 0.012 |

TABULACION DE VALORES CALCULADOS

| | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|
| X | 1.5 | 1.4 | 1.3 | 1.2 | 1.1 | 1.05 | 1.0 |
| y | 0.591 | 0.319 | 0.163 | 0.084 | 0.0495 | 0.041 | 0.0355 |

| | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| X | 0.95 | 0.9 | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.5 |
| y | 0.0312 | 0.0271 | 0.0177 | 0.0091 | 0.0117 | 0.044 |

| | | | |
|---|--------|--------|--------|
| X | 0.75 | 0.65 | 0.55 |
| y | 0.0128 | 0.0081 | 0.0228 |



SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA
DIRECCION DE METEOROLOGIA
DIVISION DE CLIMATOLOGIA

ESTACION DE: PACHACHACA 00-634

LAT 11037' "S" DPTO

OBSERVACIONES DE: PRECIPITACION TOTAL MENSUAL Y FRECUENCIA (mm)

LONG 7600' "W" PROV YAULI

ALT 4000 m.s.n.m. DIST LA OROYA

| AÑOS | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DECIEMBRE | TOTAL |
|------------|----------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------|
| 1949 | 16 46.6(21) | 23 109.7 | 22 98.8 | 21 66.8 | 6 5.4 | 18 67.7 | 9 20.7 | 14 20.2 | 13 18.4 | 21 78.1 | 15 54.8 | 21 87.1 | |
| 1950 | 27 129.4 | 23 128.0 | 28 116.8 | 19 52.9 | 6 6.1 | 2 1.6 | 9 15.6 | 8 17.9 | 16 35.2 | 19 51.3 | 18 75.8 | 29 136.6 | 767.2 |
| TOTAL | | | | | | | | | | | | | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| 1951 | 21 100.4 | 26 107.1 | 27 171.8 | 14 44.8 | 11 29.4 | 12 12.9 | 0.0 | 3 6.8 | 7 13.0 | 17 54.6 | 18 129.8 | 25 88.0 | 758.6 |
| 1952 | 25 119.8 | 22 110.8 | 27 116.4 | 15 77.5 | 11 40.0 | 12 12.7 | 13 18.3 | 13 18.2 | 16 77.5 | 18 35.7 | 22 130.0 | 21 66.2 | 823.1 |
| 1953 | 27 110.4 | 27 199.2 | 28 113.9 | 19 77.7 | 10 26.4 | 11 23.6 | 6 12.2 | 9 26.0 | 11 30.8 | 22 79.9 | 23 121.2 | 21 61.4 | 882.7 |
| 1954 | 26 105.9 | 2 106.8 | 21 86.3 | 26 52.9 | 16 37.4 | | 3 1.7 | 2 6.4 | 16 31.8 | 21 77.6 | 17 74.4 | 26 121.9 | |
| 1955 | 23 104.8 | 23 94.2 | 29 138.8 | 17 37.0 | 19 56.0 | 7 11.1 | 5 5.4 | 5 9.4 | 10 30.6 | 10 28.2 | 13 30.1 | 15 76.0 | 621.6 |
| 1956 | 21 76.5 | 22 96.7 | 28 107.4 | 21 105.0 | 11 35.6 | 3 2.4 | 7 20.2 | 10 26.4 | 18 30.6 | 17 33.4 | 12 24.4 | 9 23.3 | 581.9 |
| 1957 | 18 42.4 | 23 115.8 | 20 68.2 | 17 32.7 | 9 12.2 | 7 7.9 | 2 0.7 | 10 17.2 | 14 45.6 | 20 52.1 | 18 38.5 | 20 51.3 | 484.6 |
| 1958 | 23 111.7 | 25 104.9 | 23 94.1 | 12 13.7 | 14 13.5 | 2 1.6 | 9 17.3 | 4 14.4 | 15 58.4 | 23 72.2 | 17 32.1 | 11 137.6 | 671.5 |
| 1959 | 23 87.1 | 27 164.6 | 25 141.4 | 18 70.8 | 15 25.4 | 8 16.9 | 9 0.4 | 9 20.7 | 12 45.8 | 22 74.2 | 17 55.0 | 24 86.3 | 788.4 |
| 1960 | 21 115.1 | 22 159.0 | 19 66.4 | 16 59.9 | 11 27.8 | 3 8.2 | 4 4.9 | 8 19.2 | 18 26.7 | 12 51.4 | 27 84.4 | 15 32.8 | 655.8 |
| TOTAL | | | | | | | | | | | | | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| 1961 | 27 140.0 | 23 73.3 | 23 69.3 | 16 99.9 | 17 58.0 | 3 2.5 | 1 | 6 15.6 | 18 47.6 | 11 32.4 | 23 134.8 | 23 108.2 | 781.6 |
| 1962 | 22 100.8 | 21 81.8 | 26 120.5 | 10 70.5 | 6 32.2 | 1 15.2 | 2 6.7 | 8 8.4 | 16 28.7 | 11 20.5 | 11 18.3 | 22 135.3 | 638.9 |
| 1963 | 25 163.2 | 24 113.9 | 25 178.9 | 19 51.3 | 7 4.8 | 3 1.7 | 1 | 7 20.2 | 17 55.7 | 16 80.1 | 15 101.5 | 18 67.1 | 838.4 |
| 1964 | 27 89.1 | 19 84.7 | 21 105.8 | 20 44.1 | 10 49.7 | 0.0 | 4 11.5 | 9 23.2 | 13 31.5 | 18 66.0 | 17 76.8 | 15 22.6 | 602.6 |
| 1965 | 15 57.0 | 21 91.4 | 24 96.2 | 15 65.1 | 3 2.0 | 1 1.0 | 11 36.7 | 12 52.7 | 19 73.2 | 13 36.2 | 16 76.5 | 22 108.0 | 696.0 |
| 1966 | 23 95.6 | 14 62.7 | 14 97.0 | 14 40.2 | 8 37.7 | 2 2.4 | 2 6.0 | 3 10.1 | 13 37.2 | 23 108.4 | 21 71.3 | 17 111.9 | 681.9 |
| 1967 | 25 93.5 | 26 182.6 | 25 169.5 | 13 29.4 | 8 25.2 | 3 5.9 | 11 43.2 | 10 34.7 | 7 26.1 | 24 111.1 | 10 24.9 | 18 61.9 | 808.0 |
| 1968 | 25 91.4 | 22 100.2 | 27 143.6 | 6 23.7 | 6 9.4 | 6 20.2 | 5 15.5 | 13 56.2 | 13 30.5 | 23 80.9 | 16 96.9 | 20 95.4 | 763.9 |
| 1969 | 19 59.0 | 21 108.6 | 14 80.3 | 16 87.5 | 4 9.2 | 5 6.3 | 7 21.7 | 8 39.9 | 13 55.0 | 14 88.0 | 18 79.3 | 27 132.3 | 767.1 |
| 1970 | 28 199.5 | 15 85.5 | 17 72.0 | 19 74.5 | 9 31.0 | 5 11.6 | 7 12.8 | 5 7.6 | 18 106.6 | 20 72.1 | 12 32.5 | | 1200 |
| TOTAL | | | | | | | | | | | | | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL GRAF | | | | | | | | | | | | | |
| NORMAL | | | | | | | | | | | | | |

23-6-70

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA

DIRECCION DE: _____

Estación de: PACHACHACA CO-634

Lat. 11°32' Dpto. JUNIN

Observaciones de: TEMPERATURA MINIMA MEDIA EN °C

Long. 76°01' Prov. YAULI

Alt. 4000 Dist. LA ORO

| AÑO | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Set. | Oct. | Nov. | Dic. |
|-------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------|------|------|------|
| 1949 | -0.1 | 1.2 | 1.8 | 1.7 | -5.2 | -2.2 | -3.8 | -6.7 | -6.8 | -2.1 | -2.3 | -0.2 |
| 1950 | 0.1 | 1.3 | 0.8 | 0.4 | -4.8 | -7.1 | -7.0 | -6.6 | -2.9 | -3.6 | -2.0 | -0.2 |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | |
| 1951 | -1.4 | 0.8 | 0.1 | -2.0 | -4.5 | -6.6 | -9.6 | -10.3 | -6.4 | -2.2 | -5.4 | -1.5 |
| 1952 | 0.9 | 2.0 | 0.4 | -0.9 | -3.9 | -5.0 | -6.8 | -5.4 | -3.1 | -3.0 | -0.7 | -1.3 |
| 1953 | 0.7 | 1.0 | 0.1 | -1.4 | -3.6 | -5.6 | -7.7 | -5.7 | -4.3 | -1.7 | -0.5 | -1.0 |
| 1954 | 0.2 | -0.1 | -0.9 | -2.0 | -6.4 | - | -9.1 | -7.3 | -3.8 | -1.9 | -1.4 | -0.3 |
| 1955 | -0.1 | -0.2 | 0.9 | -0.8 | -3.2 | -5.1 | -6.7 | -7.3 | -3.2 | -3.0 | -3.8 | -1.6 |
| 1956 | -1.4 | -0.1 | -0.7 | -1.3 | -3.2 | -7.8 | -6.1 | -5.6 | -2.4 | -3.4 | -5.7 | -5.1 |
| 1957 | -2.1 | 0.1 | -0.2 | -0.9 | -3.8 | -6.1 | -9.1 | -6.0 | -2.7 | -0.6 | -2.1 | -1.5 |
| 1958 | -0.7 | 1.7 | 0.4 | -1.3 | -3.5 | -8.0 | -6.7 | -6.9 | -2.3 | -1.3 | -2.7 | -2.6 |
| 1959 | -1.7 | 0.5 | -0.4 | -0.5 | -3.3 | -4.7 | -7.6 | -4.8 | -3.1 | -0.5 | -1.8 | 0.3 |
| 1960 | 0.0 | 0.3 | -2.4 | -1.3 | -4.2 | -7.7 | -8.4 | -5.6 | -2.4 | -3.2 | -1.6 | - |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | |
| 1961 | -0.5 | -0.1 | 0.3 | -2.0 | -2.7 | -6.5 | -9.2 | -8.9 | -2.9 | -3.1 | -0.4 | -1.1 |
| 1962 | -0.1 | -0.2 | -0.5 | -1.9 | -3.9 | -8.8 | -6.2 | -7.2 | -1.8 | -3.5 | -4.0 | -0.2 |
| 1963 | 1.1 | 0.3 | -0.7 | -0.5 | -4.0 | -7.7 | -7.6 | -5.7 | -1.7 | -1.4 | -0.9 | 0.4 |
| 1964 | -0.1 | 0.1 | -0.1 | -1.8 | -4.1 | -8.3 | -9.6 | -5.0 | -5.0 | -2.3 | -2.5 | -3.2 |
| 1965 | -1.4 | 1.5 | 0.8 | -0.7 | -5.4 | -7.2 | -4.0 | -4.3 | -0.9 | -1.6 | -0.4 | 0.3 |
| 1966 | 0.8 | 0.7 | 0.1 | -0.9 | -2.8 | -6.7 | -7.3 | -4.9 | -1.8 | 0.4 | 1.1 | 1.6 |
| 1967 | 1.6 | 2.3 | 2.0 | 0.7 | -1.1 | -5.4 | -4.1 | -1.9 | -1.2 | 1.0 | -1.1 | -0.4 |
| 1968 | 1.1 | 0.9 | 0.9 | -2.5 | -2.9 | -5.7 | -4.4 | -1.9 | -1.6 | 0.4 | -0.8 | -0.4 |
| 1969 | 0.7 | 2.2 | 1.8 | 0.6 | -1.1 | -3.7 | -4.9 | -3.9 | -2.2 | -0.2 | -0.3 | 1.4 |
| 1970 | 2.4 | 1.2 | 0.3 | 1.6 | -1.7 | -3.1 | -4.3 | -5.9 | -1.0 | -0.5 | -0.9 | - |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | |
| 1971 | 0.4 | 1.8 | 1.8 | -1.6 | -3.5 | -4.0 | -7.2 | -4.9 | -3.2 | -1.4 | -2.4 | - |
| 1972 | -0.8 | 0.9 | 1.9 | - | -1.8 | -4.2 | -5.3 | -6.7 | -1.5 | -0.8 | -2.3 | 0.7 |
| 1973 | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | 9.6 | | 1.8 | 0.6 | -3.7 | -3.0 | -5.9 | | | | -1.4 | -0.9 |
| 1975 | 0.1 | 1.4 | 1.7 | -0.7 | -0.2 | -4.0 | -6.5 | -4.0 | -0.8 | -1.4 | -2.0 | 0.3 |
| 1976 | 1.2 | 0.9 | 0.9 | -0.7 | -2.0 | -3.3 | -5.3 | -3.7 | -1.7 | -2.0 | -2.5 | 0.3 |
| 1977 | - | 0.8 | 0.8 | 0.3 | -2.8 | -5.7 | -5.2 | -5.6 | -2.6 | -3.1 | -2.0 | |
| 1978 | | | | | | | | | | | | |
| 1979 | | | | | | | | | | | | |

SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA

DIRECCION DE: _____

Estación de: PACHACHACA CO-634
 Observaciones de: TEMPERATURA MAXIMA MEDIA EN OC

Lat. 11°57' Dpto. JUNIN
 Long. 76°01' Prov. YAULI
 Alt. 4000 Dist. LA OROYA

| AÑO | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Set. | Oct. | Nov. | Dic. | |
|-------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------|------|------|------|--|
| 1949 | 15.9 | 14.1 | 14.5 | 14.6 | 15.6 | 13.4 | 13.9 | 14.5 | 14.9 | 16.1 | 16.9 | 15.6 | |
| 1950 | 14.5 | 14.6 | 14.8 | 15.3 | 15.9 | 15.7 | 13.2 | 14.7 | 14.4 | 14.2 | 15.2 | 13.8 | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| 1951 | 14.7 | 13.8 | 13.0 | 14.1 | 14.6 | 13.9 | 14.3 | 15.6 | 16.3 | 15.6 | 15.6 | 14.5 | |
| 1952 | 14.7 | 14.4 | 14.9 | 14.3 | 15.0 | 14.3 | 13.0 | 13.8 | 13.2 | 15.5 | 15.4 | 15.0 | |
| 1953 | 14.2 | 13.8 | 14.4 | 14.6 | 15.9 | 14.4 | 14.3 | 14.7 | 15.6 | 15.0 | 15.3 | 15.8 | |
| 1954 | 15.1 | 14.3 | 14.2 | 14.1 | 14.2 | - | 14.7 | 14.3 | 14.0 | 15.5 | 15.0 | 14.0 | |
| 1955 | 14.2 | 14.3 | 13.7 | 15.0 | 13.9 | 14.2 | 14.5 | 14.9 | 14.0 | 16.5 | 16.0 | 16.1 | |
| 1956 | 14.1 | 14.1 | 14.2 | 14.9 | 14.2 | 15.0 | 14.2 | 14.0 | 14.6 | 15.8 | 16.0 | 18.2 | |
| 1957 | 15.4 | 14.9 | 14.2 | 14.9 | 15.4 | 14.6 | 15.9 | 14.8 | 15.8 | 15.5 | 16.1 | 16.8 | |
| 1958 | 15.3 | 14.8 | 14.8 | 16.4 | 15.9 | 15.6 | 14.7 | 16.1 | 15.2 | 15.4 | 16.7 | 17.7 | |
| 1959 | 16.6 | 14.1 | 15.0 | 14.8 | 14.8 | 15.2 | 15.2 | 15.5 | 15.3 | 15.6 | 16.2 | 15.0 | |
| 1960 | 15.3 | 14.9 | 16.0 | 14.2 | 15.0 | 15.3 | 15.5 | 15.2 | 14.5 | 15.6 | 15.5 | - | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| 1961 | 15.4 | 13.3 | 14.8 | 14.9 | 14.1 | 14.4 | 15.1 | 15.0 | 14.1 | 16.3 | 14.5 | 14.1 | |
| 1962 | 14.5 | 14.9 | 14.2 | 14.4 | 14.7 | 15.2 | 14.9 | 14.7 | 15.4 | 16.6 | 17.0 | 15.7 | |
| 1963 | 14.1 | 14.0 | 13.7 | 14.3 | 14.6 | 14.7 | 14.4 | 15.1 | 14.3 | 15.1 | 15.6 | 16.2 | |
| 1964 | 17.9 | 16.4 | 14.4 | 15.3 | 14.4 | 15.3 | 15.4 | 16.4 | 15.3 | 15.8 | 15.1 | 16.4 | |
| 1965 | 16.4 | 16.6 | 15.9 | 16.0 | 16.1 | 16.0 | - | - | - | - | 16.3 | 15.2 | |
| 1966 | 15.1 | 16.3 | 14.8 | 16.0 | 14.8 | 15.8 | 15.5 | 16.3 | 15.4 | 14.6 | 15.2 | 14.9 | |
| 1967 | 14.6 | 13.5 | 14.0 | 13.6 | 13.7 | 14.4 | 13.5 | 12.9 | 14.0 | 13.2 | 16.6 | 15.4 | |
| 1968 | 13.4 | 14.9 | 12.5 | 15.2 | 13.8 | 14.8 | 14.2 | 14.2 | 14.9 | 15.1 | 16.2 | 16.2 | |
| 1969 | 16.3 | 15.2 | 17.0 | 16.2 | 16.6 | 16.2 | 14.5 | 14.9 | 15.5 | 16.5 | 17.2 | 15.6 | |
| 1970 | 14.8 | 15.7 | 15.6 | 15.1 | 15.2 | 15.2 | 15.4 | 16.3 | 14.8 | 16.3 | 16.6 | - | |
| MEDIA | | | | | | | | | | | | | |
| 1971 | 15.1 | 14.7 | 14.6 | 15.2 | 15.3 | 15.3 | 15.5 | 15.6 | 16.5 | 16.4 | 16.8 | - | |
| 1972 | 15.8 | 16.6 | 15.2 | - | 16.1 | 16.3 | 16.0 | 16.9 | 15.2 | 16.1 | 17.4 | 17.2 | |
| 1973 | | | | | | | | | | | | | |
| 1974 | 14.1 | | 15.4 | 15.8 | 16.8 | 16.3 | 14.6 | | | | 17.4 | 17.5 | |
| 1975 | 15.9 | 16.1 | 17.7 | 19.2 | 18.0 | 18.1 | 18.8 | 19.3 | 18.4 | 18.2 | | | |
| 1976 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 1977 | | | | | | | | | | | | | |
| 1978 | | | | | | | | | | | | | |
| 1979 | | | | | | | | | | | | | |

APENDICE F

PROGRAMA DE FALLAS ASIMETRICAS

-017021

UNBALANCED FAULT STUDY DATA

*** CASO MAXIMA DEMANDA ,INTERCONEXION CON CENTROINPERU 1984 *** 1982 ***
** REACTANCIAS TRANSITORIAS DE GENERADORES (ECHOXB43) ****
0 0 0 0 0. 0. 0. 0

SYSTEM MVA BASE = 100.000
LOADS AND GENERATION FACTOR = 1.000
ASYMMETRY FACTOR (SM) = 1.000

UNBALANCED FAULT STUDY RESULTS

CURRENTS IN THE MIDDLE OF BRANCHES ARE PRINTED OUT,
CORRECTION FOR TAP TRANSFORMERS AT SENDING END,, WHERE APPLICABLE
VOLTAGE AND CURRENT ANGLES DO NOT MAKE ALLOWENCE
FOR PHASE SHIFT IN TRANSFORMERS

PACHA 50 L-G 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

LINE TO GROUND FAULT ON BUS -PACHA 50 - TOTAL FAULT CURRENT = 3.03872(PU) AT -77.586(DEG)

RED PHASE FAULT CURRENT = 3.03872(PU) AT -77.59(DEG)
YELLOW PHASE FAULT CURRENT = 0.0 (PU) AT 0.0 (DEG)
BLUE PHASE FAULT CURRENT = 0.0 (PU) AT 0.0 (DEG)

BUSBAR VOLTAGES

| BUSBAR | POSITIVE P-S. | | NEGATIVE P-S. | | ZERO P-S. | | (R) RED PHASE | | (S) YELLOW PHASE | | (T) BLUE PHASE | |
|----------|---------------|----------|---------------|----------|-----------|----------|------------------|----------|---------------------|----------|-------------------|----------|
| | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) |
| ALPAM 50 | 0.8528 | -3.65 | 0.2159 | 178.42 | 0.2873 | -174.66 | 0.3572 | -12.13 | 1.1351 | -125.29 | 1.6737 | 125.89 |
| CASAP 50 | 0.8131 | -3.89 | 0.2256 | 175.40 | 0.4858 | -178.35 | 0.1372 | -15.13 | 1.1722 | -139.56 | 1.1851 | 125.69 |
| MAYUF 50 | 1.0523 | -1.48 | 0.0998 | -178.14 | 0.0266 | -173.56 | 0.9432 | -1.97 | 1.1666 | -118.21 | 1.1162 | 125.67 |
| MOROC 50 | 0.8235 | -3.47 | 0.2299 | 175.83 | 0.4858 | -178.35 | 0.1973 | -13.22 | 1.1978 | -129.96 | 1.1244 | 125.18 |
| ORONU 00 | 1.0200 | -2.72 | 0.1898 | -178.87 | 0.0403 | -173.72 | 0.8715 | -3.62 | 1.0954 | -119.24 | 1.0984 | 114.51 |
| ORONUAD0 | 1.0197 | -2.64 | 0.1815 | -178.81 | 0.3388 | -173.84 | 0.3382 | -3.38 | 1.0358 | -119.89 | 1.0388 | 114.43 |
| ORONU 50 | 1.0368 | -2.25 | 0.0994 | -179.12 | 0.0294 | -174.24 | 0.9095 | -2.85 | 1.1018 | -118.84 | 1.1035 | 114.64 |
| PACHA 50 | 0.9230 | -2.60 | 0.2587 | 173.46 | 0.5782 | 179.19 | 0.0 | 0.0 | 1.3812 | -134.57 | 1.2418 | 129.77 |
| PZINC 50 | 1.0288 | -2.59 | 0.0950 | -179.41 | 0.0249 | -173.57 | 0.9163 | -3.15 | 1.0888 | -119.16 | 1.0956 | 114.41 |

BRANCH CURRENTS

| BUSBAR FROM | TO | POSITIVE P-S. | | NEGATIVE P-S. | | ZERO P-S. | | RED PHASE | | YELLOW PHASE | | BLUE PHASE | |
|-------------|----------|---------------|----------|---------------|----------|-----------|----------|-----------|----------|--------------|----------|------------|----------|
| | | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) |
| ORONU 50 | ORONUAD0 | 0.1585 | 125.58 | 0.0408 | 161.62 | 0.0223 | 103.41 | 0.2180 | 118.99 | 0.1225 | 4.76 | 0.1392 | -163.27 |
| ORONU 50 | ORONUAD0 | 0.1585 | 125.58 | 0.0408 | 161.62 | 0.0223 | 103.41 | 0.2180 | 118.99 | 0.1225 | 4.76 | 0.1392 | -163.27 |
| ORONU 50 | ORONU 00 | 1.6394 | 114.24 | 0.5384 | 93.74 | 0.6635 | 97.68 | 2.1443 | 124.64 | 0.5498 | 21.25 | 0.5249 | -113.85 |
| ORONU 50 | PACHA 50 | 0.5353 | -78.17 | 0.4118 | -89.43 | 0.3555 | -81.50 | 1.2971 | -76.51 | 0.1579 | 178.98 | 0.2615 | 88.60 |
| ORONU 50 | PACHA 50 | 0.5353 | -78.17 | 0.4118 | -89.43 | 0.3555 | -81.50 | 1.2971 | -76.51 | 0.1579 | 178.98 | 0.2615 | 88.60 |
| PACHA 50 | MOROC 50 | 0.0339 | 42.68 | 0.0818 | 168.64 | 0.1537 | 111.49 | 0.2502 | 103.31 | 0.1138 | 154.74 | 0.1372 | 93.47 |
| PACHA 50 | MOROC 50 | 0.0338 | 42.68 | 0.0818 | 168.64 | 0.1537 | 111.49 | 0.2502 | 103.31 | 0.1138 | 154.74 | 0.1372 | 93.47 |
| MOROC 50 | ALPAM 50 | 0.1787 | 123.81 | 0.1266 | 95.12 | 0.3673 | 111.49 | 0.6934 | 111.72 | 0.2231 | 99.54 | 0.1054 | 136.64 |
| MOROC 50 | CASAP 50 | 0.0495 | -34.99 | 0.0137 | 144.31 | 0.0 | 0.0 | 0.0358 | -34.72 | 0.0577 | -143.18 | 0.0575 | 72.99 |
| MOROC 50 | CASAP 50 | 0.0495 | -34.99 | 0.0137 | 144.31 | 0.0 | 0.0 | 0.0358 | -34.72 | 0.0577 | -143.18 | 0.0575 | 72.99 |
| ORONU 50 | MAYUF 50 | 0.1463 | 158.98 | 0.0718 | 103.40 | 0.0176 | 106.33 | 0.2115 | 132.99 | 0.0747 | 32.21 | 0.1584 | -65.28 |
| ORONU 50 | PZINC 50 | 0.1854 | -40.13 | 0.0819 | 112.27 | 0.0297 | 101.62 | 0.1066 | -6.22 | 0.2516 | -156.93 | 0.2096 | 61.84 |
| ORONU 50 | PZINC 50 | 0.1309 | -35.25 | 0.0575 | 117.15 | 0.0160 | 161.62 | 0.0779 | -6.41 | 0.1765 | -150.29 | 0.1577 | 65.20 |

0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

LINE-LINE-GROUND FAULT ON BUS -PACHA 50 - TOTAL FAULT CURRENT = 2.35769(PU) AT 100.773(DEG)

RED PHASE FAULT CURRENT = 0.0 (PU) AT 0.0 (DEG)
 YELLOW PHASE FAULT CURRENT = 3.76897(PU) AT 177.29(DEG)
 BLUE PHASE FAULT CURRENT = 3.95186(PU) AT 32.74(DEG)

BUSBAR VOLTAGES

| BUSBAR | POSITIVE P-S. | | NEGATIVE P-S. | | ZERO P-S. | | RED PHASE | | YELLOW PHASE | | BLUE PHASE | |
|----------|---------------|----------|---------------|----------|-----------|----------|-----------|----------|--------------|----------|------------|----------|
| | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) |
| ALPAM 50 | 0.5336 | -7.17 | 0.3691 | 2.51 | 0.2228 | 3.70 | 1.1211 | -1.84 | 0.3145 | -161.56 | 0.2366 | 130.94 |
| CASAP 50 | 0.4776 | -6.66 | 0.3858 | -9.50 | 0.3148 | 0.01 | 1.1767 | -2.62 | 0.1641 | -162.18 | 0.1282 | 125.57 |
| KAYUP 50 | 0.9198 | -2.47 | 0.1518 | 5.95 | 0.6160 | 4.80 | 1.0862 | -1.19 | 0.8639 | -131.02 | 0.8259 | 124.77 |
| KOROC 50 | 0.4366 | -5.63 | 0.3931 | -0.98 | 0.3148 | 0.01 | 1.1931 | -2.32 | 0.1736 | -161.62 | 0.1324 | 128.79 |
| ORONU 00 | 0.8580 | -4.13 | 0.1863 | 5.22 | 0.6313 | 4.64 | 1.6734 | -2.26 | 0.7872 | -135.11 | 0.7376 | 124.83 |
| ORONU30 | 0.8636 | -3.93 | 0.1735 | 5.28 | 0.6239 | 4.51 | 1.6639 | -2.24 | 0.9051 | -134.19 | 0.7586 | 124.58 |
| ORONU 50 | 0.8885 | -3.37 | 0.1699 | 4.97 | 0.6228 | 4.12 | 1.6796 | -1.90 | 0.8238 | -133.14 | 0.7624 | 124.87 |
| PACHA 50 | 0.4423 | -2.45 | 0.4423 | -2.45 | 0.4423 | -2.45 | 1.3269 | -2.45 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| PZINC 50 | 0.8878 | -3.66 | 0.1625 | 4.88 | 0.6166 | 4.78 | 1.6665 | -2.25 | 0.8268 | -133.16 | 0.7672 | 124.37 |

BRANCH CURRENTS

| BUSBAR FROM TO | POSITIVE P-S. | | NEGATIVE P-S. | | ZERO P-S. | | RED PHASE | | YELLOW PHASE | | BLUE PHASE | |
|------------------|---------------|----------|---------------|----------|-----------|----------|-----------|----------|--------------|----------|------------|----------|
| | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) |
| ORONU 50ORONU30 | 0.2172 | 119.92 | 0.6698 | -74.29 | 0.6173 | -78.23 | 0.1349 | 129.53 | 0.2714 | 6.92 | 0.2552 | -132.66 |
| ORONU 50ORONU50 | 0.2172 | 119.92 | 0.6698 | -74.29 | 0.6173 | -78.23 | 0.1349 | 129.53 | 0.2714 | 6.92 | 0.2552 | -132.66 |
| ORONU 50ORONU 00 | 1.8662 | 187.14 | 0.9069 | -82.17 | 0.4692 | -83.96 | 0.5048 | 135.16 | 2.5396 | -7.61 | 2.4785 | -144.39 |
| ORONU 50PACHA 50 | 1.1441 | -73.58 | 0.7041 | 103.66 | 0.2758 | 96.86 | 0.1866 | -48.33 | 1.6554 | 178.85 | 1.6932 | 32.29 |
| ORONU 50PACHA 50 | 1.1441 | -73.58 | 0.7041 | 103.66 | 0.2758 | 96.86 | 0.1866 | -48.33 | 1.6554 | 178.85 | 1.6932 | 32.29 |
| PACHA 50KOROC 50 | 0.1374 | 99.88 | 0.1399 | -67.27 | 0.1192 | -76.15 | 0.1282 | -55.36 | 0.2584 | -11.11 | 0.2735 | -130.54 |
| PACHA 50ORONU 50 | 0.1374 | 99.88 | 0.1399 | -67.27 | 0.1192 | -76.15 | 0.1282 | -55.36 | 0.2584 | -11.11 | 0.2735 | -130.54 |
| KOROC 50ALPAM 50 | 0.3588 | 111.61 | 0.2165 | -86.79 | 0.2364 | -76.15 | 0.1637 | -97.21 | 0.6199 | -13.38 | 0.5498 | -129.15 |
| KOROC 50CASAP 50 | 0.6291 | -37.15 | 0.6235 | -31.60 | 0.0 | 0.0 | 0.6525 | -34.67 | 0.6288 | 155.00 | 0.6245 | 133.94 |
| KOROC 50CASAP 50 | 0.6291 | -37.15 | 0.6235 | -31.60 | 0.0 | 0.0 | 0.6525 | -34.67 | 0.6288 | 155.00 | 0.6245 | 133.94 |
| ORONU 50KAYUP 50 | 0.2384 | 131.98 | 0.1227 | -72.51 | 0.6136 | -75.31 | 0.1269 | 160.16 | 0.3359 | 21.86 | 0.2784 | -132.35 |
| ORONU 50PZINC 50 | 0.0894 | -5.95 | 0.1400 | -63.64 | 0.6231 | -86.62 | 0.2269 | -45.44 | 0.6362 | 36.49 | 0.1850 | 158.50 |
| ORONU 50PZINC 50 | 0.0828 | -1.67 | 0.0983 | -58.76 | 0.6124 | -86.62 | 0.1514 | -40.66 | 0.6265 | 49.35 | 0.1329 | 162.22 |

MACHINE CURRENTS

| BUSBAR | POSITIVE P-S. | | NEGATIVE P-S. | | ZERO P-S. | | RED PHASE | | YELLOW PHASE | | BLUE PHASE | |
|--------|---------------|---------------|---------------|-----------|--------------|------------|-----------|----------|--------------|----------|------------|----------|
| | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) | MAG(PU) | ANG(DEG) |
| ORONU | POSITIVE P-S. | NEGATIVE P-S. | ZERO P-S. | RED PHASE | YELLOW PHASE | BLUE PHASE | | | | | | |

- A P E N D I C E G -

LINEA 10 KV POMACOCHA - PACHACHACA
 T A B L A S D E L O S P O S T E S

| Número Defin. | Número Proyec. | Vano | Angulo | V. Medio | V. gravit. | Tipo poste | Suspensión Tipo | Contrapeso Galletas de 5 Kg. | Conexión Tierra | Funda. Concre. | Empalme |
|---------------|----------------|------|--------|----------|------------|------------|-----------------|------------------------------|-----------------|----------------|---------|
| | Pórtico | 75 | - | | | Metálico | Ap | - | Especial | | |
| 125 | 1 | 120 | - | 98 | 66 | 12-300 | S1 | 1 | 1 | | |
| 124 | 2 | 170 | 22°18' | 145 | 110 | 13-400 | T | - | 1 | 1 | |
| 123 | 3 | 114 | - | 142 | 54 | 14-400 | S1 | 3 | 1 | | |
| 122 | 4 | 130 | - | 122 | 250 | 13-400 | S1 | - | 11 | | |
| 121 | 5 | 172 | - | 151 | 88 | 12-500 | S1 | 2 | 1 | | |
| 120 | 6 | 145 | - | 159 | 375 | 13-500 | S1 | - | 1 | | |
| 119 | 7 | 175 | - | 160 | 22 | 12-500 | S1 | 4 | 1 | | |
| 118 | 8 | 50 | - | 118 | 53 | 12-400 | S1 | 2 | 1 | | |
| 117 | 9 | 127 | 14°11' | 78.50 | 108 | 13-300 | T 1 | - | 1 | | |
| 116 | 10 | 85 | - | 106 | 194 | 12-300 | S1 | - | 1 | | |
| 115 | 11 | 176 | - | 131 | 114 | 12-400 | S1 | 1 | 1 | | |
| 114 | 12 | 138 | - | 157 | 138 | 12-500 | S1 | 1 | 1 | | |
| 113 | 13 | 174 | - | 156 | 172 | 11-500 | S1 | - | 1 | | |
| 112 | 14 | 187 | - | 179 | 84 | 12-500 | S1 | 3 | 1 | | |
| 111 | 15 | 51 | - | 119 | 132 | 12-400 | S1 | - | 1 | | |
| 110 | 16 | 275 | 6°42' | 163 | 274 | 12-700 | S2 | - | 11 | 1 | |
| 109 | 17 | 105 | 6°57' | 190 | 130 | 12-700 | S4 | 4 | 1 | 1 | 3 |
| 103 | 18 | 132 | - | 119 | 120 | 12-400 | S1 | - | 1 | | |
| 107 | 19 | 103 | - | 120 | 22 | 12-400 | S2 | 6 | 1 | | |
| 105 | 20 | 116 | 16°31' | 112 | 158 | 14-400 | T1 | - | 11 | | |

DISTANCIA ACUMULADA = 2835

| Número Defin. Proyec. | Número | Vano | Angulo | V. Medio | V.Grexit. | Tipo poste | Suspens. Tipo | Contrapeso | |
|--------------------------|--------|------|--------|----------|-----------|------------|------------------|----------------------|---|
| | | | | | | | | Galletas de 5 kg. | Conexión Funda. Tierra Concre. Empalme |
| 105 | 21 | 102 | - | 109 | 128 | 12-300 | S1 | - | I |
| 104 | 22 | 153 | - | 127.5 | 122 | 12-400 | S1 | - | I |
| 103 | 23 | 156 | - | 155 | 163 | 12-400 | S1 | - | I |
| 102 | 24 | 123 | - | 140 | 120 | 12-400 | S1 | 1 | II |
| 101 | 25 | 100 | - | 112 | 140 | 12-400 | S1 | - | I |
| 100 | 26 | 126 | - | 113 | 125 | 12-300 | S1 | - | I |
| 99 | 27 | 94 | - | 110 | 117 | 12-300 | S1 | - | I |
| 98 | 28 | 162 | - | 128 | 88 | 12-400 | S1 | 1 | II |
| 97 | 29 | 109 | 5°18' | 135 | 265 | 12-700 | S2 | - | I |
| 96 | 30 | 245 | - | 177 | 113 | 13-500 | S2 | 2 | I |
| 95 | 31 | 122 | - | 184 | 235 | 14-500 | S3 | - | I |
| 94 | 32 | 125 | - | 124 | 86 | 12-400 | S1 | 1 | II |
| 93 | 33 | 162 | - | 144 | 74 | 12-400 | S1 | 2 | I |
| 92 | 34 | 166 | - | 164 | 136 | 12-500 | S1 | 1 | I |
| 91 | 35 | 156 | - | 161 | 170 | 13-500 | S1 | - | I |
| 90 | 36 | 97 | - | 127 | 74 | 12-400 | S1 | 2 | II |
| 89 | 37 | 131 | - | 114 | 128 | 12-300 | S1 | - | I |
| 88 | 38 | 135 | - | 133 | 82 | 12-400 | S1 | 2 | I |
| 87 | 39 | 129 | - | 132 | 208 | 12-400 | S1 | - | I |
| 86 | 40 | 76 | - | 103 | 103 | 12-300 | S1 | - | II |

3

DISTANCIA ACUMULADA = 5504

| Número Defin. Proyec. | Número Vano | Angulo | V. Medio | V. Gravit. | Tipo poste | Contrapeso | | | |
|-----------------------|-------------|--------|----------|------------|------------|---------------|-------------------|--------------------------------|----|
| | | | | | | Suspens. Tipo | Galletas de 5 kg. | Conex. Tierra. Concre. Empalme | |
| 85 | 41 | 124 | - | 100 | 104 | 12-300 | S1 | - | I |
| 84 | 42 | 124 | - | 124 | 100 | 13-400 | S1 | 1 | I |
| 83 | 43 | 129 | - | 127 | 195 | 13-400 | S1 | - | I |
| 82 | 44 | 134 | - | 132 | 100 | 12-400 | S1 | 1 | II |
| 81 | 45 | 91 | - | 113 | 96 | 13-400 | S1 | 1 | I |
| 80 | 46 | 184 | - | 138 | 73 | 13-400 | S1 | 2 | I |
| 79 | 47 | 176 | - | 180 | 280 | 13-500 | S2 | - | I |
| 78 | 48 | 70 | - | 123 | 170 | 12-400 | S1 | - | II |
| 77 | 49 | 72 | 13°05' | 71 | 53 | 13-400 | T | - | I |
| 76 | 50 | 40 | - | 56 | 70 | 12-300 | S1 | - | I |
| 75 | 51 | 214 | - | 127 | 102 | 13-400 | S1 | 1 | I |
| 74 | 52 | 167 | - | 191 | 112 | 12-500 | S3 | 3 | II |
| 73 | 53 | 120 | - | 144 | 170 | 12-400 | S1 | - | I |
| 72 | 54 | 63 | - | 92 | 118 | 12-300 | S1 | - | - |
| 71 | 55 | 174 | 28°05' | 119 | 164 | 13-400 | A2 | - | I |
| 70 | 56 | 144 | - | 159 | 140 | 12-400 | S1 | 1 | II |
| 69 | 57 | 105 | - | 125 | 86 | 12-400 | S1 | 1 | I |
| 68 | 58 | 169 | - | 137 | 180 | 12-400 | S1 | - | I |
| 57 | 59 | 91 | - | 130 | 95 | 12-400 | S1 | 2 | I |
| 66 | 60 | 75 | - | 83 | 88 | 12-300 | S1 | - | II |

3

| Número Defin. Proyec. | Número Vano | Angulo | V.Medfo | V.Gravít. | Tipo poste | Contrapeso | | Fund. Concre. | Empalme |
|--------------------------|----------------|--------|---------|-----------|------------|------------------|----------------------|------------------|---------|
| | | | | | | Suspens. Tipo | Galletas de 5 kg. | | |
| 65 | 80 | 7°02' | 78 | 67 | 12-400 | S1 | 4 | I | |
| 64 | 78 | - | 79 | 105 | 14-400 | S1 | - | I | |
| 63 | 114 | - | 96 | 80 | 13-400 | S1 | 1 | I | |
| 62 | 96 | - | 105 | 114 | 13-400 | S1 | - | II | |
| 61 | 98 | - | 97 | 70 | 12-300 | S1 | - | II | |
| 60 | 83 | - | 91 | 118 | 15-500 | S1 | - | I | 1 |
| 59 | 169 | - | 126 | 133 | 14-400 | S1 | 1 | I | |
| 58 | 157 | - | 163 | 118 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 57 | 191 | 1°42' | 174 | 195 | 14-400 | S1 | - | II | |
| 55 | 125 | 1°00' | 158 | 160 | 14-400 | T | - | I | |
| 55 | 150 | - | 138 | 152 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 54 | 106 | - | 128 | 110 | 12-400 | S1 | 1 | I | |
| 53 | 187 | - | 147 | 132 | 12-400 | S1 | 1 | II | |
| 52 | 127 | - | 157 | 16 | 12-400 | S1 | 4 | I | |
| 51 | 226 | - | 177 | 352 | 12-500 | S1/2 | - | I | 1 |
| 50 | 229 | - | 228 | 136 | 13-600 | S3/2 | 3 | I | 1 |
| 49 | 88 | - | 159 | 120 | 12-400 | S1 | 1 | II | - |
| 48 | 209 | - | 189 | 254 | 13-500 | S4 | - | I | 1 |
| 47 | 41 | 6°27' | 165 | 324 | 12-600 | S4 | - | I | 1 |
| 45 | 256 | - | 149 | 94 | 12-400 | S3/2 | 2 | I | 1 |
| 45 | 250 | - | 253 | 147 | 12-700 | S3 | 3 | II | 1 |

DISTANCIA ACUMULADA= 11 110

| Número Defín. Proyec. | Número Vano | Angulo | V.Medio | V.Gravit. | Tipo poste | Contrapeso | | | | |
|-----------------------|-------------|--------|---------|-----------|------------|---------------|-------------------|---------------|----------------|---------|
| | | | | | | Suspens. Tipo | Galletas de 5 kg. | Conex. Tierra | Funda. Concre. | Empalme |
| 44 | 81 | 78 | - | 164 | 217 | 12-500 | S3 | - | I | 1 |
| 43 | 82 | 202 | - | 140 | 170 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 42 | 83 | 94 | - | 148 | 115 | 12-400 | S2 | 1 | I | |
| 41 | 84 | 157 | - | 126 | 214 | 13-400 | S1 | - | II | 3 |
| 40 | 85 | 102 | - | 130 | 195 | 12-400 | S1/2 | - | I | 1 |
| 39 | 86 | 128 | - | 115 | 54 | 13-400 | S1/2 | 2 | I | 1 |
| 38 | 87 | 89 | 1°44' | 109 | 85 | 12-400 | S1 | 1 | I | |
| 37 | 88 | 165 | - | 127 | 67 | 12-400 | S1 | 2 | II | |
| 36 | 89 | 126 | - | 146 | 113 | 12-400 | S1 | 1 | I | |
| 35 | 90 | 126 | - | 126 | 126 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 34 | 91 | 138 | - | 132 | 124 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 33 | 92 | 186 | - | 162 | 169 | 13-500 | S1 | - | II | |
| 32 | 93 | 139 | 33°08' | 163 | 180 | 14-400 | A2 | - | II | 1 |
| 31 | 94 | 87 | - | 113 | 89 | 12-400 | S1 | 1 | I | |
| 30 | 95 | 102 | - | 95 | 112 | 13-400 | S1 | - | I | 1 |
| 29 | 96 | 167 | - | 135 | 37 | 12-400 | S1 | 3 | II | |
| 28 | 97 | 92 | - | 130 | 280 | 11-500 | S2 | - | I | |
| 27 | 98 | 113 | - | 103 | 24 | 13-400 | S1 | 3 | I | |
| 26 | 99 | 99 | - | 106 | 124 | 12-400 | S1 | 1 | | |
| 25 | 100 | 131 | 17°59' | 115 | 30 | 13-400 | T1 | 3 | I | 1 |

DISTANCIA ACUMULADA= 13 631

| Número Defín. | Número Proyec. | Vano | Angulo | V.Medfo | V.Gravft. | Tipo poste | Contrapeso | | | |
|---------------|----------------|------|--------|---------|-----------|------------|---------------|-------------------|---------------|---|
| | | | | | | | Suspens. Tipo | Galletas de 5 kg. | Conex. Tierra | |
| | | | | | | | Funda. | Concre. | Empalme | |
| 24 | 101 | 110 | - | 121 | 178 | 12-400 | S1 | - | II | |
| 23 | 102 | 161 | - | 136 | 158 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 22 | 103 | 119 | 18°27' | 140 | 142 | 13-400 | T1 | - | I | 1 |
| 21 | 104 | 103 | - | 111 | 167 | 12-300 | S1 | - | I | |
| 20 | 105 | 110 | - | 107 | 66 | 12-300 | S1 | 2 | II | |
| 19 | 106 | 120 | - | 115 | 72 | 12-300 | S1 | 2 | I | |
| 18 | 107 | 135 | - | 128 | 161 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 17 | 108 | 136 | - | 137 | 112 | 12-400 | S1 | 1 | I | 3 |
| 16 | 109 | 124 | - | 131 | 89 | 12-400 | S1 | 1 | II | |
| 15 | 110 | 113 | - | 119 | 152 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 14 | 111 | 58 | 4°56' | 86 | 134 | 13-400 | S2 | - | I | 1 |
| 13 | 112 | 136 | - | 112 | 100 | 12-300 | S1 | 1 | I | |
| 12 | 113 | 140 | - | 139 | 131 | 12-400 | S1 | - | II | |
| 11 | 114 | 101 | - | 107 | 120 | 12-300 | S1 | - | I | |
| 10 | 115 | 125 | - | 113 | 85 | 12-300 | S1 | 1 | I | |
| 9 | 116 | 127 | - | 126 | 143 | 12-400 | S1 | - | I | |
| 8 | 117 | 110 | - | 119 | 85 | 12-400 | S1 | 1 | II | 1 |
| 7 | 118 | 145 | 8°48' | 128 | 148 | 12-600 | S2 | 4 | I | 1 |
| 6 | 119 | 154 | - | 150 | 133 | 13-400 | S1 | 1 | I | |
| 5 | 120 | 152 | 19°00' | 168 | 174 | 14-400 | T1 | - | I | 1 |

DISTANCIA ACUMULADA=16142

| Número Defín. Proyec. | Vano | Angulo | V.Medio | V.Gravít. | Tipo poste | Suspens. Tipo | Contrapeso Galletas de 5 kg. | Conex. Tierra | Funda. Concre. | Empalme |
|-----------------------|------|------------|---------|-----------|------------|---------------|------------------------------|---------------|----------------|---------|
| 4 | 121 | 177 | - | 180 | 205 | 14-500 | S1 | - | II | 1 |
| 3 | 122 | 149 | - | 163 | 143 | 13-400 | S1 | 1 | I | 1 |
| 2 | 123 | 125 | - | 137 | 120 | 13-400 | S1 | 1 | I | 1 |
| 1 | 124 | 43 Anclaje | - | - | 110 | 14-400 | Ap | - | Especial | 1 |
| S.E. | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

DISTANCIA TOTAL = 16 636 m

BIBLIOGRAFIA

- ANCHIRAICO H. Aberlardo Normalización de Líneas aéreas de Distribución Eléctrica en Media Tensión. VI. Conimera Agosto 1981.
- A.I.E.E. TRANSACTIONS Junio 1969. Influence of Geometric Parameters on the Corona Loss of 220 and 400 Kv. Autor A. Deri And G. Fodor
- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Estudio de Sobretensiones Transitorias en Sistemas Eléctricos y Coordinación de Aislamiento. Editorial Limusa 1978. México.
- ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica. 2 Tomos. Edit. Limusa, 1980. México.
- DONALD FINK, H. WAYNE, John CARROL. Manual Práctico de Electricidad para Ingenieros. 3 Tomos, Editorial Reverte 1981-España.

FRANCOIS M. CAHEN, J.CARTERON. The French 380 Kv.
System Measurement of Corona Losses on
Transmission Lines Under Normal Operating
Conditions. Febrero 1958.

FRANCOIS MURRIS. Pérdidas de Línea de Transmisión
225 Kv. Abobo Kossou (Costa de Marfil).
Eléctrotécnica 1978.

FISCHER A. The Influence of Humidity on DC and AC
Breakdown Voltage of Air-Gaps-Electra
1970.

HILEMAN A.(Westinghouse Electric) Weather and its
Effect on Air Insulation Specifications.
1980.

I.E.E.E. TRANSACTIONS Vol. Pas 104 Abril 1985.
A Simplified Method for Estimating Lightning
Perfomance of Transmission Lines.

I.N.I.E. ELECTROPERU
Memoria Descriptiva de estudio de Descargas
atmosféricas Aplicados a Líneas Eléctricas
en Alta Cota.Junio 1979.
Memoria Descriptiva de Selección de Altas
Tensiones de Transporte y Estudio de Pará
metros Eléctricos en Líneas de Alta Cota.

LINARES HOLGUIN Jorge.

-Diseño de Sub-Estaciones Eléctricas de Alta Tensión. Asociación Electrotécnica Peruana . Enero 1984.

-Cálculo de Pérdidas por efecto Corona.

-Límite térmico y capacidad de transporte.

PEREZ GOMEZ Marino. Diseño de un Módulo Generador de Tensiones de Impulso. Agosto 1977.

UNTIVEROS ZALDIVAR Hernán. Diseño de Líneas de Transmisión Aérea a Altas Tensiones. Asociación Electrotécnica Peruana. Setiembre,1983.

YANQUE MONTUFAR, Justo. Curso de Alta Tensión Enero-Mayo,1985.

ZOPPETTI, Gaudencio. Estaciones Transformadoras y de Distribución. Ediciones G.Gili 1981. México.