

T-UES  
1504  
C-118  
1994

Ej. 2

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**



**"PROPUESTA PARA LA CONVERSION DEL NIVEL DE VOLTAJE A 46 KV, PARA LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA".**

**TRABAJO DE GRADUACION**  
**PRESENTADO POR:**

**MARIO ERNESTO CACERES CANJURA**  
**RAUL ANTONIO SHUL FLORES**

**PARA OPTAR AL TITULO DE:**

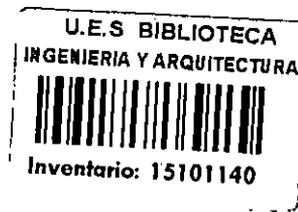
**INGENIERO ELECTRICISTA**

**NOVIEMBRE DE 1994**

**SAN SALVADOR, EL SALVADOR, CENTROAMERICA**



15101140  
15101140



## **AUTORIDADES UNIVERSITARIAS**

**RECTOR** : DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA  
**SECRETARIO GENERAL** : LIC. MIRNA ANTONIETA PERLA DE ANAYA

## **FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**

**DECANO** : ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR  
**SECRETARIO** : ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

## **ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**DIRECTOR** : ING. SALVADOR GERMAN



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

TRABAJO DE GRADUACION

COORDINADOR DEL TRABAJO :

  
\_\_\_\_\_  
ING. RICARDO COLORADO

ASESOR DEL TRABAJO :

  
\_\_\_\_\_  
ING. FREDY VILLALTA BARBERENA

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
Y ARQUITECTURA  
Universidad de El Salvador

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 22 de Noviembre de 1994  
en el local de Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica  
a las 9:00 horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la  
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Salvador de J. German  
Director
- 2- Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández  
Secretario
- 3- \_\_\_\_\_

Firma



Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Wilfredo Castro *W. Castro*
- 2- Ing. Manuel Antonio Bolaños *M. Bolaños*
- 3- Ing. Wilber Calderón Urrutia *W. Calderón*
- 4- Ing. Fredy Villalta *F. Villalta*
- 5- \_\_\_\_\_
- 6- \_\_\_\_\_

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de  
Graduación: "PROPUESTA PARA LA CONVERSION DEL NIVEL DE VOLTAJE A 46 KV, PARA LA ZONA  
INDUSTRIAL DE ACAJUTLA"

a cargo del (lós) Br(es): MARIO ERNESTO CACERES CANJURA

y

RAUL ANTONIO SHUL FLORES

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 7.6

( SIETE PUNTO SEIS )

## DEDICATORIA

Quiero compartir este triunfo que hoy he conseguido con todas aquellas personas que son muy importantes y especiales en mi vida, por eso, dedico con todo amor este trabajo a:

- **MIS PADRES :** Angela Canjura y Felipe Cáceres. Porque estoy seguro que han trabajado mucho para que este día llegara. Por su entrega total hacia mí, su ayuda y su apoyo. Y porque entre todas las cosas de este mundo que yo conozco, son ellos lo que he encontrado más parecido a Dios, pues digo creer en un Dios que ante todo es comunión y convivencia en el amor. Vayan para ustedes la dedicatoria y agradecimientos más especiales que yo pueda dar en mi vida.
  
- **DIOS, CREADOR DE TODO:** Por ser fuente de vida e inspiración para mí, sin lo cual, todo esto no hubiese sido posible. Así, quiero dedicar este triunfo de manera más explícita a esa parte de Dios que se llama Jesús, por haberme enseñado tanto de como ser en la vida.
  
- **MIS HERMANOS:** José Luis y Felipe Alexander, por haber abandonado la comodidad y haberse arriesgado hasta donde lo hicieron, por tratar de que las cosas cambiaran para nosotros. Gracias por su ayuda.  
Cecilia Elizabeth y Carlos Alfredo, por haberme ayudado y apoyado cuando lo necesité. Les agradezco mucho.  
Jorge Alberto, por ser en muchas ocasiones el elemento amigo y hermano que hacía falta para ver más allá de donde se quiere que veamos. Gracias por tu ayuda. Por todo esto he querido ubicarte donde hoy lo he hecho, para que así quede escrito.
  
- **MIS ABUELOS:** Por ser los sabios de mi familia. Aquellos hombres y mujeres que con tecomate y comal, hace muchos años ya luchaban por que un día yo llegara a conseguir lo que hoy celebro.
  
- **A MIS DEMAS FAMILIARES Y AMIGOS:**  
A Bessy Castillo, porque de alguna manera comprendió mi esfuerzo y así me apoyó, con lo cual se hacía más especial para mí.  
A la familia Orellana Medrano, por haberme apoyado y haber estado pendiente en todo.  
A la familia Gómez Sánchez, por haber sido siempre un lugar de apoyo y consuelo. Gracias tío Pablo, vaya esta dedicatoria hasta allí donde yo se que usted está.

Quiero por fin dedicar este triunfo, a todos aquellos que ya no están entre nosotros, pero que un día estando tubieron que partir por tratar de que la buena noticia del Reino se hiciese presente en este mundo. A todos desde lo más hondo les digo, **MUCHAS GRACIAS.**

Mario Ernesto Cáceres Canjura.

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo y triunfo, de manera muy especial , a las siguientes personas:

- A DIOS : Todopoderoso. Creador de todo el mundo.
- MIS PADRES : José Alberto Shul e Isabel Flores.
- MIS HERMANOS : Josefina, Fidelina, Rubén, José y Ronald.
- A TODOS MIS AMIGOS.

A todos les agradezco de todo corazón.

**Raúl Antonio Shul Flores**

## AGRADECIMIENTO

Queremos agradecer a todos aquellos que contribuyeron a la realización de este trabajo, especialmente a :

- Ing. Wilfredo Castro : Del departamento técnico de CLES.
- Ing. Ricardo Colorado : Coordinador del trabajo, por toda la ayuda proporcionada.
- Ing. Fredy Villalta : Asesor del trabajo.
- Ing. Salvador Germán : Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica

MUCHAS GRACIAS

**Mario Ernesto Cáceres Canjura**  
**Raúl Antonio Shul Flores**

## PREFACIO

El tema de la energía en general, está siendo cada vez de mayor actualidad, y con justa razón, pues se está enfrentando ya, una situación de crisis energética a nivel mundial, por lo cual, estudiar y preocuparse de la temática energética, no es ya cosa superflua, sino más bien, una necesidad con caracter urgente.

Desde luego que el panorama energético nacional nuestro, no escapa a dicha realidad, sino por el contrario, este panorama energético para El Salvador presenta cuadros nada alentadores en comparación con otros países del área centroamericana, y aún, con respecto a países del área latinoamericana.

Todo esto hace y obliga a que, en nuestro país se hagan esfuerzos profundos por estudiar y conocer la realidad energética que enfrentamos, así como también las causas que han dado origen a tal situación, para que luego, se puedan aportar las mejores ideas en la búsqueda de soluciones que permitan ir resolviendo y mejorando la situación energética nacional.

Indudablemente que la energía eléctrica es un aspecto fundamental y de vital importancia dentro de lo que es el panorama de energía global en el país, por lo que esta requiere de un tratamiento especial y específico.

Aproximadamente un 30% de la energía consumida en el país se emplea en la industria. Cerca de la tercera parte de esta energía utilizada lo es en forma de electricidad. Esto da una mejor idea acerca de la importancia del tema de la energía eléctrica, y por lo tanto, de aquellos sistemas que interviene en relación a esta, tal como los sistemas de generación, transmisión, distribución y consumo de dicha energía.

Todos estos sistemas deben ser optimizados, tendientes a lograr una reducción en las pérdidas, bajar los costos de energía, un uso más adecuado de la energía, garantizar la continuidad y calidad en el servicio, y en general, a conseguir que estos sistemas sean más eficientes. Logicamente, estas mejoras en los sistemas, han de trasladarse y hacerse sentir en mejoras a las condiciones y niveles de vida de la población.

En este sentido, la Universidad de El Salvador siempre pretende proyectarse y hacer aportes sustanciales en la búsqueda de soluciones hacia aquellos problemas que más urge a la sociedad salvadoreña resolver, tal como el caso planteado hoy. Por la especificidad del problema, compete de una manera especial a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, adelantarse y profundizar en dicha problemática, y es así, como a través de los trabajos de graduación pretende en la medida de lo posible, aportar soluciones y resolver problemas, los cuales deben ser objetivamente considerados como reales, importantes, urgentes y de sumo caracter práctico.

Es así, como hoy se presenta aquí, el documento correspondiente al tema de trabajo de graduación: " Propuesta para la conversión del nivel de voltaje a 46 KV, para la zona industrial de Acajuja". Con este documento se pretende dar a la Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate ( CLES ), documentación con análisis, recomendaciones y diseños específicos, que le permitan resolver este problema.

## RESUMEN DEL TRABAJO

Este trabajo consta de nueve capítulos, en los cuales se ha tratado de llevar un orden desde lo más general hasta lo más específico. El resumen por capítulos, es como sigue:

Capítulo 1: se dan los antecedentes y el planteamiento global del problema, así como también, algunos conceptos introductorios importantes.

Capítulo 2: se hace una descripción general de la red de la Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate (CLES), mostrando datos y diagrama de todos los circuitos de que consta.

Capítulo 3: en esta parte se hace la descripción de la línea de abastecimiento de energía eléctrica en la zona industrial de Acajutla. Se presentan algunos datos muy importantes, tal como la carga que maneja la línea, con lo cual por comparación se determina el crecimiento anual de carga en la zona, o sea, en la línea.

Capítulo 4: se hacen aquí algunas estimaciones de costos en el diseño de líneas de transmisión. También, se hace aquí, el diseño de la ecuación para el cálculo de la sección transversal del conductor más económico para ciertas condiciones de operación.

Capítulo 5: con base a la ecuación anteriormente mencionada, se hace en esta parte las evaluaciones de las cuatro alternativas presentadas, todo esto tendiente a darnos los costos por alternativa, para efecto de hacer las primeras estimaciones económicas.

Capítulo 6: se introducen en esta parte, ciertos conceptos relacionados con el diseño de las líneas de transmisión.

Capítulo 7: aquí se hace un tratado especial o guía para el tratamiento y selección de aisladores bajo las influencias de un medio contaminado atmosféricamente.

Capítulo 8: en este capítulo se hace el diseño de la línea nueva a 46 KV, tomando en cuenta aspectos muy importante, tal como la coordinación de las protecciones para la línea (coordinación (RELE-FUSIBLE)). Se dan recomendaciones para el armado de las diferentes estructuras que componen la línea, y también, se presenta un plano mostrando las dos líneas.

Capítulo 9: en este último capítulo se hacen las consideraciones económicas bajo las cuales se hará y tomará la decisión final al respecto.

## TABLA DE CONTENIDOS

|  | PAGINA   |
|--|----------|
| <b>CAPITULO 1. PLANTEAMIENTO GLOBAL DEL PROBLEMA<br/>Y CONCEPTOS GENERALES INTRODUCTORIOS.....</b>                                   | <b>1</b> |
| 1.1. ANTECEDENTES.....   | 1        |
| 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....   | 1        |
| 1.3. CONCEPTOS GENERALES IMPORTANTES.....  | 2        |
| <b>CAPITULO 2. RED GENERAL DE LA COMPAÑIA DE LUZ ELECTRICA<br/>DE SONSONATE (CLES).....</b>  | <b>3</b> |
| 2.1. DIAGRAMA UNIFILAR.....  | 3        |
| 2.2. CIRCUITO SANTA ANA.....   | 5        |
| 2.2.1. LINEA CLES SANTA ANA.....   | 5        |
| 2.2.2. LINEA CLES EL AGUILA.....   | 6        |
| 2.3. CIRCUITO LOS LAGARTOS.....  | 6        |
| 2.3.1. LINEA CLES LOS LAGARTOS.....  | 6        |
| 2.3.2. LINEA CLES SAN ISIDRO.....  | 7        |
| 2.4. CIRCUITO CLES COMERCIAL.....  | 7        |
| 2.4.1. LINEA CLES COMERCIAL.....   | 7        |
| 2.4.2. LINEA CLES INDUSTRIAL.....  | 7        |
| 2.4.3. LINEA CLES ACAJUTLA.....  | 7        |
| 2.5. CONCLUSIONES.....   | 8        |
| <b>CAPITULO 3. LINEA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DE LA ZONA<br/>INDUSTRIAL DE ACAJUTLA ( LINEA CLES INDUSTRIAL ).....</b> | <b>9</b> |
| 3.1. EMPRESAS QUE COMPONEN LA ZONA INDUSTRIAL.....   | 9        |
| 3.2. DIAGRAMA UNIFILAR Y CALCULO DE CORRIENTES POR RAMAL.....  | 10       |
| 3.3. CONDICIONES CLIMATICAS Y AMBIENTALES.....   | 12       |
| 3.4. HISTORIAL RECIENTE DE FALLAS EN LA LINEA.....   | 13       |
| 3.5. REACCION Y POSICION DE LAS EMPRESAS INDUSTRIALES<br>RESPECTO AL PROBLEMA EN LA LINEA.....                                       | 14       |
| 3.6. ESTADO ACTUAL DE LA LINEA.....  | 16       |
| 3.6.1. INTERCONEXION EN PLANTA TERMICA DE CEL EN ACAJUTLA.....   | 16       |
| 3.6.2. CAPACIDAD Y FACTIBILIDAD TECNICA EN SUBESTACION DE CEL<br>PARA EL CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE DE 34.5 A 46 KV.....             | 19       |
| 3.6.3. ESTADO Y CONDICIONES DE LA LINEA DE DISTRIBUCION A 34.5 KV.....   | 19       |
| 3.6.3.1. ESTADO FISICO Y CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO<br>DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA LINEA.....                                | 19       |
| 3.6.3.2. FUNCIONAMIENTO Y CONDICIONES DE TRABAJO DE LA LINEA.....  | 21       |
| 3.6.3.2.1. CARGA ACTUAL DE LA LINEA.....   | 22       |
| 3.6.3.2.2. CARGA ANTERIOR DE LA LINEA.....   | 29       |
| 3.6.3.3. CRECIMIENTO ANUAL DE CARGA.....   | 29       |
| 3.7. CONCLUSIONES.....   | 31       |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....  | 32       |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CAPITULO 4. CONSIDERACIONES Y ANALISIS TECNICO ECONOMICO<br/>EN EL DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.....</b>   | <b>33</b> |
| 4.1. ESTIMACION DE COSTOS.....   | 33        |
| 4.2. SECCION TRANSVERSAL MAS ECONOMICA DE UN CONDUCTOR.....  | 34        |
| 4.3. EL EFECTO CORONA.....   | 35        |
| 4.4. DENSIDAD DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES.....   | 38        |
| 4.5. CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR EL NIVEL DE TENSION.....   | 38        |
| 4.6. EFECTO DEL AUMENTO DE CARGA EN LAS LINEAS DE TRANSMISION.....   | 39        |
| 4.7. TECNICAS DE INGENIERIA ECONOMICA UTILIZADAS EN EL ANALISIS Y DISEÑO<br>DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.....  | 40        |
| 4.8. DISEÑO DE ECUACION PARA ENCONTRAR EL AREA DEL<br>CONDUCTOR MAS ECONOMICO.....   | 42        |
| 4.9. CONCLUSIONES.....   | 47        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....  | 48        |
| <br>   |           |
| <b>CAPITULO 5. ANALISIS TECNICO ECONOMICO PARA EL DISEÑO DE<br/>LA LINEA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN<br/>LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA.....</b> | <b>49</b> |
| 5.1. DESCRIPCION DE RAMALES, DISTANCIAS Y POTENCIAS EN LA LINEA.....   | 50        |
| 5.2. CALCULO DE "IID" PARA ECUACIONES.....   | 51        |
| 5.3. COSTOS POR PERDIDAS DE POTENCIA PARA LA ACTUAL LINEA<br>A 34.5 KV, MANTENIENDO EL MISMO CONDUCTOR.....  | 51        |
| 5.4. CALCULO DE NUEVO CONDUCTOR PARA LA ACTUAL LINEA A 34.5 KV<br>Y COSTOS TOTALES POR PERDIDAS Y CONDUCTOR.....   | 53        |
| 5.5. COSTOS TOTALES POR PERDIDAS Y CONDUCTOR PARA UN NUEVO NIVEL<br>DE VOLTAJE A 46 KV, MANTENIENDO EL MISMO CONDUCTOR ACTUAL.....                             | 54        |
| 5.6. CALCULO DEL NUEVO CONDUCTOR PARA<br>UN NUEVO NIVEL DE VOLTAJE A 46 KV.....  | 55        |
| 5.7. CUADROS COMPARATIVOS DE RESULTADOS PARA CADA CASO.....  | 57        |
| 5.8. TOMA DE DECISION RESPECTO A LA ALTERNATIVA MAS CONVENIENTE.....   | 61        |
| 5.9. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES.....   | 62        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....  | 63        |
| <br>   |           |
| <b>CAPITULO 6. CONCEPTOS GENERALES EN<br/>EL DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION.....</b>  | <b>64</b> |
| 6.1. MATERIALES UTILIZADOS COMO CONDUCTORES EN LINEAS DE TRANSMISION.....  | 64        |
| 6.2. DATOS PRELIMINARES NECESARIOS.....  | 67        |
| 6.3. CODIGOS DE SEGURIDAD.....   | 68        |
| 6.4. DIFERENTES TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS.....   | 69        |
| 6.5. VANO NORMAL, VANO REGLA (RULING SPAN), VANO DE PESO Y VANO HORIZONTAL.....  | 70        |
| 6.6. CONSIDERACIONES AL SELECCIONAR CONDUCTORES PARA UNA LINEA.....  | 72        |
| 6.7. ESFUERZOS Y DEFORMACIONES EN LOS CONDUCTORES.....   | 73        |
| 6.8. CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES<br>UTILIZANDO LOS METODOS DE LA CATENARIA Y PARABOLA.....  | 75        |
| 6.8.1. METODO DE LA CATENARIA.....   | 76        |
| 6.8.2. METODO DE LA PARABOLA.....  | 77        |
| 6.9. EFECTO DE LAS CARGAS DE VIENTO EN EL CALCULO MECANICO DE CABLES.....  | 78        |
| 6.10. TRAZO DE UNA LINEA DE TRANSMISION.....   | 79        |
| 6.11. VANO, LUZ, FLECHA Y APOYOS.....  | 80        |
| 6.12. DATOS E INFORMACION QUE SE INCLUYEN EN EL DISEÑO DE UNA LINEA.....   | 81        |
| 6.13. AISLAMIENTO Y SELECCION DE AISLADORES.....   | 82        |

|  |            |
|--|------------|
| 6.1.1. CONCLUSIONES.....   | 82         |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....  | 83         |
| <b>CAPITULO 7. DIFERENTES CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO<br/>Y SELECCION DE AISLADORES EN LINEAS DE TRANSMISION.....</b> | <b>84</b>  |
| 7.1. AISLADORES DE SUSPENSION.....   | 84         |
| 7.2. DISTRIBUCION DE POTENCIAL EN UNA<br>CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION.....   | 88         |
| 7.3. CARACTERISTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS<br>Y SU EFECTO SOBRE LAS LINEAS DE TRANSMISION.....                   | 92         |
| 7.3.1. CARACTERISTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.....  | 92         |
| 7.3.1.1. FORMACION Y EVOLUCION DE LA DESCARGA.....   | 92         |
| 7.3.1.2. CARACTERISTICA DE LA DESCARGA ELECTRICA.....  | 94         |
| 7.3.1.3. NIVEL ISOCERAUNICO.....   | 95         |
| 7.3.2. NUMERO DE DESCARGAS A UNA LINEA.....  | 95         |
| 7.3.2.1. DENSIDAD DE LAS DESCARGAS.....  | 95         |
| 7.3.2.2. SOMBRA ELECTRICA.....   | 95         |
| 7.3.2.3. NUMERO DE DESCARGAS DIRECTAS A UNA LINEA.....   | 97         |
| 7.3.2.4. DISTRIBUCION EN TORRE Y VANOS.....  | 97         |
| 7.3.3. SALIDAS DE LA LINEA.....  | 98         |
| 7.3.3.1. SALIDAS POR FALLAS DEL APANTALLAMIENTO.....   | 98         |
| 7.3.3.2. SALIDAS POR FLAMEO INVERSO.....   | 98         |
| 7.3.3.3. NUMERO TOTAL DE SALIDAS DE LA LINEA<br>POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.....  | 99         |
| 7.4. CONSIDERACIONES EN LA SELECCION DE AISLADORES BAJO<br>CONDICIONES DE CONTAMINACION ATMOSFERICAS.....                | 99         |
| 7.4.1. CLASES DE DEPOSITOS CONTAMINANTES.....  | 99         |
| 7.4.2. CLASIFICACION DE LAS INSTALACIONES<br>DE ACUERDO CON SU GRADO DE CONTAMINACION.....                               | 100        |
| 7.4.3. EFECTO DE LOS DEPOSITOS CONTAMINANTES SOBRE EL AISLADOR.....  | 101        |
| 7.4.4. SOLUCIONES AL PROBLEMA DE LA CONTAMINACION.....   | 102        |
| 7.4.4.1. SOBREAISLAMIENTO.....   | 102        |
| 7.4.4.2. AISLADORES DE DISEÑO ESPECIAL.....  | 103        |
| 7.4.4.3. LIMPIEZA Y LAVADO DE AISLADORES.....  | 107        |
| 7.4.4.4. RECUBRIMIENTOS SUPERFICIALES.....   | 109        |
| 7.4.4.5. AISLADORES ESTABILIZADOS. ESMALTES RESISTIVOS.....  | 111        |
| 7.5. CONCLUSIONES.....   | 112        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....  | 113        |
| <b>CAPITULO 8. DISEÑO DE LA LINEA NUEVA A 46 KV<br/>Y PRESENTACION DEL PLANO.....</b>                                    | <b>114</b> |
| 8.1. RUJA DE LA LINEA.....   | 114        |
| 8.2. CALCULO DE LA FLECHA MAXIMA Y<br>DETERMINACION DE LA ALTURA DE LOS POSTES.....                                      | 114        |
| 8.2.1. CRUZAMIENTO DE CARRETERAS.....  | 115        |
| 8.2.2. CRUZAMIENTO DE LINEAS FERREAS.....  | 117        |
| 8.3. DETERMINACION DEL TAMAÑO DE LOS CRUCEROS.....   | 118        |
| 8.4. AISLADORES, CORTACIRCUITOS Y PARARRAYOS.....  | 119        |
| 8.4.1. AISLADORES.....   | 119        |
| 8.4.1.1. AISLADORES DE SUSPENSION TIPO LAPP<br>PARA AMBIENTES CONTAMINANTES.....   | 119        |
| 8.4.1.2. AISLADORES DE ESPIGA TIPO COLUMNA.....  | 119        |

|   |            |
|---|------------|
| 8.4.2. CORTACIRCUITOS.....  | 120        |
| 8.4.3. PARARRAYOS.....  | 120        |
| 8.5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....  | 120        |
| 8.5.1. PRINCIPIOS GENERALES DE COORDINACION.....  | 120        |
| 8.5.2. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN LA<br>LINEA A 46 KV EN LA ZONA INDUSTRIAL.....   | 121        |
| 8.6. CONFIGURACION DE LA LINEA Y TIPO DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS.....                        | 125        |
| 8.6.1. CONFIGURACION DE LA LINEA.....   | 125        |
| 8.6.2. TIPO DE ESTRUCTURAS.....   | 125        |
| 8.7. MATERIALES A UTILIZAR Y COSTOS TOTALES DE LA LINEA.....                                | 125        |
| 8.8. PLANO DE LA LINEA.....   | 127        |
| 8.9. RECOMENDACIONES PARA LA CONSTRUCCION DE LA LINEA.....                                  | 127        |
| 8.9.1. CONSTRUCCION DE LA LINEA Y ARMADO DE ESTRUCTURAS.....                                | 127        |
| 8.9.1.1. ESTAQUEO DE LA LINEA.....  | 127        |
| 8.9.1.2. EMPOTRAMIENTOS.....  | 127        |
| 8.9.1.3. VARILLAS PARA TIERRA.....  | 128        |
| 8.9.1.4. ANCLAJE.....   | 128        |
| 8.9.1.5. ARMADO DE ESTRUCTURAS.....   | 128        |
| 8.9.1.6. RETENIDAS.....   | 130        |
| 8.9.1.7. TENDIDO DE CONDUCTORES.....  | 130        |
| 8.9.1.8. TENSADO DE CONDUCTORES.....  | 130        |
| 8.9.1.9. APERTURAS, REMATES, DERIVACIONES.....  | 130        |
| 8.9.2. MANEJO Y CUIDADOS PARA EL MONTAJE DE AISLADORES.....                                 | 131        |
| 8.9.2.1. INTRODUCCION.....  | 131        |
| 8.9.2.2. MATERIALES.....  | 131        |
| 8.9.2.2.1. FRAGMENTACION.....   | 131        |
| 8.9.2.2.2. ABRASION.....  | 132        |
| 8.9.2.2.3. CORROSION.....   | 132        |
| 8.9.2.3. MANEJO.....  | 132        |
| 8.9.2.4. INSTALACION.....   | 133        |
| 8.9.2.4.1. ACOUPLE Y DESACOUPLE.....  | 133        |
| 8.9.2.4.2. CHAVETAS Y PASADORES.....  | 133        |
| 8.9.2.4.3. DOBLAMIENTO DE CADENAS DE AISLADORES.....  | 133        |
| 8.9.2.5. CARACTERISTICAS.....   | 134        |
| 8.9.2.5.1. CARACTERISTICAS DE FLAMEO.....   | 134        |
| 8.9.2.5.2. CARACTERISTICAS DE DISTANCIA DE FUGA<br>Y DE DISTANCIA DE ARCO.....              | 134        |
| 8.9.2.5.3. CARACTERISTICAS DE RESISTENCIA ELECTRICA Y MECANICA ULTIMA.....                  | 134        |
| 8.9.2.5.4. PRUEBA MECANICA DE RUTINA.....   | 134        |
| 8.9.2.6. CARGA MECANICA.....  | 135        |
| 8.9.2.7. LIMITACIONES DE SERVICIO.....  | 135        |
| 8.9.2.7.1. ALTA FRECUENCIA.....   | 135        |
| 8.9.2.7.2. TEMPERATURAS EXTREMAS.....   | 136        |
| 8.9.2.7.3. VIBRACION.....   | 136        |
| 8.9.2.7.4. CORROSION.....   | 136        |
| 8.9.2.8. AISLADORES DAÑADOS.....  | 136        |
| 8.10. CONCLUSIONES.....   | 136        |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....   | 138        |
| <b>CAPITULO 9. CONSIDERACIONES ECONOMICAS FINALES<br/>Y CONCLUSIONES GENERALES.....</b>     | <b>139</b> |
| 9.1. COSTO DE MANO DE OBRA POR DESMONTAJE DE<br>CONDUCTOR ACTUAL EN LA LINEA A 34.5 KV..... | 139        |

|  |     |
|--|-----|
| 9.2. COSTO DE MANO DE OBRA POR MONTAR CONDUCTOR NUEVO Y ACCESORIOS EN ESTRUCTURAS EXISTENTES A 34.5 KV.....    | 139 |
| 9.3. COSTO PARA CIES POR LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO EN CASO DE FALLA EN LA LINEA .....     | 140 |
| 9.3.1. DETERMINACION DEL COSTO POR HORA DEL MANTENIMIENTO EN CASO DE FALLA.....                                | 140 |
| 9.3.2. DETERMINACION DEL COSTO POR HORA POR LO QUE SE DEJA DE FACTURAR EN CASO DE FALLA.....                   | 142 |
| 9.3.3. COSTO TOTAL POR HORA PARA CIES EN CASO DE CORTE DE ENERGIA POR FALLA EN LA LINEA.....                   | 142 |
| 9.4. CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS TOTALES.....   | 143 |
| 9.5. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE CEL PARA ABSORVER EL INCREMENTO DE CARGA DE LOS PROXIMOS 15 AÑOS..... | 145 |
| 9.6. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES PARA EL VOLTAJE ACTUAL DE 34.5 KV.....                                   | 147 |
| 9.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....   | 147 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES.....  | 148 |
| ANEXOS.....  | 151 |

## LISTA DE TABLAS

| TABLA |  | PAGINA |
|-------|--|--------|
| 3.1.  | EMPRESAS DE LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA.....                            | 9      |
| 6.1.  | CARACTERISTICAS IMPORTANTES DE LOS CONDUCTORES<br>DE COBRE Y ALUMINIO..... | 65     |
| 7.1   | CARACTERISTICAS DE RECUBRIMIENTOS A BASE DE<br>HIDROCARBUROS.....          | 110    |
| 8.1.  | DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD SEGUN<br>TABLA 232 - 1 DEL NESC.....       | 116    |
| 8.2.  | CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....   | 122    |
| 8.3.  | MATERIALES Y COSTOS.....   | 126    |
| 8.4.  | EMPOTRAMIENTO DE POSTES.....   | 127    |
| 8.5.  | CARACTERISTICAS DE POSTES DE CONCRETO.....                                 | 129    |

## LISTA DE FIGURAS

| FIGURA |  | PAGINA |
|--------|--|--------|
| 2.1.   | RED GENERAL DE CLES.....   | 4      |
| 3.1.   | DIAGRAMA UNIFILAR LINEA CLES INDUSTRIAL.....   | 11     |
| 3.2.   | DIAGRAMA DE CONEXIONES EN SUBESTACION ELECTRICA DE CEL.....  | 17     |
| 3.3.   | GRAFICO DE BARRAS PARA CALCULAR "H".....   | 26     |
| 5.1.   | DIAGRAMA LINEAL DE LA LINEA.....   | 50     |
| 6.1.   | GRAFICA ESFUERZO-ESTIRAMIENTO Y CURVAS DE DEFORMACION<br>QUE ILUSTRAN EL ORIGEN DE LOS VALORES USADOS<br>EN EL CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES..... | 75     |
| 6.2.   | PARABOLA DESCRITA POR UN CABLE.....  | 77     |
| 7.1.   | AISLADOR DE SUSPENSION.....  | 85     |
| 7.2.   | PIEZA DE PORCELANA ESMALTADA CON ESMALTE<br>A LA COMPRESION.....   | 87     |
| 7.3.   | CONJUNTO DE CONDENSADORES CONECTADOS.....  | 89     |
| 7.4.   | CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CADENA DE CUATRO<br>AISLADORES SUSPENDIDOS.....  | 90     |
| 7.5.   | CARACTERISTICAS QUE MUESTRAN LA DISTRIBUCION DE VOLTAJE<br>PARA CADENAS DE AISLADORES DE DIFERENTE LONGITUD.....                                   | 91     |
| 7.6.   | EVOLUCION DE LA DESCARGA ATMOSFERICA.....  | 93     |
| 7.7.   | SOMBRA ELECTRICA DE LA LINEA.....  | 96     |
| 7.8.   | AISLADORES DE SUSPENSION.....  | 104    |
| 7.9.   | AISLADORES DE BARRA.....   | 105    |
| 7.10.  | PERFILES DE CAMPANAS PARA AISLADORES.....  | 106    |
| 8.1.   | ESQUEMA PARA LA DETERMINACION DE LA ALTURA DE LOS POSTES.....  | 115    |
| 8.2.   | ESQUEMA DE COORDINACION DE PROTECCION RELE-FUSIBLE.....  | 121    |
| 8.3.   | CURVAS PARA COORDINACION RELE-FUSIBLE.....   | 124    |
| 9.1.   | CURVAS PARA COORDINACION RELE-FUSIBLE PARA 34.5 KV.....  | 148    |

## CAPITULO 1

### PLANTEAMIENTO GLOBAL DEL PROBLEMA Y CONCEPTOS GENERALES INTRODUCTORIOS.

#### 1.1. ANTECEDENTES.

La red actual de subtransmisión de CLES, posee un nivel de voltaje de 34.5 KV. La zona de mayor interés y preocupación para esta compañía, es la zona industrial de Acajutla, por ser esta un centro potencial de carga, pues es bien sabido que en esta zona industrial se encuentran muchas empresas grandes e importantes para el país. Vale mencionar el caso de CEPA ( Comisión Ejecutiva Portuaria Autónoma ), RASA ( Refinería Petrolera Acajutla S.A. ), FERTICA ( Fertilizantes de Centro América ), CIEL ( Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa ), ALCASA ( Almacenadora Centroamericana S.A. ), etc..Lógicamente esta zona queda servida por el nivel de voltaje ya mencionado de 34.5 KV.

En los años en que dicha línea se diseñó y construyó, este nivel de voltaje se consideró adecuado, sin embargo, en este momento, este nivel de voltaje de subtransmisión ya no es considerado tan bueno o adecuado como lo era antes, y así también la línea en sí. Y hay varias razones por lo cual puede decirse esto. Primero, porque cuando la red se diseñó y construyó, se hizo pensando en una vida útil para la línea de 50 años, la cual ya se ha alcanzado. Segundo, porque el crecimiento de cargas ultimamente acelerado en la zona, ha hecho que las condiciones y capacidad en MVA de la línea, se vean peligrosamente amenazadas. Tanto así que, en el mes de marzo del año anterior, la CLES procedió a hacer una modesta modificación en la línea, cambiando el conductor de cobre de 35 mm por uno de aluminio ACSR # 1/0. Esta modificación, sin embargo, sirve solamente para darse un "respiro" en la búsqueda de una solución real y efectiva al problema, que es lo que hoy se pretende iniciar con la elaboración de este trabajo. Tercero, porque hay condiciones de carácter energético en cuanto al ahorro y uso eficiente de la energía, que obligan a hacer estos cambios.

#### 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Existen varias razones por las cuales es necesario y urgente considerar el cambio de línea y de nivel de voltaje a 46 KV, tal como las razones anteriormente mencionadas. Pero además de estas hay otras. Por ejemplo, todas las empresas de la zona están exigiendo a CLES que mejore significativamente el servicio ofrecido a través de su línea, y también se le está recordando ver el mal estado en que esta se encuentra. Esto hace que la CLES véa con mayor urgencia y seriedad el problema. Además, al igual que otras compañías similares, necesitan de ayuda internacional para hechar a andar muchos proyectos, y esta ayuda internacional está siendo ya condicionada a que en El Salvador debe haber una normalización de nivel de voltaje de subtransmisión a 46 KV.

El problema se centra entonces, en hacer un cambio de línea para servir a esta zona industrial pasando de 34.5 KV a 46 KV, siempre y cuando sea esta la mejor alternativa al problema global. Es por esto que lo que se plantea es, hacer un estudio serio que permita dar luces al respecto, y luego, concretizar en diseños específicos de la nueva línea.

### 1.3. CONCEPTOS GENERALES IMPORTANTES.

Debido a que a lo largo de este documento se estará hablando y tratando sobre líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, líneas de distribución, subestaciones transformadoras, centrales generadoras, etc., se considera necesario definir y describir desde el principio en una forma bastante resumida estos tópicos, para conocer como se maneja o entiende esto en nuestro país.

En nuestro país se tienen tres clases de fuentes generadoras, las centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas y las centrales a gas. Ya que en nuestro medio el mayor porcentaje de energía se obtiene de las centrales hidroeléctricas, y estas centrales distan muchos kilómetros de los centros de consumo, se origina la necesidad de sistemas de transporte de energía eléctrica pasando a través de diferentes rangos de voltaje.

La razón por la cual se transporta la energía a tensiones elevadas, es porque es más económico, ya que al elevar la tensión, la corriente disminuye y al disminuir esta, disminuyen las pérdidas en la línea, y disminuye también el diámetro del conductor. Los sistemas primarios son aquellos que llevan la potencia eléctrica hasta el consumidor haciendo la transferencia desde los sistemas de subtransmisión.

A continuación, se muestran los diferentes niveles de tensión que se utilizan en nuestro país:

|                                 |                           |
|---------------------------------|---------------------------|
| Central generadora              | 13.8 KV                   |
| Subestación elevadora           | 13.8 KV / 115-230 KV      |
| Líneas de transmisión           | 115 KV - 230 KV           |
| Estaciones de subtransmisión    | 115-230 KV / 69-46 KV     |
| Líneas de subtransmisión        | 69 KV - 46 KV             |
| Subestaciones reductoras        | 69-46 KV / 34.5-13.2 KV   |
| Líneas de distribución primaria | 34.5- 13.2 KV / 600-120 V |

Un buen sistema de distribución dependerá en gran medida de una adecuada planificación para poder cumplir con sus principales objetivos que se pueden resumir de la siguiente manera:

- 1.- Mantener una tensión de suministro de la energía dentro de los límites de 5% de regulación.
- 2.- Seguridad en el suministro de la energía y una continuidad en el servicio.
- 3.- Dimensionamiento adecuado de la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo.

## CAPITULO 2

### RED GENERAL DE LA COMPAÑIA DE LUZ ELECTRICA DE SONSONATE.

**INTRODUCCION.** En esta parte se pretende llegar hasta el conocimiento de aquellos aspectos más importantes que definen de mejor manera la red eléctrica de CLES.

Es muy importante poseer una visión panorámica bastante completa y precisa del fenómeno bajo estudio, ya que, como en este caso, aún cuando lo medular del problema a resolver se encuentra en la línea de la zona industrial de Acajutla, es muy deseable conocer la problemática general de toda la red de CLES, pues aquella línea bajo estudio es parte de esta red, y por lo tanto, no se encuentra aislada, aunque en un primer momento así lo parezca. Esto debido a que no se está viendo el problema sólo bajo criterios técnicos de ingeniería eléctrica, sino también de otros tipos, donde por ejemplo, los criterios económicos son muy importantes y definitorios. Es como contextualizar mejor el problema estudiado.

En busca de lograr ese objetivo, se presenta aquí, el diagrama unifilar de la red de CLES, en el cual pueden apreciarse de manera rápida los diferentes elementos constituyentes de dicha red, y también poseer ya un primer acercamiento a la realidad que esta posee.

En lo que sigue, se hará una descripción y se detallará por partes, sobre los diferentes elementos y circuitos del diagrama de la red, hasta ubicarnos en lo que es la línea CLES INDUSTRIAL, que corresponde a la zona industrial de Acajutla, la cual se tratará hasta en la parte siguiente y en una forma mucho más detenida.

#### **2.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED GENERAL DE CLES.**

En la figura 2.1. se puede apreciar el diagrama unifilar de esta red. En este diagrama se observan algunos elementos principales, tal como los tres circuitos que aparecen claramente identificados y definidos: circuito Santa Ana, circuito Los Lagartos, y circuito CLES Comercial. Asimismo deben apreciarse las dos plantas generadoras que pertenecen a CLES: Planta Cucumacayán y CLES Bululú.

Nótese que la línea CLES Industrial, forma parte del circuito CLES Comercial. La separación, o más bien, el punto de enlace entre la línea CLES Comercial y la línea CLES Industrial, se da en la central térmica de CEL en Acajutla, que también puede apreciarse en el diagrama como CEL Acajutla.

A continuación se tratará cada uno de los tres circuitos y sus respectivas líneas, en la forma más breve posible.



## 2.2. CIRCUITO SANTA ANA.

Este se compone de dos líneas : línea CLES Santa Ana, y línea CLES el Aguila.

### 2.2.1. LINEA CLES SANTA ANA.

La línea se inicia desde la planta CUCUMACAYAN hasta el cantón Los Naranjos. Tiene una longitud de 32.5 km, la cual equivale a 20.2 mi. , el conductor es de cobre 35 mm con una configuración que es triangular y equilátera, con una separación entre conductores de 5.74 pie.

Para conocer el dato de la impedancia de la línea, se procede a calcular de la manera siguiente: se encuentra la equivalencia del conductor de cobre 35 mm a tamaño ACSR, se encuentra que tal equivalencia resulta en un conductor # 2/0 ACSR, y esto se da debido a que 35 mm de cobre es equivalente a 65.02 mm de aluminio, de donde por comparación se encuentra que el valor próximo mayor de área de sección del conductor ACSR es el # 2/0 ( 62.06 mm ).

De la tabla para conductores se tiene que los valores de resistencia y reactancia para un ACSR # 2/0 son:

$$R_a = 0.895 \text{ ohm/mi}$$

$$X_a = 0.641 \text{ ohm/mi}$$

Para calcular el dato de impedancia es necesario el valor de  $X_a$  y  $X_d$  . Es por esto que se necesita también conocer el valor de la distancia media geométrica ( GMD ), donde esta se calcula a partir de las distancias entre conductores.

$$GMD = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{23} \times d_{31}}$$

Pero como

$$d_{12} = d_{23} = d_{31}$$

entonces

$$GMD = d_{12} = 5.74$$

Luego se tiene que

$$X_d = 0.2794 \times \log ( GMD )$$

$$X_d = 0.2794 \times \log ( 5.74 )$$

$$X_d = 0.212 \text{ ohm/mi}$$

Ahora

$$X_1 = X_a + X_d$$

$$X_1 = 0.641 + 0.212 \text{ ohm/mi}$$

$$X_1 = j0.853 \text{ ohm/mi}$$

El valor de la impedancia por longitud es

$$Z = R_a + X1$$
$$Z = 0.895 + j0.853 \text{ ohm/mi}$$

Así se tiene que para las 20.2 mi:

$$Z = 18.1 + j17.2 \text{ ohm.}$$

Y de esta misma manera se hace para todas las demás líneas, para las cuales solo se escribirá el valor resultante de la impedancia.

### 2.2.2. LINEA CLES EL AGUILA.

Esta tiene una longitud de 0.5 km que es equivalente a 0.31 mi, la línea tiene un conductor # 2/0 ACSR, esta línea también tiene una configuración triangular equilátera y con la misma distancia entre conductores, por lo que el resultado da:

$$Z = 0.524 + j0.272 \text{ ohm.}$$

### 2.3. CIRCUITO LOS LAGARTOS.

Este circuito está constituido por dos líneas: línea CLES Los Lagartos, y línea CLES San Isidro.

#### 2.3.1. LINEA CLES LOS LAGARTOS.

La línea CLES Los Lagartos, tiene una longitud de 43 kms, y va desde la planta Cucumacayán hasta CLES Terrena. Este circuito es separado del circuito CLES Armenia, por unas cuchillas normalmente abiertas ubicadas entre Armenia y San Julián.

Los conductores de la línea son 6 km de Cu 35 mm, y 37 km de ACSR # 3/0. La impedancia para el tramo de cobre es

$$Z = 0.895 + j0.853 \text{ ohm/mi}$$

Y por el tramo de ACSR # 3/0

$$Z = 0.723 + j0.833 \text{ ohm/mi}$$

En total

$$Z = 43.20 + j45.02 \text{ ohm}$$

### 2.3.2. LINEA CLES SAN ISIDRO.

Esta línea tiene la misma configuración que las anteriores, y su longitud es 3.8 km con conductor de Cu 35 mm, por lo tanto la impedancia es

$$Z = 2.1 + j2 \text{ ohm}$$

### 2.4. CIRCUITO CLES COMERCIAL.

Este circuito consta de tres líneas: línea CLES Comercial, línea CLES Industrial, y línea CLES Acajutla.

#### 2.4.1. LINEA CLES COMERCIAL.

Esta línea tiene una longitud de 34 km, iniciando en la central térmica de CEL en Acajutla hasta llegar a la planta de cucumacayán. Su forma y su conductor se mantiene igual, por lo que el valor de impedancia es

$$Z = 17.8 + j16.9 \text{ ohm.}$$

#### 2.4.2. LINEA CLES INDUSTRIAL.

La línea tiene una longitud aproximada de 2 km de largo, es la que alimenta a toda la zona industrial de Acajutla, el conductor es uno de aluminio ACSR # 1/0. El dato de impedancia es:

$$Z = 1.11 + j1.05 \text{ ohm}$$

#### 2.4.3. LINEA CLES ACAJUTLA.

Esta línea posee una longitud de 550 m, equivalente a 0.342 mi y es la que alimenta a la subestación del Puerto de Acajutla. El conductor es de Cu 35 mm y el dato para la impedancia es :

$$Z = 0.3 + j0.3 \text{ ohm}$$

## 2.5. CONCLUSIONES

Después de haber hecho esta revisión de la red general de CLES, queda claro que el tamaño de dicha red es lo suficientemente grande y variada, como para ser motivo de estudio serio.

La línea de la zona industrial de Acajutla, que es parte de la red general de CLES, no posee una longitud grande, sin embargo, el interés aquí no es por el tamaño físico de dicha línea, más bien, por el número de empresas industriales conectadas a esta, y por las condiciones actuales en -- que se da el servicio.

### CAPITULO 3

#### LINEA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DE LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA ( LINEA CLES INDUSTRIAL).

Se pretende dejar bastante claro en esta parte, la situación real y actual en que se encuentra la zona industrial de Acajutla, en relación al problema de la línea de abastecimiento de energía eléctrica.

El estudio aquí, va desde mostrar el número y tipo de empresas existentes, hasta cuestiones bien específicas referente a la línea en sí, como lo es, el estado en que se encuentra físicamente, y también, condiciones dinámicas de operación, tal como la carga real que la línea maneja y ciertas consideraciones acerca del factor de potencia. Todo esto en base a mediciones efectuadas en la línea en condiciones de operación. Se utiliza además, el computador como herramienta para un mejor análisis y muestra de datos y resultados.

#### 3.1. EMPRESAS QUE COMPONEN LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA.

Son un total de 12 empresas industriales las que componen la zona. Entre todas ellas existe una gran variedad de tipos de empresa, en cuanto a la función social que desempeñan, y así también son de variados los procesos de producción y operación asociados a estas, y lógicamente la maquinaria involucrada. También forma parte de la zona industrial, la central térmica de CEL, la cual, por la misma función de esta, no aparece como abonada a la línea de abastecimiento.

Para presentar en forma completa y resumida información al respecto, se muestra a continuación, una tabla donde se especifica el nombre de la empresa, el tipo de proceso a que se dedican, y su respectivo valor de capacidad instalada en KVA.

Tabla 3.1. Empresas de la zona industrial de Acajutla

| <u>EMPRESA</u> | <u>TIPO DE PROCESO</u> | <u>KVA INSTALADOS</u> |
|----------------|------------------------|-----------------------|
| TEXACO S.A.    | FABRICA DE ACEITES     | 300                   |
| PROFESAL       | PINTURA DE LAMINA      | 300                   |
| INAZUCAR       | BOMBEO GASOHOL         | 300                   |
| FERTICA        | FABRICA FERTILIZANTES  | 3420                  |
| GASOHOL        | REFINADO DE ALCOHOL    | 501                   |
| SAGRISA        | ENSACADO FERTILIZANTE  | 315                   |
| UCAFES         | ENSACADO FERTILIZANTE  | 300                   |
| CEPA           | ADUANA PORTUARIA       | 2500                  |
| ALCASA         | ALMACENADORA A GRANEL. | 1500                  |
| ALMAPAC        | ALMACENADORA A GRANEL. | 1625                  |
| RASA           | REFINERIA PETROLERA    | 1000                  |
| TEXACO CARIB.  | IMPORTADORA DE ACEITES | 300                   |

Como puede verse, existen procesos muy variados, y asimismo son de variados los respectivos valores de capacidad instalada en sus subestaciones, pues existen empresas de diferentes tamaños. Lo que sí es común a todas, es el nivel de voltaje de 34.5 KV a que operan.

Sobre la capacidad instalada en la zona se tiene un total de 12061 KVA, que en términos prácticos se puede decir que se tienen 12.0 MVA.

Casi todas estas empresas poseen un ciclo de operación continuo a lo largo del año. Solamente aquellas que tienen que ver, más que todo, con la industria del fertilizante, incrementan sus operaciones en ciertos meses del año, a lo cual llaman, período de temporada. Por lo demás, casi todo permanece constante.

### 3.2. DIAGRAMA UNIFILAR Y CALCULO DE CORRIENTES POR RAMAL.

El diagrama unifilar para esta línea aparece en la página siguiente. Allí se indica el inicio de la línea desde la barra principal de la subestación en la central térmica de CEL. ( que también se encuentra ubicada en la zona industrial). Se indican los nombres de las empresas y sus respectivos KVA instalados.

También en el diagrama se indican las corrientes por ramal. Estas se calculan a continuación, sólo para hacerse una idea del significado en corriente de línea, de las capacidades transformadoras ( en KVA ) en cada empresa, para el nivel de 34.5 KV.

$$I_1 = 300\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 5.02 \text{ A}$$

$$I_2 = 501\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 8.38 \text{ A}$$

$$I_3 = ( 1920 + 1500 )\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 57.23 \text{ A}$$

$$I_4 = 300\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 5.02 \text{ A}$$

$$I_5 = 315\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 5.27 \text{ A}$$

$$I_6 = 300\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 5.02 \text{ A}$$

$$I_7 = 300\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 5.02 \text{ A}$$

$$I_8 = 2500\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 41.84 \text{ A}$$

$$I_9 = ( 500 + 500 )\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 16.73 \text{ A}$$

$$I_{10} = 500\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 8.37 \text{ A}$$

$$I_{11} = 1000\text{KVA}/(\sqrt{3} \times 34.5\text{KV}) = 16.73 \text{ A}$$



$$I_{12} = (500 + 125) \text{KVA} / (\sqrt{3} \times 34.5 \text{KV}) = 10.46 \text{ A}$$

$$I_{13} = 1000 \text{KVA} / (\sqrt{3} \times 34.5 \text{KV}) = 16.73 \text{ A}$$

$$I_{14} = 300 \text{KVA} / (\sqrt{3} \times 34.5 \text{KV}) = 5.02 \text{ A}$$

Se tiene entonces una corriente total de 207 A. Téngase cuidado de no confundir estos datos, con la corriente de carga real en la línea.

### 3.3. CONDICIONES CLIMATICAS Y AMBIENTALES DE LA ZONA.

El panorama de la zona industrial de Acajutla para estas condiciones, no es muy prometedor. No tanto por las características del clima, sino, más que todo por las condiciones ambientales.

En cuanto al clima, en este lugar se dá lo característico de una costa en nuestro medio. Existe mucho calor (temperaturas altas), un ambiente húmedo, lluvias frecuentes y abundantes durante el invierno, y con un nivel de descargas atmosféricas que no es preocupante.

La situación se agrava, cuando se habla de las condiciones ambientales. Básicamente, son tres los aspectos a considerar como los más problemáticos, enfocándolos al daño que ocasionan a los sistemas de distribución de energía eléctrica, que es lo que más nos interesa ahora.

EL HUMO Y LOS GASES: Dependiendo del tipo de proceso que los genera, así es la nocividad de estos. Se tiene por ejemplo, empresas como RASA y CEL, las cuales continuamente están expulsando hacia la atmósfera, cantidades considerables de humo, al quemar diesel, gasolina, bunker, etc. como exigencia de los mismos procesos. Hay ocasiones en que las cantidades de humo son exageradas, más que todo, las provocadas por RASA. Esto hace que muchas de las partículas de esas nubes densas de humo, ensucien y contaminen todos los elementos de la línea, haciéndoles perder con el tiempo, ciertas características de aislamiento, vida útil, etc., y además, dificulta hacer una inspección visual clara sobre el estado de los diferentes elementos.

En cuanto a gases, se tiene a FERTICA, que es una empresa que entre otras cosas, produce ácido sulfúrico, el cual es un producto altamente corrosivo, y asimismo, los gases desprendidos de este. El ataque corrosivo se hace presente en toda estructura metálica. Afortunadamente, este año han comensado a operar tres filtros para evitar expulsar dichos gases. Esto ha reducido en gran medida este problema.

EL POLVO: Hay tramos de carretera que no están pavimentados, y que contienen grandes cantidades de polvo. Esto se dá en los tramos finales de la línea, en donde puede apreciarse cómo este polvo se acumula en la superficie de los aisladores, y en la estructura en general. Además, también hay polvos que se producen por el manejo de ciertas materias primas o productos a granel, que podrían ser aún más dañinos.

LA SAL: Los tramos de la línea que están más cercanos al mar son los más afectados por la sal, que se acumula en toda la estructura de la línea. Pero definitivamente, el mayor daño se dá en

los aisladores, los cuales se ven con ciertas perforaciones o irregularidades en su superficie, lo que hace que estos pierdan ciertas características de aislamiento. También existe un daño al conductor de la línea y a toda la superficie metálica.

### 3.4. HISTORIAL RECIENTE DE FALLAS EN LA LÍNEA.

En los últimos años se ha observado una tendencia que va en aumento, en cuanto a la frecuencia de interrupciones de servicio por fallas en la línea. Esto, en cierta forma, es de esperarse que así sea, pues la línea tiene muchos años de existencia, más de la vida útil estimada que cuando se diseñó y construyó. Existen entonces muchos elementos en esta línea que ya no ofrecen mucha garantía de funcionamiento, además, esto se agrava por las condiciones ambientales presentes en la zona.

Se ha estado cambiando algunos elementos en esta línea, sobre todo aisladores. Pero esto se ha dado no como producto de un plan, programa o estrategia de mantenimiento, sino, obligados porque estos han fallado. Hasta este momento no se conoce ningún plan en ejecución por parte de CLES al respecto.

Entrando en datos más concretos y sin ir muy lejos, al comenzar este año, se tiene la primera llovizna el 17 de enero. Esto provocó que, un par de minutos después de haber comenzado la leve llovizna, se tuviera una explosión en la línea, habiendo fallado un aislador. Y por tal situación, toda la línea quedó fuera de servicio, pues el interruptor de CBL se disparó. Esto sucedió a las 22:00 horas, y hubo que esperarse hasta el siguiente día, cuando los encargados de mantenimiento de CLES llegaron a solventar la situación.

Luego, el 6 de febrero se tuvo una segunda llovizna, igual de tímida que la anterior, y también sucedió lo mismo. Falló un aislador y se provocó el disparo y salida de servicio de la línea. Esta interrupción podrá notarse en las curvas de carga mostradas más adelante, en base a datos de medición proporcionados por CEL.

También se tuvo una situación similar el 20 de febrero. Para el siguiente mes de marzo la situación empeoró aún más, pues la entrada del invierno estaba aún más cerca, y así aumentaron las fallas y suspensiones del servicio eléctrico de la línea. Se ha podido observar una gran coincidencia entre la aparición de una llovizna y la consecuente falla en la línea.

En el mes de abril no hubo solo una interrupción del servicio, pero una de ellas fue sobresaliente, pues duró 27 horas. Toda la zona industrial de Acajulla se mantuvo en apagón todo ese tiempo. La única y significativa variante aquí fue que en esta ocasión la falla no fue en la línea en sí, a cargo de CLES, sino, en la subestación de CEL. Allí hubo una falla en el transformador que alimenta a esta línea. Tal falla pareció ser provocada por una descarga atmosférica.

En el mes de mayo, también se dieron un par de suspensiones de servicio. Lo bueno es que a medida que inician las lluvias torrenciales, el problema se atenúa bastante, o sea, disminuyen las suspensiones de potencia por fallos.

### 3.5. REACCION Y POSICION DE LAS EMPRESAS INDUSTRIALES RESPECTO AL PROBLEMA EN LA LINEA.

Todas las empresas de la zona, en este momento ven con mucha preocupación este problema, pues han tomado conciencia de lo grave que es, y de las muchas consecuencias negativas para el sector industrial.

Anteriormente, existía ya una preocupación sobre el mal estado de la línea y el deficiente servicio ofrecido a través de esta. Pero era algo que no pasaba de eso, solo eran comentarios, quejas y puntos de vista aislados, los cuales nunca se traducían a algún tipo de acción un tanto más efectiva.

Una reunión se llevó a cabo en el mes de mayo por parte de las diferentes empresas para tratar el problema desde su punto de vista. Un primer aspecto de esta reunión, es que todos estuvieron de acuerdo en la gravedad del problema, y que era necesario y urgente tomar medidas y acciones por parte de este sector empresarial para motivar, presionar y acelerar, una solución al problema por parte de CLES y CEL.

Se criticó principalmente la frecuencia con que se tienen apagones y la duración de cada uno de estos. Otro punto duramente criticado fue, la falta de un transformador alternativo en la subestación de CEL para la alimentación de esta zona en caso de problemas en este. Esta crítica se hizo a raíz del reciente problema de interrupción del servicio por 27 horas, que se dió en el mes de abril. Y lo que aquí se dió fue precisamente lo criticado en la reunión, ya que hubo una falla en el mencionado transformador, y hubo que esperar 27 horas para que terminaran la reparación y volver a alimentar la línea. Además, el problema pudo ser aún más grave si hubiese existido un daño más serio en el transformador, pues según se dió por parte de CEL, había que recurrir al traslado de un transformador desde otra central generadora de CEL, lo cual implicaría un trabajo de varios días.

Se mencionó también en esta reunión, que el número de horas de corte de energía en la zona es de 67 horas, en el periodo comprendido entre los meses de febrero a abril, lo cual no es muy bueno. Se hizo además, una comparación grosera en este sentido, pues se comparó con el hecho de que en Estados Unidos las compañías distribuidoras de energía eléctrica, tienen un promedio de tiempo de cortes de energía de tan solo 12 minutos al año para la industria.

Según nuestro parecer respecto a lo tratado en esta reunión, si estamos de acuerdo con lo primero, en cuanto a lo grave que es el problema y que en alguna medida es bueno presionar en busca de una pronta solución. Ahora bien, con lo del transformador alternativo no estamos muy de acuerdo, ya que no se puede tener un transformador de esa capacidad como respaldo para cada punto con posibilidad de falla que existiese, ya sea en la línea o en la misma subestación. La solución debe estar o darse en mejorar aquellos sistemas que actualmente están operando y que no ofrecen las mejores condiciones de funcionamiento, o que no son confiables. Esto lógicamente tiene que ver con la frecuencia y duración de las interrupciones, que es algo que también fue criticado con cierta razón.

Con respecto a la comparación de los tiempos de corte de energía entre este caso que hoy tratamos y el tiempo promedio que tienen ciertas compañías distribuidoras de energía en los Estados Unidos, nos parece un poco injusta para ser tomada en serio, pues existen muchos factores y condiciones que hacen una gran diferencia entre estas dos condiciones.

El acuerdo tomado en esta reunión fue, llevar personalmente una carta firmada por todos los presentes, lo más pronto posible, directamente al presidente de CFE, haciéndole ver la posición de este sector y exigiendo una pronta y efectiva solución.

Como puede verse, ya se están haciendo presiones fuertes por parte de este sector abonado en busca de una solución. Esto también motiva aún más la elaboración de este estudio y propuesta de solución, puesto que se participa en la dinámica de un problema real, de actualidad y de alcance social.

### 3.6. ESTADO ACTUAL DE LA LINEA.

Se pretende aquí, mostrar hasta donde sea posible y práctico, el estado en que actualmente se encuentra la línea de 34.5 KV, en esta zona industrial. Se hace mucho énfasis en cuanto a la carga que maneja la línea, lo cual es un aspecto dinámico muy importante para nuestros propósitos.

Pero, así también, se dice algo acerca de aspectos como lo es, el estado en que se encuentran las diferentes estructuras, conductores, elementos de protección, etc., en dicha línea; además, se muestra a continuación la forma como esta se interconecta a la central térmica de CEL en Acajutla.

#### 3.6.1. INTERCONEXION EN PLANTA TERMICA DE CEL EN ACAJUTLA.

La línea que abastece a toda la zona industrial de Acajutla con el nivel de voltaje de 34.5 KV, parte de la central térmica de CEL, la cual se encuentra inmersa en la misma zona industrial, y es por esto que dicha línea posee una longitud bastante corta.

En lo que sigue, se muestra como está hecha la interconexión de la línea con la mencionada central generadora de CEL. Para esto, hay que auxiliarse del diagrama unifilar de la subestación de dicha central, el cual aparece en la figura 3.3. . Nótese que en este diagrama no aparecen las tres nuevas unidades térmicas que ya existen en esta planta generadora. Sin embargo, esta versión del diagrama unifilar nos sirve, pues con el agregado de esas tres nuevas unidades térmicas, no se ve afectado en nada la interconexión de la línea que nos interesa.

Con relación a dicho diagrama, nótese en la parte superior, la barra principal de 115 KV, y un poco más abajo, la barra de transferencia, siempre para 115 KV.

En la parte central del diagrama se encuentran las dos unidades generadoras ( U-1 y U-2 ), con sus respectivos transformadores principales ( TG.1 y TG.2 ) y auxiliares ( T.2 y T.3 ).

A la izquierda del diagrama, puede verse la barra principal de 34.5 KV, y la barra de enlace, siempre para 34.5 KV.

Se puede distinguir entonces, de forma muy ligera, tres elementos como los más principales en dicha subestación: las dos barras de 115 KV, las dos unidades generadoras, y las dos barras de 34.5 KV.

Ahora bien, existe una intercomunicación entre las dos barras de 115 KV y las dos de 34.5 KV, la cual se da a través de un transformador de enlace ( T.1). Así también, existe una intercomunicación entre las barras de 34.5 KV y el lado común de los dos transformadores auxiliares ( T.2 y T.3 ) de las dos unidades generadoras, la cual se da a través del transformador auxiliar de reserva ( T.4) que se utiliza para la sincronización cuando arrancan las unidades generadoras.



Debe notarse que de la barra principal de 115 KV salen dos circuitos o líneas directas, una hacia Opico y la otra hacia Sonsonate, cada una de ellas con su respectivo interruptor y cuchillas desconectoras a ambos lados de este. También, y de igual forma, en esta misma barra hay una derivación hacia el transformador de 46 KV (T.5), del cual sale una línea con ese nivel de voltaje hacia Armenia. Por tanto, se tienen aquí, tres líneas, dos de 115 KV, y una de 46 KV, las cuales van sobre la misma estructura de transporte (torres). Debe observarse también, que siempre existe la doble posibilidad de conectar estas líneas, tanto a la barra principal a través del interruptor ( lo cual es lo normal ), como a la barra de transferencia a través de cuchillas desconectoras ( en caso de emergencia o mantenimiento del interruptor).

En cuanto a las barras de 34.5 KV, se pueden observar diferentes líneas de salida, donde una de ellas es la que nos interesa en este caso, osea, la que en el diagrama aparece como CIES INDUSTRIAL. Es esta la línea que abastece a la zona industrial de Acajulla con el nivel de 34.5 KV. Debe notarse que también en este caso existe la doble posibilidad de conectarse, tanto a la barra principal a través del interruptor ( es lo normal ), como a la barra de enlace a través de cuchillas desconectoras ( en caso de emergencia o mantenimiento del interruptor ).

Véase además, que en la parte superior de estas barras de 34.5 KV, aparece un interruptor de enlace ( tramo 8 ), el cual se utiliza ante una eventualidad, al salir de operación cualquiera de los interruptores de las líneas de salida. En este caso, la línea afectada quedaría conectada directamente a la barra de enlace, luego se habilitaría la conexión de la barra de enlace a la barra principal a través del interruptor en mención, restableciéndose de esta forma y con la ayuda de este otro interruptor, la situación original, por lo que dicha línea quedaría siempre protegida.

También este interruptor de enlace, sirve como sustituto del interruptor de alimentación ( parte inferior de las barras de 34.5 KV en el diagrama unifilar ) ante una eventualidad, ya que la alimentación a la barra principal se hace a través de la barra e interruptor de enlaces.

Después de todo esto, debe quedar claro que el transformador que alimenta a la zona industrial, es el transformador de enlace ( T.1 ). Y aquí se nota claramente la falta de un transformador alternativo, que fue precisamente lo que se lamentó el día que ocurrió la interrupción del servicio por 27 horas, debido al problema acaecido en este transformador y de lo cual ya se habló antes. Este transformador es de tres etapas, osea, 30, 40 y 50 MVA. Actualmente trabaja en la etapa de menor capacidad, que es la de 30 MVA, y conectado a 115 KV, tiene una capacidad de corriente de 250 amperios según el dato en placa. Pero si se conecta en la etapa de mayor capacidad ( 50 MVA ), ofrece una capacidad de abastecimiento de corriente de 839 amperios máximos.

En el diagrama unifilar mostrado, se presentan algunos datos más específicos de algunos de los elementos que lo componen, lo cual ya no es de tanto interés para este caso, además, hay datos que son pura nomenclatura de CFL.

### **3.6.2. CAPACIDAD Y FACTIBILIDAD TECNICA EN SUBESTACION DE CEL, PARA EL CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE DE 34.5 KV A 46 KV.**

Según se vió en el apartado anterior, y en base a visitas de inspección efectuadas a la central térmica de Acajulla, puede decirse con seguridad que sí existe factibilidad técnica para poder hacer el cambio de voltaje de 34.5 KV a 46 KV en la línea de la zona industrial, pues existe un transformador que sirve ese nivel de voltaje ( 46 KV ).

Además, hay una gran capacidad para poder absorber dicha carga ( la de la zona industrial ) a 46 KV, pues como se vió en el diagrama unifilar de la subestación, existe un transformador para 46 KV, cuya capacidad es 50 MVA , y que sirve a una única línea. Según lo indagado con técnicos de CEL, este transformador está trabajando tan "descansado" ( con poca carga ), que tienen planificado cambiarlo por uno de 20 MVA, y aún así, estaría siempre con un buen margen para poder absorber cargas futuras a 46 KV.

Por todo lo anterior, se dice pues, que sí hay capacidad y factibilidad de hacer la conexión de la línea CLES INDUSTRIAL a 46 KV. Esto, siempre y cuando, después de hacer un estudio y una evaluación, así se decidiese; pues para CLES, esta es una de las alternativas que más les interesa considerar.

### **3.6.3. ESTADO Y CONDICIONES DE LA LINEA ACTUAL DE DISTRIBUCION A 34.5 KV.**

Esta parte es de vital importancia, ya que es el punto de partida para el diseño de la nueva línea, después de hacer las diferentes consideraciones y haber tomado las decisiones más correctas al respecto.

Los criterios para tales decisiones, se tomarán en base a los datos e información que aquí se proporcionen, pues se verán diferentes aspectos y muy importantes.

#### **3.6.3.1. ESTADO FISICO Y CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA LINEA.**

Para esta parte es muy importante el apoyo fotográfico que se presenta como material de apoyo de este documento, pues tales fotografías hablan mejor que lo que aquí pueda decirse, pero como también estas tienen sus limitantes, deben hacerse algunas observaciones de ciertos aspectos que aquellas no captan, o que, sencillamente deben decirse. De esta forma se logra un mejor acercamiento a la realidad que se desea mostrar.

Sin embargo, se hace a continuación un comentario y breve análisis sobre algunos elementos distinguibles en dicha línea.

**ESTRUCTURAS:** En cuanto a las estructuras, predomina el poste de concreto de 35 pies. Pero hay que decir también, que algunos de estos se encuentran ya en condiciones de deterioro, pues

están muy viejos. Además, a lo largo de toda la línea, se observa mucha variedad de tipos de postes. Por ejemplo, casi al final de la línea, un poco antes de la derivación hacia la RASA, y en la derivación misma también, se observan postes de hierro, de sección circular y de aproximadamente 4 pulgadas de diámetro. Luego, en la continuación de la línea hacia una de las acometidas de ALMAPAC y hacia la terminal de TEXACO, se observan de nuevo postes de concreto.

También se observan postes de concreto, en cuya parte superior, tienen una extensión de una estructura metálica; y los hay también de sección circular, como de sección rectangular, donde estos últimos, son los que presentan aspecto y condiciones de mayor deterioro.

En general pues, puede decirse que no hay uniformidad en cuanto al tipo de posteo, igualmente se encuentra de un tipo o de otro, en buenas condiciones o en malas, etc.. En cuanto a los vanos, también es variado, pero en promedio se puede decir que se observan entre 50 metros y 70 metros. Además el perfil del terreno, no amerita mayor consideración, ya que es básicamente plano en su totalidad.

CONDUCTOR: El conductor que actualmente se encuentra instalado es uno de aluminio ACSR 1/0, el cual está bastante nuevo, puesto que se instaló en marzo del año pasado (1993), habiendo cambiado el anterior que era uno de cobre de 35 mm. Hay que tomar en cuenta al referirnos al conductor, que el nivel de contaminación ambiental en que se encuentra es nocivo, y que además, hay una zona donde la línea pasa aproximadamente a escasos 70 metros de la playa, lo cual afecta directa y negativamente al conductor.

AISLADORES: Respecto a los aisladores, tampoco se observa uniformidad en cuanto a estos.

Como ya se dijo antes, debido a las condiciones ambientales de la zona, los aisladores son los elementos que más fallan, llevando a tierra el potencial de línea; con lo cual, el deterioro del aislador es inevitable, y esto obliga a CLES a cambiar frecuentemente aisladores en diferentes puntos de la línea, con lo cual se va perdiendo uniformidad, pues comienzan a aparecer aisladores nuevos junto con aisladores viejos, aisladores con un buen nivel de aislamiento junto con aisladores defectuosos en cuanto a que no garantizan su nivel de aislamiento, etc. .

Se observan también aisladores, tanto de porcelana ( en su mayoría ), como también de vidrio. Y los hay también, tanto de espiga, como de suspensión, dependiendo del tipo de estructura y su aplicación.

En los tramos de la línea que pasan por zonas de gran contaminación ambiental, y también, en las partes más cercanas al mar, es donde se nota mayor número de aisladores diferentes ( generalmente de vidrio ) a los normales, o a los ya existentes. Por lo que se detecta también de esta manera, que es en esas zonas donde más frecuentemente fallan los aisladores. Si se hace un recorrido de inspección en tales tramos de línea, se observa que hay aisladores cuya superficie se encuentra completamente cubierta de polvo, lo cual es un problema serio cuando aparecen las primeras lluvias, puesto que dicha superficie se convierte en conductora, debido a la masa húmeda y uniforme que posee, causado por el polvo retenido en estos. Bajo estas condiciones es

que con extrema facilidad la corriente de línea se drena a tierra a través de los apoyos metálicos de los aisladores con la estructura.

Esto causa la destrucción parcial o total del aislador, y a la vez, origina el disparo del interruptor en la central térmica de CEL, con lo cual, toda la línea sale de servicio ( sin importar el lugar de la falla ), hasta que el aislador sea reparado.

**ELEMENTOS DE PROTECCION Y COORDINACION:** Practicamente en cuanto a esto, se dice que la línea de 34.5 KV de la zona industrial de Acajutla, se encuentra sin ningún tipo de elemento de protección, y que , menos aún, existe algún tipo de coordinación de la protección.

En la línea se cuenta con aquello que es estrictamente básico para mantenerse operando, ya que, sólo existe el interruptor principal en la subestación de CEL, y los respectivos fusibles de los cortacircuitos de las acometidas de cada empresa industrial. Es por esto que cualquier problema que se da, aún siendo en el extremo final de la línea, origina el disparo del interruptor de CEL; y la totalidad de la línea sale fuera de servicio, quedando de esta forma toda la zona industrial paralizada por falta de continuidad en el servicio eléctrico necesario para operar.

Luego vienen una serie de molestias y reclamos, por lo que estas suspensiones de energía eléctrica significan para las empresas de la zona, ya que para mantenerse en el mercado es necesario poseer periodos de producción continuos y controlados, con los más bajos costos de producción posible. Todo esto se ve afectado seriamente, puesto que se pierde la continuidad en la producción, se pierde también control sobre los procesos de producción, y además, los costos de producción se elevan, ya que para amortiguar un poco las dos anomalías anteriores, las empresas se ven en la necesidad de continuar operando con plantas generadoras de emergencia a base de diesel.

Estas molestias e inconvenientes no son sólo para las empresas de la zona, sino también para la misma CL&S, pues tiene que estar acudiendo muy frecuentemente a la línea, a solventar y reparar el daño existente. Incluso es problemático hasta para CEL, pues ellos atribuyen a este tipo de problemas en la línea, el daño sufrido por su interruptor en la subestación en cierta ocasión.

### **3.6.3.2. FUNCIONAMIENTO Y CONDICIONES DE TRABAJO DE LA LINEA.**

Aquí se descende ya a un análisis de las condiciones dinámicas de la línea, como lo es, la carga real que dicha línea maneja. Esto se hace en base a datos reales de medición efectuados por personal de CEL en su sala de control de la central térmica de Acajutla, que afortunadamente fueron proporcionados para la realización de este trabajo.

La elaboración de los gráficos para las curvas de carga, no es una tarea tan sencilla ,pues requiere de cierta aplicación y paciencia; y lo más importante, que es, el saber utilizar el computador como herramienta eficaz para lograr una buena presentación y claridad en los gráficos, para que de esta forma, el fenómeno que pretende mostrarse, pueda ser captado en forma más rápida y clara, pues las hojas de datos de CEL no son tan cómodas para esto.

Se toman en cuenta datos reales para un mes completo, tanto de este año, como del año pasado. Es así pues, como se muestran a continuación las curvas de carga para esta línea ( potencia activa y corriente de línea ), y algunos datos del factor de potencia.

Esta información, es considerada la más valiosa como punto de partida para un buen diseño y análisis de la línea, pues se parte de datos reales y actualizados. Esto hace que, el subsiguiente análisis y diseño de la nueva línea, estén más acorde a la realidad del problema existente, y es solamente así, como realmente pueden llegar a ser una solución efectiva a este.

#### 3.6.3.2.1. CARGA ACTUAL DE LA LINEA:

En esta parte no queda más que recurrir a datos reales de medición, pues no se puede andar con estimaciones, debido a la delicadeza de la situación. Es por esto que se hicieron esfuerzos por conseguir los datos que CEL registra diariamente en su sala de mediciones, habiendo obtenido un resultado satisfactorio, pues se logró conseguir los datos de mediciones de potencia activa, potencia reactiva y corriente de línea , para un mes completo.

Se eligió para muestra, el mes de febrero de este año. En la página siguiente se muestra una copia de las hojas de datos proporcionadas por CEL, de las cuales se partió para elaborar las curvas de carga ( con ayuda de un computador y paquete de software adecuado ) que se mostrarán más adelante.

Dándole un vistazo rápido a dicha hoja de datos, se puede distinguir lo siguiente.

Los datos allí anotados corresponden al día miércoles 9 de febrero de 1994. Los datos específicos que corresponden a la zona industrial de Acajulla, son los datos que aparecen en la columna denominada como "PANEL 4A TRAMO N.5", la cual está subdividida en cinco columnas, de las cuales tenemos que, partiendo de izquierda a derecha, primero se tienen los datos de megawatts ( MW, potencia activa ); luego, la siguiente columna muestra los mega voltamperios reactivos ( MVAR, potencia reactiva ); y por último, las tres columnas restantes son los datos de corriente en las tres fases.

Nótese que en la hoja aparece una columna extra y a continuación de las anteriormente mencionadas, la cual posee los datos calculados del factor de potencia en la línea. Este dato de factor de potencia, no aparece en las hojas que CEL maneja, pues aquí se ha calculado en base a los MW y a los MVAR de las dos primeras columnas, sólo con la intención de mostrar y conocer como anda el factor de potencia en esta línea, ya que es un dato también deseable de conocer para tomar en cuenta a la hora de un buen diseño.

Este cálculo para el factor de potencia, también se hizo para otros días del mismo mes, obteniendo resultados similares. Puede estimarse entonces, un factor de potencia de 0.94 para esta línea, sin temor de caer en un gran error.

Miércoles 0 de Febrero '94

100000 5

| HORA  | ZONA 1                  |                      |                    | PANEL 4A TRAMO No. 5 |     |                   |        |       | PANEL 3A TRAMO No. 3 34.5 Kv. |       |          |            |      |              |       |         |       |
|-------|-------------------------|----------------------|--------------------|----------------------|-----|-------------------|--------|-------|-------------------------------|-------|----------|------------|------|--------------|-------|---------|-------|
|       | Tramo 46 Kv. Línea 2    |                      |                    | ZONA INDUSTRIAL      |     | Cargador Baterías |        |       | Gráfica Máxima Demanda        |       |          | MIDIDOR    |      |              |       |         |       |
|       | Potencia Reactiva - MVA | Potencia Activa - MW | Intensidad - Amps. |                      |     | MVA MKV           | MVA KV | A1 Kv | A2 V.                         | A3 A. | F.P. Kw. | Kw. x 4500 | Kvar | Kvar. x 4500 | F.P.  | Kw. lt. | Kvar. |
|       |                         |                      | 1                  | 2                    | 3   |                   |        |       |                               |       |          |            |      |              |       |         |       |
| 0:00  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 92                   | 92  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      | 0            | 714.2 | 111.9   |       |
| 0:30  | 4.6                     | 4.2                  | 100                | 92                   | 92  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 714.5 | 111.9   |       |
| 1:00  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 92                   | 92  | 1.1               | 1.1    | 20    | 20                            | 20    | 0.94     |            |      | 1            | 714.6 | 111.9   |       |
| 1:30  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 714.7 | 111.9   |       |
| 2:00  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      | 2            | 714.8 | 112.0   |       |
| 2:30  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 714.9 | 112.0   |       |
| 3:00  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      | 3            | 715.0 | 112.0   |       |
| 3:30  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 715.0 | 112.0   |       |
| 4:00  | 4.6                     | 4.2                  | 92                 | 82                   | 88  | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      | 4            | 715.1 | 112.0   |       |
| 4:30  | 5.2                     | 4.6                  | 100                | 96                   | 103 | 1.2               | 1.2    | 26    | 26                            | 26    | 0.95     |            |      |              | 715.1 | 112.0   |       |
| 5:00  | 5.2                     | 4.6                  | 110                | 110                  | 108 | 1.2               | 1.2    | 36    | 36                            | 36    | 0.95     |            |      | 5            | 715.2 | 112.1   |       |
| 5:30  | 6.1                     | 4.7                  | 130                | 110                  | 114 | 1.2               | 1.2    | 38    | 38                            | 38    | 0.95     |            |      |              | 715.2 | 112.1   |       |
| 6:00  | 6.8                     | 4.7                  | 136                | 100                  | 130 | 1.2               | 1.2    | 36    | 36                            | 36    | 0.95     |            |      | 4            | 715.3 | 112.1   |       |
| 6:30  | 6.2                     | 4.7                  | 126                | 116                  | 122 | 1.2               | 1.2    | 26    | 26                            | 26    | 0.95     |            |      |              | 715.4 | 112.1   |       |
| 7:00  | 5.8                     | 4.2                  | 118                | 118                  | 118 | 1.2               | 1.2    | 16    | 16                            | 16    | 0.94     |            |      | 7            | 715.6 | 112.1   |       |
| 7:30  | 5.8                     | 4.1                  | 118                | 118                  | 118 | 1.2               | 1.2    | 18    | 18                            | 18    | 0.90     |            |      |              | 715.8 | 112.1   |       |
| 8:00  | 5.6                     | 4.1                  | 118                | 118                  | 118 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 715.9 | 112.1   |       |
| 8:30  | 5.8                     | 4.1                  | 126                | 126                  | 126 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.0 | 112.2   |       |
| 9:00  | 6.2                     | 4.8                  | 132                | 132                  | 132 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.0 | 112.2   |       |
| 9:30  | 6.2                     | 5                    | 136                | 136                  | 136 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.1 | 112.2   |       |
| 10:00 | 6.4                     | 5                    | 138                | 138                  | 138 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.1 | 112.2   |       |
| 10:30 | 6.2                     | 5.2                  | 140                | 140                  | 140 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.2 | 112.2   |       |
| 11:00 | 6.8                     | 5.2                  | 144                | 144                  | 144 | 1.4               | 1.4    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 716.3 | 112.3   |       |
| 11:30 | 7                       | 5.2                  | 148                | 148                  | 148 | 1.6               | 1.6    | 21    | 21                            | 21    | 0.94     |            |      |              | 716.7 | 112.3   |       |
| 12:00 | 6.8                     | 5                    | 142                | 142                  | 142 | 1.4               | 1.4    | 21    | 21                            | 21    | 0.95     |            |      |              | 716.8 | 112.3   |       |
| 12:30 | 6.6                     | 5                    | 140                | 140                  | 140 | 1.4               | 1.4    | 21    | 21                            | 21    | 0.95     |            |      |              | 716.9 | 112.3   |       |
| 13:00 | 6.4                     | 5                    | 136                | 136                  | 136 | 1.4               | 1.4    | 21    | 21                            | 21    | 0.95     |            |      |              | 716.9 | 112.3   |       |
| 13:30 | 6.6                     | 5                    | 138                | 138                  | 138 | 1.4               | 1.4    | 21    | 21                            | 21    | 0.95     |            |      |              | 717.0 | 112.3   |       |
| 14:00 | 6.6                     | 5                    | 138                | 138                  | 138 | 1.4               | 1.4    | 21    | 21                            | 21    | 0.95     |            |      |              | 717.0 | 112.4   |       |
| 14:30 | 6.8                     | 5.2                  | 148                | 148                  | 148 | 1.2               | 1.2    | 16    | 16                            | 16    | 0.95     |            |      |              | 717.1 | 112.4   |       |
| 15:00 | 6.6                     | 5.4                  | 144                | 144                  | 144 | 1.2               | 1.2    | 32    | 32                            | 32    | 0.94     |            |      |              | 717.2 | 112.4   |       |
| 15:30 | 6.6                     | 5.4                  | 144                | 144                  | 144 | 1.3               | 1.3    | 32    | 32                            | 32    | 0.94     |            |      |              | 717.3 | 112.4   |       |
| 16:00 | 6.6                     | 5.2                  | 144                | 144                  | 144 | 1.4               | 1.4    | 32    | 32                            | 32    | 0.95     |            |      |              | 717.4 | 112.4   |       |
| 16:30 | 6.6                     | 5.2                  | 144                | 144                  | 144 | 1.4               | 1.4    | 32    | 32                            | 32    | 0.95     |            |      |              | 717.5 | 112.4   |       |
| 17:00 | 6.4                     | 5.2                  | 136                | 136                  | 136 | 1.2               | 1.2    | 32    | 32                            | 32    | 0.95     |            |      |              | 717.6 | 112.5   |       |
| 17:30 | 6.4                     | 5.2                  | 136                | 136                  | 136 | 1.2               | 1.2    | 32    | 32                            | 32    | 0.95     |            |      |              | 717.8 | 112.5   |       |
| 18:00 | 7                       | 5.4                  | 150                | 150                  | 150 | 1.4               | 1.4    | 16    | 16                            | 16    | 0.95     |            |      |              | 717.9 | 112.5   |       |
| 18:30 | 10.6                    | 5.6                  | 208                | 208                  | 208 | 1.4               | 1.4    | 18    | 18                            | 18    | 0.95     |            |      |              | 718.0 | 112.5   |       |
| 19:00 | 11                      | 6                    | 216                | 216                  | 216 | 1.4               | 1.4    | 18    | 18                            | 18    | 0.95     |            |      |              | 718.1 | 112.5   |       |
| 19:30 | 11                      | 6                    | 216                | 216                  | 216 | 1.4               | 1.4    | 18    | 18                            | 18    | 0.95     |            |      |              | 718.3 | 112.6   |       |
| 20:00 | 11                      | 6                    | 112                | 112                  | 112 | 1.4               | 1.4    | 18    | 18                            | 18    | 0.95     |            |      |              | 718.4 | 112.6   |       |
| 20:30 | 10.6                    | 5.6                  | 108                | 108                  | 108 | 1.4               | 1.4    | 16    | 16                            | 16    | 0.95     |            |      |              | 718.7 | 112.6   |       |
| 21:00 | 10.4                    | 5.6                  | 200                | 200                  | 200 | 1.4               | 1.4    | 18    | 18                            | 18    | 0.95     |            |      |              | 719.0 | 112.6   |       |
| 21:30 | 7.6                     | 5                    | 112                | 112                  | 112 | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 719.1 | 112.6   |       |
| 22:00 | 7.6                     | 5                    | 112                | 112                  | 112 | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 719.2 | 112.7   |       |
| 22:30 | 6.6                     | 4.6                  | 134                | 134                  | 134 | 1.0               | 1.0    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 719.3 | 112.7   |       |
| 23:00 | 5.2                     | 4.4                  | 116                | 104                  | 108 | 1.1               | 1.1    | 20    | 20                            | 20    | 0.94     |            |      |              | 719.4 | 112.7   |       |
| 23:30 | 5.1                     | 4.2                  | 108                | 96                   | 100 | 1.2               | 1.2    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 719.4 | 112.7   |       |
| 24:00 | 4.6                     | 4.2                  | 100                | 90                   | 98  | 1.0               | 1.0    | 20    | 20                            | 20    | 0.95     |            |      |              | 719.5 | 112.7   |       |

Ahora bién, en base a estas hojas de datos, proporcionadas por CEL, se han elaborado las curvas de carga para cada uno de los días del mes de febrero de 1994. No se incluyen en este documento, las hojas de datos de CEL, para todo el mes, debido a que aumentaría innecesariamente el volumen del documento. Y es realmente innecesario, ya que, en la parte inferior del gráfico que muestra las curvas, aparecen tabulados los valores de corriente y potencia para cada hora del día correspondiente.

En cuanto al gráfico en sí, se ha utilizado un sistema en el que se comparte el mismo eje horizontal, por dos distintos ejes verticales. En el eje horizontal se han colocado las horas del día, en las cuales se han hecho las mediciones. En el eje vertical de la izquierda, se encuentra la escala correspondiente para los datos de potencia, en megawatts ( MW ), donde, estos datos han sido representados por barras verticales de color gris en tres dimensiones. En el eje vertical de la derecha, está la escala correspondiente a los datos de corriente de línea, en amperios ( A ), donde, estos datos han sido representados por medio de una curva lineal de color negro, también en tres dimensiones.

En algunos gráficos, la curva de corriente no se aprecia para ciertas horas del día, pues esta curva queda en la parte de atrás de las barras de potencia. Pero si se desea conocer el valor de la corriente de línea para esas horas, esto se puede conocer consultando la tabla de datos en la parte inferior del gráfico, tal como ya se mencionó antes.

Precisamente para poder incluir con claridad esa tabla de valores en la parte inferior del gráfico, se decidió presentar en dos partes, estos gráficos de las curvas de carga para cada día. Es por esto que primero se observa la variación de carga desde las 0 horas, hasta las 12 horas. Luego, en la segunda parte del gráfico ( en la hoja siguiente ) se presenta el resto, osea, desde las 13 horas, hasta las 24 horas.

Todo esto se entiende mejor observando los gráficos, los cuales se muestran en el apéndice A.

De los datos proporcionados por las curvas de carga para este mes, se tiene que el máximo valor que alcanzó la potencia, fue de 22 MW, el primer día del mes y a las 11:00 horas. El máximo valor alcanzado por la corriente de línea fue de 48 A, el día 3 del mes y a las 9:30 y 10:30 am.

También en los gráficos se pueden observar algunos lapsos de tiempo en que no aparecen graficados datos de corriente ni de potencia, lo que significa que hubo algún problema en la línea, y esta tuvo que salir de servicio durante el tiempo allí anotado. Esto se observa para los días 6, 7 y 20 del mes, por lo que esto viene a confirmar de la manera más objetiva, lo dicho al principio respecto al problema de las interrupciones frecuentes y prolongadas del servicio eléctrico ofrecido por esta línea de CLES, a toda la zona industrial de Acajutla durante los primeros meses del año.

También se puede ver que las horas de mayor demanda son las correspondientes a las ocho horas hábiles de trabajo, o sea, de 7 a.m. a 12 m., y de 1 p.m. a 4 p.m.. Solamente se observa una disminución ligera de las 12 m. a la 1 p.m.. Este comportamiento es casi igual para los diferentes días del mes.

En lo que sí se observa una clara diferencia, es en el comportamiento de la carga del fin de semana respecto de los demás días, más que todo, el día domingo. Este día las curvas de carga descienden a niveles muy bajos y muestran una tendencia que es prácticamente constante durante las 24 horas. Este comportamiento no es así para los días de lunes a sábado, en los cuales se presentan unas curvas muy irregulares, con niveles altos de potencia durante la mañana y tarde, y niveles bajos de potencia durante la noche y la madrugada.

Este aspecto de la no uniformidad de las curvas de carga, para los días de lunes a sábado, es muy importante considerarlo con seriedad, tanto para efectos de recomendar condiciones adecuadas de trabajo cotidiano de las diferentes cargas, o incluso imponer restricciones al respecto; como también, para efectos de consolidar criterios y procedimientos de diseño más adecuados.

Para cuantificar este fenómeno de la no uniformidad de las curvas de carga, se hace auxiliándose del significado de una variable que se denota por "H", la cual no representa más que un equivalente en horas en las que se considera que permanece conectada el cien por ciento de la carga. Este H se calcula para cada día del mes, en donde el cien por ciento de la carga es la máxima potencia registrada durante ese día.

A continuación se muestra en forma general, el método para el cálculo de H, a partir del gráfico de barras para la potencia.

Si se tiene el gráfico:

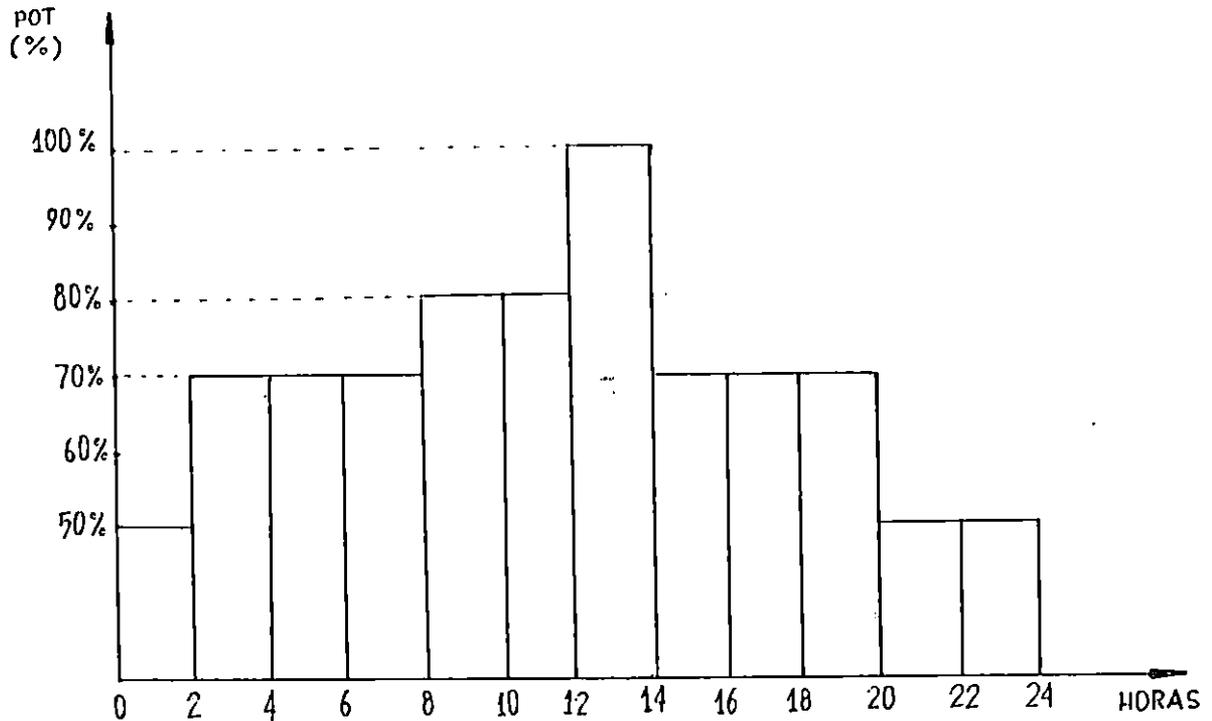


Figura 3.4. Gráfico de barras para calcular H.

Entonces H se calcula así:

$$H = [ (6 \times 50\%) / 100\% + (12 \times 70\%) / 100\% + (4 \times 80\%) / 100\% + (2 \times 100\%) / 100\% ] \text{ horas.}$$

Nótese que si la potencia se mantiene constante durante las 24 horas del día, sin importar el valor de la potencia, pues esto nada más es un indicador de la uniformidad del gráfico, entonces, el valor para H sería de 24 horas, lo cual tiene sentido en base al significado de H, ya que son 24 horas durante las cuales la potencia se mantiene al cien por ciento. En cualquier gráfico de carga, cuanto más se desvía un dato de potencia del resto normal, más alejado está el valor para H de 24 horas.

Para propósitos de este trabajo, el cálculo de  $H_i$  tiene más sentido, cuando se esté calculando en la etapa de diseño el área más económica para el conductor de la línea, pues en las ecuaciones para dicho proceso se ve involucrada.

Ahora se procede a calcular el valor de  $H_i$  para los diferentes días del mes de febrero de 1994, donde " $H_i$ ", es el valor de  $H$  para el día " $i$ " del mes.

$$H_{11} = 1/2.2 [(12 \times 1.6) + (7 \times 1.4) + (3 \times 1.8) + (2 \times 2) + (1 \times 2.2)]$$

$$H_{11} = 18.45 \text{ horas}$$

$$H_{12} = 1/1.8 [(13 \times 1.6) + (6 \times 1.4) + (4 \times 1.8) + (1 \times 0.8) + (1 \times 1)]$$

$$H_{12} = 21.22 \text{ horas}$$

$$H_{13} = 1/2 [(6 \times 1.2) + (5 \times 1.6) + (5 \times 1.4) + (8 \times 1.8) + (1 \times 2)]$$

$$H_{13} = 19.30 \text{ horas}$$

$$H_{14} = 1/1.8 [(8 \times 1.2) + (5 \times 1.6) + (7 \times 1.4) + (3 \times 1.8) + (2 \times 1.3)]$$

$$H_{14} = 19.67 \text{ horas}$$

$$H_{15} = 1/1.4 [(12 \times 1.2) + (2 \times 1.3) + (3 \times 1) + (1 \times 1.1) + (4 \times 1.4) + (3 \times 0.8)]$$

$$H_{15} = 20.78 \text{ horas}$$

$$H_{16} = 1/1.3 [(7 \times 1.2) + (6 \times 1.3) + (5 \times 1) + (2 \times 0.9) + (2 \times 1.1)]$$

$$H_{16} = 19.38 \text{ horas}$$

$$H_{17} = 1/1.6 [(1 \times 0.4) + (3 \times 1.4) + (6 \times 1.2) + (2 \times 1.6) + (1 \times 1.3) + (1 \times 1.1) + (1 \times 1)]$$

$$H_{17} = 11.50 \text{ horas}$$

$$H_{18} = 1/1.6 [(11 \times 1.2) + (5 \times 1) + (5 \times 1.4) + (1 \times 1.6) + (1 \times 1.3) + (2 \times 1.1)]$$

$$H_{18} = 18.94 \text{ horas}$$

$$H_{19} = 1/1.6 [(8 \times 1.2) + (2 \times 1.1) + (6 \times 1) + (7 \times 1.4) + (1 \times 1.6) + (1 \times 1.3)]$$

$$H_{19} = 19.06 \text{ horas}$$

$$H_{10} = 1/1.6 [(5 \times 1) + (3 \times 1.1) + (10 \times 1.2) + (6 \times 1.4) + (1 \times 1.3)]$$

$$H_{10} = 18.75 \text{ horas}$$

$$H_{11} = 1/1.6 [(10 \times 1.2) + (2 \times 1.1) + (5 \times 1.4) + (4 \times 1) + (2 \times 0.8) + (1 \times 1.6) + (1 \times 1.3)]$$

$$H_{11} = 18.56 \text{ horas}$$

$$H_{12} = 1/1.6 [(6 \times 1) + (9 \times 1.2) + (5 \times 1.4) + (4 \times 1.6)]$$

$$H_{12} = 18.88 \text{ horas}$$

$$H_{13} = 1/1.3 [(8 \times 1.2) + (2 \times 0.9) + (1 \times 0.7) + (7 \times 1) + (1 \times 0.6) + (3 \times 1.1) + (2 \times 0.8) + (1 \times 1.3)]$$

$$H_{13} = 19.92 \text{ horas}$$

$$H14 = 1/1.8 [(2 \times 1) + (4 \times 0.8) + (5 \times 1.2) + (1 \times 0.9) + (4 \times 1.4) + (3 \times 1.3) + (2 \times 1.8) + (4 \times 1.6)]$$

H14 = 17.56 horas

$$H15 = 1/1.8 [(6 \times 1.2) + (1 \times 1.1) + (3 \times 1.4) + (3 \times 1) + (5 \times 1.6) + (4 \times 1.8) + (3 \times 0.8)]$$

H15 = 18.39 horas

$$H16 = 1/1.8 [(7 \times 1.4) + (1 \times 1) + (5 \times 1.6) + (10 \times 1.2) + (1 \times 1.7) + (1 \times 1.8)]$$

H16 = 19.06 horas

$$H17 = 1/2 [(7 \times 1.2) + (2 \times 0.8) + (3 \times 1.4) + (5 \times 1) + (3 \times 1.6) + (1 \times 2) + (1 \times 1.8) + (2 \times 1.1) + (1 \times 0.9)]$$

H17 = 15.45 horas

$$H18 = 1/1.4 [(10 \times 0.8) + (3 \times 0.4) + (5 \times 1) + (4 \times 1.2) + (1 \times 1.4) + (1 \times 1.1) + (1 \times 0.7)]$$

H18 = 15.86 horas

$$H19 = 1/1 [(13 \times 0.8) + (1 \times 0.7) + (3 \times 1) + (6 \times 0.6) + (2 \times 0.4)]$$

H19 = 18.50 horas

$$H20 = 1/0.8 [(6 \times 0.8) + (2 \times 0.7) + (8 \times 0.6) + (7 \times 0.4)]$$

H20 = 17.25 horas

$$H21 = 1/1.4 [(5 \times 0.6) + (3 \times 0.9) + (7 \times 0.8) + (1 \times 1.4) + (6 \times 1.2) + (3 \times 1)]$$

H21 = 16.36 horas

$$H22 = 1/1.4 [(4 \times 0.9) + (6 \times 1) + (3 \times 1.2) + (1 \times 1.3) + (1 \times 1.1) + (1 \times 1.4) + (6 \times 0.8) + (3 \times 0.6)]$$

H22 = 16.86 horas

$$H23 = 1/1.2 [(1 \times 0.6) + (1 \times 0.7) + (9 \times 0.8) + (8 \times 1.2) + (6 \times 1)]$$

H23 = 20.08 horas

$$H24 = 1/1.3 [(11 \times 0.8) + (7 \times 1) + (2 \times 1.1) + (2 \times 1.2) + (1 \times 1.3) + (1 \times 0.6) + (1 \times 0.9)]$$

H24 = 17.85 horas

$$H25 = 1/1.6 [(5 \times 0.9) + (5 \times 1) + (1 \times 0.6) + (9 \times 0.8) + (1 \times 1.6) + (2 \times 1.2) + (2 \times 0.4)]$$

H25 = 13.81 horas

$$H26 = 1/1.3 [(5 \times 0.8) + (8 \times 1) + (9 \times 1.2) + (1 \times 1.3) + (1 \times 0.9) + (1 \times 1.1)]$$

H26 = 20.07 horas

$$H27 = 1/1 [(18 \times 1) + (1 \times 0.9) + (6 \times 0.8)]$$

H27 = 23.70 horas

$$H28 = 1/1.8 [(7 \times 1) + (4 \times 1.4) + (4 \times 1.6) + (3 \times 1.7) + (1 \times 1.8) + (3 \times 1.2) + (2 \times 1.3) + (1 \times 1.1)]$$

H28 = 18.44 horas

De estos valores para II se ve que casi la totalidad está abajo de 20 horas, lo cual ya no es algo muy conveniente, aunque en realidad no existió un criterio definido para evaluar esta situación en base a valores de II. Para comprender qué tan inconveniente es la realidad reflejada en el valor de II, basta con comparar los valores de II con sus respectivas curvas.

### 3.6.3.2.2. CARGA ANTERIOR DE LA LÍNEA:

Para hacer una comparación y un análisis más afondo, real y preciso, se solicitó y gestionó con CEL, las hojas de datos ( iguales a las anteriores ) de las mediciones hechas en la misma línea de la zona industrial, correspondientes a los días del mes de febrero de 1993.

Se logró entonces, que CEL proporcionara las hojas de datos para ese mes del año pasado, las cuales presentan un formato igual que la anteriormente vista para el mes de febrero de este año, por lo cual, no se consideró necesario presentar otro ejemplar igual en este documento. El tipo de gráfico para este caso, es el mismo que se utilizó para el anterior, lo cual es algo ya conocido.

En el anexo B, se muestran entonces, los gráficos de las curvas de carga para el mes de febrero de 1993.

De la información contenida en estos gráficos, se encuentra que, el máximo valor alcanzado para la potencia, es de 2.2 MW; y el máximo valor para la corriente de línea, es de 45 A.

Existen también aquí interrupciones en el servicio ( se ve claramente en los gráficos ) los días 14, 18, 22 y 28. Todo lo que ya se dijo como análisis para las curvas de carga de febrero de 1994, es válido y aplicable también para este caso, debido a la similitud existente.

### 3.6.3.3. CRECIMIENTO ANUAL DE CARGA

Este dato, es muy importante a la hora de los cálculos del conductor para el diseño de la nueva línea. Para obtenerlo, es necesario comparar el comportamiento de las curvas de carga de un año, con respecto al año anterior, haciendo la comparación en base a datos de potencia.

En este caso, como se cuenta con valores correspondientes a un mes completo de cada año, se toman los valores máximos encontrados en cada mes. Así se obtiene lo siguiente.

| <u>FEBRERO 1993</u>       | <u>FEBRERO 1994</u>       |
|---------------------------|---------------------------|
| P <sub>máx</sub> = 2.2 MW | P <sub>máx</sub> = 2.2 MW |
| I <sub>máx</sub> = 45 A   | I <sub>máx</sub> = 48 A   |

Se observa de esto que, en cuanto a la potencia activa, no se experimenta ningún incremento, ya que se mantuvo constante el valor de 2.2 MW. Sin embargo, en cuanto a la corriente de línea, sí se tiene un crecimiento. Se ignora con exactitud el por qué este crecimiento de corriente no se reflejó también como incremento en la potencia. Probablemente esto se deba a falta de exactitud al tomar las lecturas por parte del personal de CEL encargado de esta tarea.

Para reflejar este crecimiento a la potencia, se calculará esta a partir de las máximas corrientes alcanzadas. Así se tiene que para febrero de 1993 la corriente máxima es

$$I_{\text{máx}} = 45 \text{ A}$$

Por tanto,

$$P = 3 \times 34.5 \text{ KV} \times 0.045 \text{ KA} \times 0.94$$
$$P = 2.53 \text{ MW}$$

De forma similar se tiene para febrero de 1994.

$$I_{\text{máx}} = 48 \text{ A}$$

Luego,

$$P = 3 \times 34.5 \text{ KV} \times 0.048 \text{ KA} \times 0.94$$
$$P = 2.70 \text{ MW}$$

Ahora se puede calcular el crecimiento anual de carga " C " en base a las potencias anteriores.

$$C = [( 2.70 \text{ MW} - 2.53 \text{ MW} ) / 2.53 \text{ MW} ] \times 100\%$$
$$C = 6.72 \%$$

## CONCLUSIONES

Es claro el mal estado en que se encuentra la línea que abastece a la zona industrial de Acajutla, tanto por el deterioro de los elementos físicos que la constituyen, como por los descuidos que se dan respecto a las protecciones y aislamientos de la línea, y también, por el inadecuado mantenimiento que se le da. Todo esto debe ser mejorado o anulado con la solución que hoy se busca.

El crecimiento de carga encontrado (6.72%) es un dato bien importante a tomar en cuenta para efectos de planificación y proyección de la línea, lo que significa más que todo para el buen dimensionamiento de los conductores.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos-  
de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.

## CAPITULO 4

### CONSIDERACIONES Y ANALISIS TECNICO-ECONOMICO EN EL DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION.

#### INTRODUCCION.

Todo sistema debe trabajar lo más eficientemente posible, independientemente del tipo de sistema que se hable, y esto por diversas razones. En todo sistema energético se debe tratar que la energía de entrada al sistema se traduzca en la mayor cantidad posible de trabajo, evitando en la medida de lo posible las pérdidas de energía. Si bien es cierto que la energía no se destruye - tal como lo dice el principio de conservación-, hay que tomar en cuenta que sí se degrada, lo cual la convierte en una energía incapáz de producir trabajo, pues generalmente no se tiene control sobre esta.

Lo crítico del asunto es que, con el actual panorama energético con que se cuenta, se debe permitir todavía menos este tipo de situaciones, pues esto cuesta dinero y consume otros tipos de recursos también.

En los sistemas eléctricos de potencia esto debe estar muy bien vigilado, pues se aplica todo lo anterior. Es así como en este capítulo se presentan algunos tópicos relacionados con esta problemática, haciendo algunas consideraciones y ciertos análisis tanto técnicos como económicos, aplicados al diseño de las líneas de transmisión. Es con base a estos criterios como se diseña y desarrolla una ecuación para el cálculo del área del conductor más económico para ciertas condiciones de operación.

#### 4.1. ESTIMACION DE COSTOS.

En el diseño de líneas de transmisión se hacen dos tipos generales de estimación de costos, una estimación preliminar y otra final.

Las estimaciones preliminares son usadas para determinar la factibilidad económica de la línea de transmisión y también para determinar la cantidad de fondos a ser requeridos en el presupuesto para la construcción de la línea. Con esto es posible detectar y conocer en una primera etapa del proyecto, si se justifica la continuación de trabajo en este. Estas estimaciones preliminares son también utilizadas para comparar los costos de construcción de rutas alternativas, o condiciones alternativas; y comparar el costo de construcción de varios tipos de líneas.

Por ejemplo, cuando se desea comparar la economía y factibilidad de diferentes voltajes y tipos de construcción para un mismo proyecto. Asimismo, se puede comparar el rendimiento de la

línea para diferentes conductores, y así, para todas las alternativas y combinaciones de parámetros que sea práctico considerar.

La estimación de costos final, está basada en el costo de cada uno de los elementos envueltos en la construcción de la línea.

#### 4.2. SECCION TRANSVERSAL MAS ECONOMICA DE UN CONDUCTOR.

En el caso de líneas de transmisión, el concepto de caída de tensión tiene menos importancia que el costo de las pérdidas de energía y el costo inicial, y entonces, la mayor área de un conductor da el menor costo de la energía, ya que se tienen menores pérdidas; pero por otra parte, se tiene un incremento en el costo inicial, lo que establece un balance entre estos dos factores, que debe ser efectuado en forma cuidadosa.

Si por otro lado se considera que normalmente la construcción de una línea de transmisión se hace con alguna forma de financiamiento y que se paga algún interés anual, suma a la que debe agregarse los costos anuales por depreciación, mantenimiento, reemplazo de aisladores, torres y conductores.

El problema es entonces de optimización, en donde se trata de encontrar el diseño más económico, que es aquel en el que la suma de pagos anuales (los anteriores), más la inversión inicial y los costos anuales por pérdida de energía den un mínimo.

Los gastos que en principio se tienen en una línea de transmisión completa son:

- a) El costo inicial del conductor, que es directamente proporcional a la sección más económica del conductor.
- b) Los costos de las torres o postes, aisladores y montaje de la línea.

Como se ve, el problema es esencialmente de optimización y su estudio formal requiere de estos conceptos, cosa que se debe hacer con propósitos de planeación, no obstante esto para fines ilustrativos que den una idea del problema y su posible solución en cálculos rápidos que no requieren de resultados precisos, se ha usado por mucho tiempo la llamada ley de Kelvin, en donde los costos mencionados en los incisos a) y b) se consideran constantes, cosa que como se comprenderá no es posible, particularmente en situaciones económicas generales que son cambiantes.

En cuanto a las pérdidas, en una forma simplificada se pueden despreciar las pérdidas por efecto corona y por resistencia de dispersión, entonces el costo total de las pérdidas por energía es

proporcional a  $I R t$ , donde "t" es el tiempo en que fluye la corriente de carga I por un conductor que tiene una resistencia R.

Básicamente, lo que la ley de Kelvin expresa es que: *la sección transversal más económica de un conductor, es aquella que hace que los costos anuales por pérdidas de energía, sean iguales a los costos anuales por interés y cargos por depreciación sobre el costo inicial del material únicamente.*

Puede observarse que el concepto de esta ley es bastante simple, sin embargo, es conveniente considerar que tiene las siguientes limitaciones:

- 1.- La expresión para la ley de Kelvin se obtiene de la suposición que los costos de las torres, aisladores y montaje, son independientes del costo obtenido para la sección del conductor, y en la práctica tales costos se ven incrementados con la sección del conductor.
- 2.- No se toma en cuenta el crecimiento anual de carga.
- 3.- No se traen a valor presente los costos que implica proyectar la línea para "n" períodos.
- 4.- En el caso de muy altas tensiones y en las líneas con conductores ACSR, el costo del material conductor no representa la mayor parte de la inversión inicial.
- 5.- En altas y extra altas tensiones, las pérdidas por efecto corona son comparables con las pérdidas en el cobre, y en la ley de Kelvin sólo se consideran estas últimas.

Para líneas de transmisión importantes, el único método satisfactorio es tomar al menos dos tamaños de conductor en ambos lados de la sección más económica y calcular los costos anuales totales para cada uno, incluyendo el costo de torres, aisladores y montaje.

Apesar de que en esta aplicación el cálculo del conductor no se hace en base a la ley de Kelvin, sí se le toma en cuenta como punto conceptual de partida para elaborar una ecuación que esté más acorde a la realidad.

#### 4.3. EL EFECTO CORONA.

Aunque el efecto corona no es considerado en el análisis y diseño específico de la línea para la zona industrial de Acajutla, sí es mencionado y tratado en este apartado debido a su importancia general y para efectos de hacer un planteamiento más formal y completo sobre los diversos factores a tomar en cuenta al hablar de las líneas de transmisión.

La razón por la cual no es considerado el efecto corona en este caso para esta línea, es debido a que, este efecto en las líneas de transmisión toma valores considerables para tensiones muy altas,

por ejemplo apartir de 115 KV hacia arriba. Y en este caso se está hablando de una línea a 34.5 KV y de una nueva a 46 KV, las cuales son tensiones consideradas muy bajas para efecto de tomar en cuenta las pérdidas por efecto corona.

En términos generales, en las líneas de transmisión la distancia entre conductores es mayor que suradio, y es lógico que al existir una diferencia de potencial entre dichos conductores aparece una intensidad de campo eléctrico; si esta intensidad de campo eléctrico excede la rigidez dieléctrica del aire en la superficie de los conductores aparece el efecto corona. Este efecto depende de varios factores, entre los más importantes se pueden considerar: el tipo de tensión, la temperatura, la densidad relativa del aire y la presencia de vapor de agua.

El efecto corona tiene las siguientes consecuencias en una línea de transmisión:

- 1) Pérdidas manifestadas en forma de calor.
- 2) Oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia que se transmiten en toda la línea y provocan perturbaciones de radio y televisión en sus inmediaciones.

Debe tomarse en cuenta que cuando los conductores no se encuentran dispuestos simétricamente, las pérdidas por efecto corona varían entre conductores sin importar que las tensiones entre fases sean balanceadas.

Como se ha señalado, el efecto corona en las líneas de transmisión causa radio-interferencia y perturbaciones de televisión; las ondas electromagnéticas se propagan a lo largo de los conductores en forma de ondas herrantes, otras se propagan hacia el espacio pero son fuertemente amortiguadas y su valor resulta de poca importancia en comparación con las que se propagan a lo largo de los conductores. Al aumentar lateralmente la distancia a la línea del campo perturbador, éste disminuye rápidamente.

Pero los efectos que este fenómeno origina, deben ser expuestos un poco más claramente y puntualizados, tomando en cuenta también que este fenómeno se da no sólo en las líneas de transmisión, sino también, en máquinas rotatorias y transformadores. Los efectos de este fenómeno son:

- 1) Interferencia en las comunicaciones, por lo que las líneas de transmisión de potencia deben estar retiradas tanto como sea posible de las líneas de comunicación y de los centros urbanos. Las trayectorias paralelas de estos tipos de líneas, se deben evitar, y las intersecciones se deben procurar hacer en ángulo recto. Cuando las trayectorias en paralelo sean inevitables, la interferencia se puede reducir haciendo transposiciones en los conductores de las líneas de potencia y comunicación.

- 2) Las corrientes de carga debido al efecto capacitivo, pueden ser no senoidales y, consecuentemente, causar caídas de tensión no senoidales.

- 3) Se tienen pérdidas por corona causadas por la ionización del aire entre los conductores.

4) El efecto corona ayuda a atenuar las ondas de sobretensiones, que se presentan por descarga atmosférica o por maniobra de interruptores, ya que la energía asociada con estas ondas se disipa parcialmente con las pérdidas por corona.

Apesar de que ya se conocen los efectos más importantes que produce este fenómeno, todavía no se ha descrito en forma más minuciosa como aparece y se da este fenómeno en los conductores de una línea, lo cual es conveniente hacer. Esto se realiza a continuación.

Supóngase que se tienen dos conductores paralelos en el aire y que entre ambos se aplica una diferencia de potencial que se va incrementando hasta alcanzar un punto en el cual el aire con la superficie de los conductores se ioniza. La diferencia de potencial entre este punto se conoce comúnmente como la tensión crítica disruptiva, y el cilindro de aire ionizado que rodea al conductor se llama corona. Si se aumenta la tensión aún más, se encuentra un valor en el cual un hal luminoso de color violeta se puede ver rodeando el conductor. La diferencia de potencial en este punto se denomina tensión crítica visual, y el hal luminoso se conoce como "la corona visible".

Si la diferencia de potencial se continúa elevando hasta que los hal luminosos de dos conductores paralelos se toquen, entonces podría ocurrir el flameo, y se ha comprobado experimentalmente que para separaciones menores de 15 veces el diámetro del conductor, el flameo se puede presentar antes que el efecto corona sea visible.

Entre los conductores fluye una corriente  $I$ , que antes que se presente el efecto corona es senoidal y se puede considerar como puramente capacitiva, dado que la corriente por resistencia de dispersión entre los conductores es muy pequeña. Cuando la tensión crítica disruptiva se excede, la forma de onda de la corriente cambia, y su aumento se debe a la reducción en la resistencia de aislamiento entre los conductores en virtud de la ionización del aire entre ellos.

El incremento se inicia en el punto en el que el ciclo de la tensión crítica disruptiva es excedido, y regresa a su forma senoidal, cuando cae debajo de ese valor crítico de tensión.

Los campos magnéticos asociados con las líneas trifásicas se cancelan, pero, los campos magnéticos producidos por la tercera armónica poseen resultantes que causan interferencia en líneas telefónicas, radios y televisores.

Cuando el efecto corona ocurre en forma visible, se produce un ruido similar al de un silbido que es audible por el ser humano.

Otro aspecto a considerar es que desde el punto de vista de efecto corona, la rugosidad de los conductores afecta también a la tensión crítica disruptiva, ya que no es lo mismo un conductor cilíndrico que un conductor cableado en el que en forma natural se presentan puntos de rugosidad debido a los hilos del conductor.

Durante el servicio, los conductores están afectados por las condiciones climatológicas y por la suciedad que se deposita sobre ellos, aumentando la irregularidad logrando reducir la tensión crítica disruptiva.

#### 4.4. DENSIDAD DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES.

Los límites normales de densidad de corriente en las líneas, dependen, además de la capacidad de conducción de corriente del conductor, de la temperatura ambiente, de la elevación permisible de temperatura, el estado superficial del conductor y de la velocidad del viento, por lo que cada país y en cada región de un país se deberá adoptar un criterio particular relacionado con la máxima densidad de corriente, pero esta puede estar situada entre los valores extremos de 2 A/mm<sup>2</sup> y 6 A/mm<sup>2</sup>, siendo este último valor sólo aplicable a conductores pequeños en redes de distribución. Normalmente en las líneas a nivel de transmisión, las líneas aéreas no se operan con carga hasta sus límites térmicos.

De lo anterior se puede observar que para encontrar la densidad de corriente económica, se debe comparar el costo de capital de la línea con el costo de las pérdidas de la misma. En los niveles de transmisión, a partir de 34.5 KV y hasta 115 KV en conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), se ha encontrado que la sección de aluminio de hasta 250 mm<sup>2</sup> satisface este requerimiento, aunque cabe destacar que existe un pequeño incremento en el costo por el nivel de tensión.

#### 4.5. CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR EL NIVEL DE TENSION.

Para las líneas de subtransmisión y transmisión, la sección transversal mínima tiene una influencia directa para su selección del nivel de radio-interferencia que a su vez depende principalmente del valor de la tensión en la superficie del conductor; de esta forma, por ejemplo para una línea de 115 KV con conductor ACSR el conductor más pequeño posible es de 266.8 MCM (26/7) con una sección transversal de aluminio de 134.9 mm<sup>2</sup> y un diámetro total de 16.28 mm.

Pero en general, se puede afirmar que el costo de una línea aumenta con la sección de los conductores, que para anteproyectos se puede considerar formado por dos factores, uno que es independiente de la sección del conductor (costo de los postes o torres, aisladores, etc.) y otro que sí es proporcional a la sección, es claro además, que en la construcción de una línea el costo de los conductores disminuye al aumentar la tensión, pero en cambio el costo de los aisladores y demás material, incluyendo los elementos de las subestaciones eléctricas tal como los transformadores, aumenta. Evidentemente que hay una tensión en la que el costo total será mínimo, que se conoce como tensión económica. Para determinar esta tensión son necesarios algunos tanteos, haciendo varios estudios para la línea y las subestaciones.

En el caso de la línea que hoy nos ocupa, no se harán esfuerzos por encontrar una tensión, ya que de antemano se ha seleccionado el nivel de 46 KV para hacer el respectivo diseño y análisis, para luego comparar con la línea actual, en la que ya existe un nivel de voltaje de 34.5 KV. En este caso lo que se trata es, encontrar el área más económica del conductor para una tensión dada y tomar en cuenta otros factores más.

Sin embargo, cuando sí se procede a determinar un cierto valor de tensión, se tiene que los valores de tensión a elegir están dentro de un número limitado y los estudios se reducen al análisis de unas pocas alternativas, ya que la tendencia es a no adoptar demasiadas tensiones, a fin de no utilizar una gran cantidad de niveles de aislamiento y equipos, tendiendo en lo posible a la normalización.

Como una orientación nada más para una primera aproximación, se ha empleado una fórmula empírica desarrollada por Still para estimar la tensión más económica en las líneas de transmisión trifásicas hasta de 220 KV, que relaciona la potencia transmitida, con la distancia a la que se va a transmitir dicha potencia. En la actualidad no puede emplearse esta ecuación, ya que adolece de varios vacíos, tanto técnicos como económicos, los cuales es muy importante considerar para un buen diseño y planeación de una línea. La fórmula de Still, es la siguiente:

$$V = 5.5 \sqrt{(Km/1.61) + (Kw/100)}$$

Donde V: KV entre fases.

Km: Distancia en kilómetros.

Kw: Potencia en kilowatts.

Una práctica común que da una idea rápida de la longitud de una línea en función de la tensión de operación es que, por cada kilómetro de longitud de la línea se tenga por lo menos un kilovoltio de tensión en la transmisión. Siguiendo este criterio aproximado de la fórmula de Still se puede determinar la potencia a transmitir para una tensión dada y una longitud determinada.

Los factores principales de los que depende la tensión son:

- Longitud de transmisión.
- Niveles de tensión en las redes próximas.
- Pérdidas por I R, corona y dispersión.
- Corriente de excitación en vacío.
- Regulación de tensión en las líneas y en el punto de recepción.
- Límite de estabilidad permanente en la potencia de salida.
- Comportamiento de la estabilidad transitoria.

#### 4.6. EFECTO DEL AUMENTO DE CARGA EN LAS LINEAS DE TRANSMISION.

Las líneas deben ser planeadas para operar en forma eficiente un determinado número de años, permitiendo un aumento en la carga, y en este caso ya no es posible comparar una erogación fija de capital anual con un costo constante de pérdidas de energía; es necesario llevar al valor actual el costo de las pérdidas de energía que incluirán un factor por el aumento de carga. con esto

resulta claro que el valor de la densidad de corriente inicial debe ser menor que los valores anteriormente mencionados.

La dificultad estriba en decidir el número de años que deben ser considerados. Un método sencillo utilizado en la transmisión y la subtransmisión consiste en postular que una línea va aduplicar o triplicar su carga inicial. Sin embargo, el método más exacto es analizar el comportamiento de la carga y determinar cuál es su crecimiento anual de carga (este es el método empleado aquí).

Otro aspecto a considerar que es importante en el aumento de carga es analizar si el suministro de energía se hará con circuito sencillo o con circuito doble, y si se justifica económicamente esto, ya que la erogación aumentará para la segunda línea, pero también habrá una reducción en los costos de las pérdidas, repartiendo la carga entre las dos líneas a un 50%. Lo importante es, considerar el aspecto de seguridad en el suministro de la energía eléctrica (confiabilidad) y determinar para qué valor de densidad de corriente se justifica un segundo circuito.

La gran mayoría de las líneas de transmisión en extra alta tensión, utilizan conductores múltiples por fase, por facilidad en la construcción y reducción de esfuerzos. Los factores que se consideran al seleccionar la sección transversal de los conductores individuales y el número por fase son:

- Nivel de tensión.
- Distancia a tierra.
- Tipo de suelo por donde la línea pasa y dificultad de construcción, diseño estético, crecimiento de la vegetación abajo de la línea, etc.
- Condiciones del clima, contaminación, presión de viento, niebla, lluvia, etc.
- Límite de estabilidad.

En general, la capacidad de transporte de carga en una línea de transmisión depende de su longitud a un nivel de tensión dado, sin embargo, la sección transversal de los conductores debe ser tal que para las pérdidas a plena carga por  $I^2 R$  no sean mayores de un 3% de la capacidad de la línea. Uno de los factores cruciales es el valor de la impedancia característica de carga de la línea, la que se define como la carga que lleva la línea cuando cada una de sus fases está terminada en una resistencia igual a la impedancia característica de la línea.

En un buen diseño los sistemas deben ser capaces de soportar la salida de una línea principal, de un generador o de una sección de barras principales sin causar sobrecargas no permisibles, reducciones de tensión mayores del 5%, inestabilidad, etc..

#### **4.7. TÉCNICAS DE INGENIERÍA ECONÓMICA UTILIZADAS EN EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.**

Las técnicas de ingeniería económica son muy importantes en relación a la temática de las líneas de transmisión, puesto que en este tipo de proyectos es de vital importancia hacer ciertas

consideraciones de tipo económico, y proyectarlas para una determinada cantidad de años o períodos, siendo necesario para efectos de evaluación, trasladar a valor presente las implicaciones de tales consideraciones.

Básicamente la ayuda más grande está en poder hacer un cálculo del área del conductor más económico en una forma más acorde a la realidad, a través de la aplicación de tales técnicas. Asimismo, permite hacer una evaluación más precisa y real sobre los costos por las pérdidas de potencia.

Se muestran a continuación algunos factores que son utilizados en ingeniería económica para hacer diferentes análisis en términos económicos.

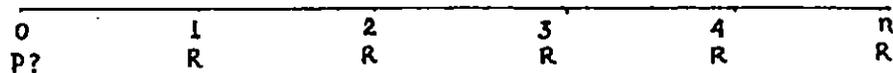
1. Para calcular una serie futura de pagos de final de período que permita recuperar una cantidad actual (inversión) en "N" períodos de vida económica y con un interés compuesto "i", se hace de la siguiente manera.



$$R = P \left\{ \frac{i(1+i)^k}{[(1+i)^k - 1]} \right\}$$

Al factor entre llaves se le llama "factor de recuperación de capital", y es el factor por el que se debe multiplicar una cantidad actual de capital "P" para hallar la serie futura "R".

2. Para calcular el valor actual (presente) "P" de una serie uniforme de pagos de final de período "R" durante "n" períodos de estudio, a un interés compuesto "i", se hace de la siguiente manera.



$$P = R \left\{ \frac{[(1+i)^n - 1]}{i(1+i)^n} \right\}$$

Al factor entre llaves se le denomina "factor de descuento", y es el factor por el que se debe multiplicar la serie uniforme "R" para hallar su valor actual "P".

3. Para calcular el valor actual "P" de una cantidad futura "S" al final de "n" períodos, se hace lo siguiente.



$$P = S [ 1 / (1+i)^n ]$$

A este factor se le denomina "factor de actualización", y es el factor por el que se multiplica un pago simple (futuro) para obtener el valor actual.

4. Para calcular el valor futuro "S" al final de "n" períodos de estudio, dada una cantidad presente "P", a un interés compuesto "i", se hace de la forma que sigue.



$$S = P (1+i)^n$$

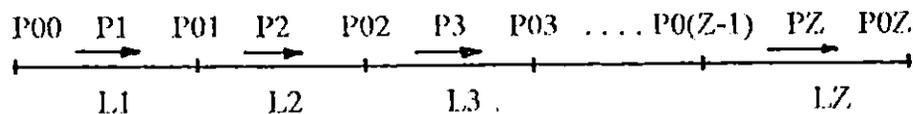
A este factor se le llama "factor de pago simple", y es el factor por el cual se multiplica un pago simple para obtener su monto capitalizado a una fecha futura.

#### 4.8. DISEÑO DE ECUACION PARA ENCONTRAR EL AREA DEL CONDUCTOR MAS ECONOMICO.

En esta parte se resumen y concretizan a la vez, varias de las observaciones y anotaciones anteriores relacionadas con el funcionamiento eficiente de una línea de transmisión, tomando en cuenta tanto factores y criterios técnicos como económicos.

Aquí se llega a determinar una ecuación que permite encontrar el área de la sección transversal del conductor más económico para servir una carga, la cual posee una determinada tasa de crecimiento. Además, se considera y se toma en cuenta la existencia de un cierto interés sobre el monto de la inversión.

El desarrollo de la ecuación se hace para una línea que posee diferentes cargas distribuidas a lo largo de esta, y se considera un tiempo de estudio de "n" períodos. Véase el siguiente arreglo:



Donde se tiene que  $-P1 = P0I - P00$   
 $P2 = P0I - (P00 + P01)$

$$P_3 = P_{OT} - (P_{00} + P_{01} + P_{02})$$

$$P_Z = P_{OT} - [P_{00} + P_{01} + P_{02} + \dots + P_{0(Z-1)}]$$

Todas las  $P_{0Z}$  representan las potencias por cada ramal "Z" en el año cero, notando que  $P_{00}$  es la potencia consumida en la fuente de la línea, por lo tanto  $P_{00} = 0$ , ya que en la fuente no hay ninguna carga instalada, ya que la primera carga de la línea es  $P_{01}$ .

El punto de partida es entonces el cálculo de los costos por pérdidas de potencia para el año 1, así :

$$\text{Costos pérdidas año 1} = 3\text{HDK} (I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 + I_3^2 R_3 + \dots + I_Z^2 R_Z)$$

Donde H : número de horas por día en que se encuentra el 100% de la carga.

D : número de días por año en que trabaja la línea

K : costo del KWh

$I_Z$  : corriente en cada tramo Z.

$R_Z$  : resistencia del conductor en cada tramo Z.

Nótese que a las pérdidas de potencia debe agregarse el factor  $(1+C)$ , debido a que en este primer período o año, ya existe el primer incremento de carga respecto al año cero ( $P_{OT}$ ). Por cada período debe haber un incremento dado por  $(1+C)^n$ , donde n, es el número del período.

También tómese en cuenta que  $I^2 = P^2 / 3V^2$ , entonces se tiene el siguiente procedimiento para calcular los Costos por Pérdidas en el Año 1 (CP1), y asumiendo además, que se pueden hacer restas aritméticas entre las potencias, debido a la insignificante diferencia considerada del factor de potencia entre la potencia de cada ramal y el resto de la potencia en la línea.

$$CP1 = 3\text{HDK} \left[ \frac{(P_{OT} - P_{00})^2 R_1}{3V^2} + \frac{[P_{OT} - (P_{00} + P_{01})]^2 R_2}{3V^2} + \dots + \frac{(P_{OT} - \sum_{i=0}^{Z-1} P_{0i})^2 R_Z}{3V^2} \right] (1+C)^2$$

$$CP1 = \frac{3\text{HDK} \rho}{3V^2 \Lambda} \left[ (P_{OT} - P_{00})^2 L_1 + [P_{OT} - (P_{00} + P_{01})]^2 L_2 + \dots + \{P_{OT} - [P_{00} + P_{0(Z-1)}]\}^2 L_Z \right] (1+C)^2$$

$$CP1 = \frac{\text{HDK} \rho}{V^2 \Lambda} \left[ \sum_{j=1}^Z (P_{OT} - \sum_{i=0}^{j-1} P_{0i})^2 L_j \right] (1+C)^2$$

Por comodidad el factor suma (entre corchetes) se representará por [P]. Luego, para pasar a valor presente esta cantidad debe dividirse por  $(1+i)^n$ :

$$CP1 = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] \frac{(1+C)^2}{(1+i)}$$

Y así se tiene el mismo análisis para los períodos subsiguientes, dando como resultado:

$$CP2 = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] \frac{(1+C)^4}{(1+i)^2}$$

$$CP3 = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] \frac{(1+C)^6}{(1+i)^3}$$

$$CPn = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] \frac{(1+C)^{2n}}{(1+i)^n}$$

Los costos totales por pérdidas de potencia (CTP) son entonces:

$$CTP = CP1 + CP2 + CP3 + \dots + CPn$$

$$CTP = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] \left( \sum_{n=0}^k \frac{(1+C)^{2(n+1)}}{(1+i)^n} \right)$$

Por comodidad el término suma (entre paréntesis) se denota más adelante por (E).

Por otra parte, el costo del conductor es  $3 \phi \rho Pe L A$ .

Por lo que los costos totales (CT) son:

CT = Costo total por pérdidas de potencia + Costo del conductor

$$CT = \frac{HK\rho}{V^2 A} [P] (E) + 3 \phi \rho Pe L A$$

Para encontrar el costo mínimo, se deriva entonces respecto al área del conductor y se iguala a cero:

$$\frac{d \text{costos}}{dA} = -\frac{HK\rho}{V A} [P] (E) + 3 \phi \rho Pe L = 0$$

$$A^2 = \frac{HK\rho}{3V^2 \phi \rho Pe L} [P] (E)$$

$$A = \frac{1}{V} \sqrt{\frac{HK\rho}{3\phi \rho Pe L} \left[ \sum_{j=1}^z (POT - \sum_{i=0}^{j-1} P0i)^2 Lj \right] \left( \sum_{n=1}^k \frac{(1+C)^{2n}}{(1+i)^n} \right)}$$

Examinando el término (E) se tiene:

$$\frac{(1+C)^2}{(1+i)} = R$$

Si se tiene la serie matemática

$$R^1 + R^2 + R^3 + \dots + R^n$$

Esta tiene por término general

$$(E) = (R^{n+1} - 1) / (R - 1)$$

Sustituyendo el valor para R, se tiene:

$$(E) = \frac{[(1+C)^{2(n+1)} / (1+i)^{n+1}] - 1}{[(1+C)^2 / (1+i)] - 1}$$

Sustituyendo en la ecuación para el área se tiene la expresión general final para el cálculo del área del conductor más económico:

$$A = \frac{1}{V} \sqrt{\frac{HDK\rho}{3\sqrt[3]{PeL}} \left[ \sum_{j=1}^2 (POT - \sum_{i=0}^{j-1} POi)^2 L_j \right] \left( \frac{[(1+C)^{2(n+1)} / (1+i)^{n+1}] - 1}{[(1+C)^2 / (1+i)] - 1} \right)}$$

Donde V: voltaje línea a línea [voltios]

H: número de horas por día en que se encuentra el 100% de la carga

D: número de días por año en que trabaja la línea

k: costo del kilowatt-hora [colones]

$\rho$ : resistividad del material conductor

C: costo del conductor por peso [colones/kg]

Pe: peso específico del material conductor

L: longitud total de la línea

POT: potencia total en el año cero [VA]

POi: potencia en cada ramal i en el año cero [VA]

Lj: longitud de línea para cada tramo j [km]

C: crecimiento de carga por período

i: interés por período

n: número de períodos de estudio

A: área del conductor [mm<sup>2</sup>].

La expresión anterior es entonces la ecuación general para calcular el área del conductor más económico para una línea de transmisión.

Después de seleccionar el conductor adecuado, es necesario hacer una evaluación de los costos totales de las pérdidas de potencia para los "n" períodos. Esto puede hacerse con base a la expresión siguiente.

$$CTP = \frac{I^2DK\rho}{VA} \left[ \sum_{j=1}^K (POT - \sum_{i=0}^{j-1} P0i)^2 I_{j,j} \right] \sum_{n=1}^K \frac{(1+i)^{2n}}{(1+i)^n}$$

En esta ecuación debe tenerse el cuidado con el valor para el área A, ya que este no es el valor calculado, sino, el valor del área que corresponde al conductor seleccionado.

#### 4.9. CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO 4

1.- El aire tiene una influencia directa sobre los elementos de las líneas de transmisión, afecta las condiciones normales de operación, pudiendo llevar a un funcionamiento inadecuado tal sistema. Por ejemplo, es significativo el valor de la ruptura dieléctrica del aire, y con respecto a la cual, las condiciones atmosféricas también juegan un papel determinante.

2.- Las irregularidades en la superficie de los conductores afecta las pérdidas, por lo que no debe descuidarse el fenómeno de las condiciones ambientales a la hora de diseñar una línea, ya que estas afectan las superficies de aquellos. Asimismo debe tenerse cuidado y control sobre cualquier otro factor que influya en esto.

3.- Se ha dicho que mientras mayor es el radio del conductor, menos problemas se tienen en cuanto a pérdidas. También, a mayor distancia entre conductores, se tienen menos problemas con las pérdidas o riesgos de fallas. Pero cualquiera de los dos, eleva el costo ya sea del conductor o de la estructura, quedando claro con esto también, que se debe ser cuidadoso a la hora de optimizar entre esto.

4.- Puede decirse que la línea más económica implica una libertad de elección tanto en la tensión como en la sección transversal para cualquier conductor. En cuanto a la relación de conceptos "sección transversal óptima" y "tensión óptima", se puede decir que, la sección transversal óptima es directamente proporcional a la tensión óptima del sistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990. USA.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.

## CAPITULO 5.

### ANALISIS TECNICO-ECONOMICO PARA EL DISEÑO DE LA LINEA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA ZONA INDUSTRIAL DE ACAJUTLA.

#### INTRODUCCION.

Lo esencial de este capítulo es la aplicación de las ecuaciones del capítulo anterior para el caso concreto de la línea de distribución en la zona industrial de Acajutla, referente a los cálculos del área del conductor más económico y los costos totales por pérdidas de potencia y por conductor.

Se hace primero una descripción de la línea, o más bien, un arreglo de acuerdo a la disposición real que la línea presenta, y también, para efectos de aplicar más fácilmente la ecuación y de forma más directa; luego, se hace el cálculo de "HD" a utilizar en las ecuaciones, y por último, se hace el análisis para los siguientes cuatro casos:

- 1.- La línea tal como está, a 34.5 KV y con el mismo conductor (aluminio ACSR 1/0)
- 2.- La línea con el mismo nivel de voltaje de 34.5 KV, pero con un nuevo conductor.
- 3.- La línea con el nuevo nivel de voltaje de 46 KV y el conductor actual.
- 4.- La línea con el nivel de voltaje de 46 KV y con un nuevo conductor.

El primer caso es sólo para evaluar el comportamiento de la línea tal como está actualmente, mientras que el segundo y tercero es para evaluar el funcionamiento haciendo solamente el cambio de uno de los dos parámetros bajo consideración, uno a la vez. En el cuarto caso se analiza el cambio total ( de las dos condiciones ), que es lo que más interesa.

También se presenta un cuadro donde se resumen los resultados de las cuatro evaluaciones mencionadas, para efectos de poder apreciar más fácilmente los rasgos distintivos en uno y otro caso, además de ser una forma compacta de presentarlos.

Pero además del cuadro anterior hay dos más, uno donde se resta al costo el valor del conductor en aquellos casos en que este es sustituido; y en el último cuadro mostrado, se presentan los ahorros que cada alternativa genera, tomando como referencia la primera alternativa en la cual no se altera nada en la línea.

## 5.1. DESCRIPCION DE RAMALES, DISTANCIAS Y POTENCIAS EN LA LINEA.

Tómese como punto de partida el esquema lineal que se muestra a continuación. Este esquema representa la línea actual de distribución de energía a 31.5 KV, mostrando las once derivaciones o ramales existentes a lo largo de esta. También se nombran las empresas involucradas en cada ramal y su respectiva potencia en voltamperios. Este valor de potencia para cada ramal, es el producto de los datos de medición efectuados el mes de junio del año en curso en cada empresa de la zona. Por lo que estos datos representan valores reales y muy actualizados, ya que son los últimos obtenidos. También aparecen indicadas las longitudes correspondientes a cada tramo de la línea (entre dos ramales consecutivos). Este es un dato que se midió directamente en el campo para efectos de garantizar resultados más confiables.

Todos los datos anteriormente mencionados y necesarios para los cálculos posteriores, se enlistan en una forma más compacta y ordenada, según como se ve a continuación.

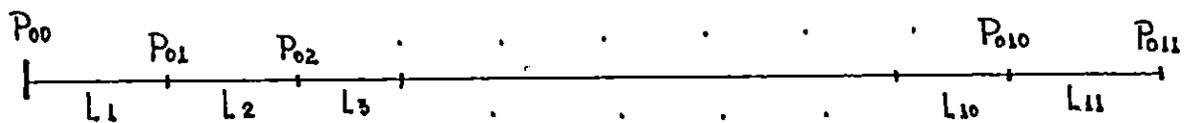


Figura 6.1. Diagrama lineal de la línea.

| <u>RAMAL (Z)</u> | <u>POTENCIA (VA) <math>P_{0i}</math></u> | <u>LONG. TRAMO (Km)</u>  |
|------------------|--|--------------------------|
| Z = 0            | $P_{00} = 0$                             | $L_0 = 0$                |
| Z = 1            | $P_{01} = 281000$                        | $L_1 = 0.025$            |
| Z = 2            | $P_{02} = 108000$                        | $L_2 = 0.26$             |
| Z = 3            | $P_{03} = 864000$                        | $L_3 = 0.011$            |
| Z = 4            | $P_{04} = 151000$                        | $L_4 = 0.2$              |
| Z = 5            | $P_{05} = 164000$                        | $L_5 = 0.072$            |
| Z = 6            | $P_{06} = 45000$                         | $L_6 = 0.095$            |
| Z = 7            | $P_{07} = 1262000$                       | $L_7 = 0.059$            |
| Z = 8            | $P_{08} = 189000$                        | $L_8 = 0.307$            |
| Z = 9            | $P_{09} = 640000$                        | $L_9 = 0.191$            |
| Z = 10           | $P_{010} = 189000$                       | $L_{10} = 0.08$          |
| Z = 11           | $P_{011} = 42000$                        | $L_{11} = 0.351$         |
|                  | $P_{0T} = 3935000 \text{ VA}$            | $L_T = 1.651 \text{ Km}$ |

## 5.2. CALCULO DE "HD" PARA ECUACIONES.

Aquí se retoman los valores de H calculados para cada día del mes de febrero de este año, los cuales se calcularon en el capítulo 3. Lo que se hace aquí es encontrar un H promedio por el mes, y se multiplica por D, que es el número de días por año en que la línea opera alimentando el 100% de la carga durante las horas por día que indica el valor de H.

Se procede entonces a calcular el valor H promedio utilizando los valores ya conocidos en el capítulo 3, así:

$$H = 1/28 (17.72 + 20.33 + 18.70 + 19.00 + 19.92 + 18.46 + 11.50 + 18.19 + 18.31 + 18.13 + 17.81 + 18.88 + 19.00 + 17.00 + 17.72 + 18.28 + 14.85 + 15.29 + 17.70 + 16.25 + 15.93 + 16.22 + 19.58 + 17.23 + 13.25 + 19.45 + 22.70 + 17.88 )$$

$$H = 17.69 \text{ horas}$$

Luego

$$HD = (17.69 \text{ horas/día}) \times (365 \text{ días/año})$$

$$HD = 6456.85 \text{ horas/año}$$

## 5.3. COSTOS POR PERDIDAS DE POTENCIA PARA LA ACTUAL LINEA A 34.5 KV, MANTENIENDO EL MISMO CONDUCTOR.

Antes de proceder a hacer cálculos para los análisis de los diferentes casos, se muestran aquí las tres ecuaciones fundamentales mediante las cuales se hacen todos los cálculos requeridos.

La ecuación para encontrar el área del conductor más económico es:

$$A = \frac{1}{V} \sqrt{\frac{HDK\rho}{3\phi PeL} \left[ \sum_{j=1}^n (POT - \sum_{i=0}^{j-1} PO_i)^2 L_j \right] \left( \frac{[(1+C)^{2(n+1)} / (1+i)^{n+1}] - 1}{[(1+C)^2 / (1+i)] - 1} \right)}$$

La cual por comodidad se puede escribir así:

$$A = \frac{1}{V} \sqrt{\frac{HDK\rho}{3\phi PeL} [P] (E)} \quad \text{EC. 1}$$

$$\text{Donde } [P] = \sum_{j=1}^{11} (P0j) - \sum_{i=0}^{j-1} (P0i)^2 \quad Lj = 7.241819539 \times 10^{12}$$

$$(E) = \frac{[(1+C)^{32} / (1+i)^{16}] - 1}{[(1+C)^2 / (1+i) - 1]} = 13.17509618 \quad , \text{ para } n = 15 \text{ años.}$$

La ecuación para los costos totales por pérdidas de potencia es:

$$CTP = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] (E) \quad \text{EC. 2}$$

La ecuación para los costos totales por pérdidas de potencia y conductor es:

$$CT = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] (E) + 3 \rho Pe AL \quad \text{EC. 3}$$

Para los cálculos se utilizan los siguientes valores:

HD = 6456.85 horas  
 K = 0.6280 colones  
 $\rho = 0.0382382$  (ohm . mm<sup>2</sup> / m)  
 V = 34.5 KV / 46 KV  
 C = 20 colones/kg  
 $Pe = 4.037$  kg / km . mm<sup>2</sup>  
 L = 1.651 km

Ahora sí se puede proceder a hacer los cálculos para cada caso, utilizando las ecuaciones 1 , 2 y 3 .

Las condiciones para el primer caso son: Nivel de voltaje = 34.5 KV  
 Conductor = 1/0 ACSR

Como en este caso la línea ya está construída, sólo se calcula mediante la ecuación 2 , los costos totales por pérdidas de potencia.

$$CTP = \frac{HDK \cdot P}{V^2 A} \quad [P] (E) = \frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.0382382}{(34500)^2 (53.48)} \quad [P] (E)$$

$$CTP = 232.407, 26$$

#### 5.4. CALCULO DE NUEVO CONDUCTOR PARA LA ACTUAL LINEA A 34.5 KV, Y COSTOS TOTALES POR PERDIDAS Y CONDUCTOR.

Como los vanos actuales son cortos, puede utilizarse el tipo de conductor AAC (sin refuerzo de acero), ya que es más liviano y también más barato. Por tanto, para calcular el área del conductor más económico, se utilizarán los valores de  $\rho$  y  $P_e$  para este tipo de cable.

$$\rho = (0.6590 \Omega/\text{km}) (1 \text{ km} / 1000 \text{ m}) (53.48 \text{ mm}^2) = 0.03524332 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$P_e = (146.2 \text{ kg/km}) / (53.48 \text{ mm}^2) = 2.7337 \text{ kg mm}^2/\text{km}$$

Aplicando la ecuación 1, se tiene:

$$A = \frac{1}{34500} \sqrt{\frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03524332}{3 \times 20 \times 2.7337 \times 1.651}} \quad [P] (E)$$

$$A = 205.68 \text{ mm}^2$$

Observando en la tabla del apéndice, para conductores AAC, se encuentra que el próximo mayor tiene un área de :

$$A = 241.68 \text{ mm}^2$$

El cual corresponde al conductor "Cosmos" (477 MCM)

Recalculando los valores para  $\rho$  y  $P_e$ :

$$\rho = (0.1470 \Omega/\text{km}) (1 \text{ km} / 1000 \text{ m}) (241.68 \text{ mm}^2) = 0.03552696 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$P_e = (673.8 \text{ kg} / \text{km}) / (241.68 \text{ mm}^2) = 2.7880 \text{ kg} / \text{km mm}^2$$

Calculando de nuevo el área, se tiene:

$$A = \frac{1}{34500} \sqrt{\frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03552696}{3 \times 20 \times 2.7880 \times 1.651}} [P] (E)$$

$$A = 204.48 \text{ mm}^2$$

Observando la tabla de conductores, resulta que se cae en el mismo conductor, y se selecciona definitivamente.

El conductor es el 477 MCM "Cosmos"

Ahora se procede a calcular los costos totales para este cable, utilizando la ecuación 3 :

$$CT = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] (E) + 3 \text{ Pcc } A L$$

$$CT = \frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03552696}{(34500)^2 (241.68)} [P] (E) + 3 \times 20 \times 2.7880 \times 241.68 \times 1.651$$

$$CT = 47\,781.63 + 66\,746.63$$

$$CT = \text{¢ } 114\,528.26$$

### 5.5. COSTOS TOTALES POR PERDIDAS Y CONDUCTOR PARA UN NUEVO NIVEL DE VOLTAJE DE 46 KV, MANTENIENDO EL MISMO CONDUCTOR ACTUAL.

Puesto que el conductor actual se mantiene, sólo se calcula el costo por pérdidas de potencia.

$$CTP = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] (E) = \frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.0382382}{(46000)^2 (53.48)} [P] (E)$$

$$CTP = \text{¢ } 130\,729.08$$

## 5.6. CALCULO DEL NUEVO CONDUCTOR PARA UN NUEVO NIVEL DE VOLTAJE DE 46 KV.

Se procede a calcular el valor del área del conductor, utilizando los valores de  $\rho$  y  $P_c$ , para el conductor AAC "Cosmos" 477 MCM anteriormente visto:

$$A = \frac{1}{V} \sqrt{\frac{HDK \rho}{3 \phi P_e L} [P] (E)} = \frac{1}{46000} \sqrt{\frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03552696}{3 \times 20 \times 2.7880 \times 1.651} [P] (E)}$$

$$A = 153.36 \text{ mm}^2$$

Donde en la tabla el próximo mayor es

$$A = 170.45 \text{ mm}^2$$

El cual corresponde al conductor 336.4 MCM "Tulip"

Ahora se calculan los valores más exactos para  $\rho$  y  $P_e$ :

$$\rho = (0.2070 \Omega / \text{km}) (1 \text{ km} / 1000 \text{ m}) (170.45 \text{ mm}^2)$$

$$\rho = 0.03528315 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$$

$$P_e = (470 \text{ kg} / \text{km}) / (170.45 \text{ mm}^2) = 2.7574 \text{ kg} / \text{km} \cdot \text{mm}^2$$

Ahora se procede de nuevo a calcular el área:

$$A = \frac{1}{46000} \sqrt{\frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03528315}{3 \times 20 \times 2.7574 \times 1.651} [P] (E)}$$

$$A = 153.68 \text{ mm}^2$$

Como el valor se mantuvo prácticamente constante, significa que el conductor a seleccionar es el mismo anterior: 336.4 MCM "Tulip"

Ahora se procede a calcular los costos para este conductor:

$$CT = \frac{HDK \rho}{V^2 A} [P] (E) + 3 \phi P_e C_c A_c L$$

$$CT = \frac{6456.85 \times 0.6280 \times 0.03528315}{(46000)^2 (170.45)} [P] (E) + 3 \times 20 \times 2.7574 \times 170.45 \times 1.651$$

$$CT = 37\,847.44 + 46\,558.08$$

$$CT = \underline{\underline{\$84\,405.52}}$$

### 5.7. CUADROS COMPARATIVO DE RESULTADOS PARA CADA CASO.

| CASO | CONDICIONES   | COSTOS PERDIDAS<br>(CTP) | COSTOS CONDUCTOR | COSTOS TOTALES<br>(CT) |
|------|---|--------------------------|------------------|------------------------|
| 1    | Volt. Actual 34.5 kV<br>Conductor Actual<br>(1/0 ACSR)      | ¢ 232407.26              | ¢ 00.00          | ¢ 232407.26            |
| 2    | Volt. Actual 34.5 kV<br>Conductor nuevo<br>(177 MCM) Cosmos | ¢ 47781.63               | ¢ 66746.63       | ¢ 114528.26            |
| 3    | Volt. Nuevo 46 kV<br>Conductor Actual<br>(1/0 ACSR)         | ¢ 130729.08              | ¢ 00.00          | ¢ 130729.08            |
| 4    | Volt. Nuevo 46 kV<br>Conductor Nuevo<br>(336.4 MCM) Tulip   | ¢ 37847.44               | ¢ 46558.08       | ¢ 84405.52             |

Ahora bien, en los casos en que se cambia el conductor, debe restarse de los costos el valor del costo del conductor sustituido, pues ese se recupera. Esto se hace a continuación:

- Para el caso 2 :

$$CT = 47\,781.63 + (66\,746.63 - 3 \text{ Pe A L.})$$

Como el conductor que se quita es 1/0 ACSR:

$$3 \text{ Pe A L.} = 3 \times 20 \times 4.037 \times 53.48 \times 1.651$$
$$3 \text{ Pe A L.} = 21\,386.93$$

Entonces se tiene:

$$CT = 47\,781.63 + (66\,746.63 - 21\,386.93)$$
$$CT = 47\,781.63 + 45\,359.70$$
$$CT = \text{Pe } 93\,141.33$$

- Para el caso 4 :

$$CT = 37\,847.44 + (46\,558.08 - 21\,386.93)$$
$$CT = 37\,847.44 + 25\,171.15$$
$$CT = \text{Pe } 63\,018.59$$

Entonces se tiene el siguiente cuadro comparativo:

| CASO | CONDICIONES  | COSTOS PERDIDAS<br>(CIP) | COSTOS CONDUCTOR | COSTOS TOTALES<br>(CT) |
|------|--|--------------------------|------------------|------------------------|
| 1    | Volt. Actual 34.5KV<br>Conductor Actual<br>(1/0 ACSR)      | ¢ 232 407. 26            | 0                | ¢ 232 407. 26          |
| 2    | Volt. Actual 34.5KV<br>Conductor Nuevo<br>(477 MCM) Cosmos | ¢ 47 781. 63             | ¢ 45 359. 70     | ¢ 93 141. 33           |
| 3    | Volt. Nuevo 46 KV<br>Conductor Actual<br>(1/0 ACSR)        | ¢ 130 729. 08            | 0                | ¢ 130 729. 08          |
| 4    | Volt. Nuevo 46 KV<br>Conductor Nuevo<br>(336.4 MCM) Tulip  | ¢ 37 847. 44             | ¢ 25 171. 15     | ¢ 63 018. 59           |

Ahora se puede hacer un pequeño cuadro comparativo , ya no de costos, sino, de ahorros de los casos 2, 3 y 4 respecto del caso 1 que son las condiciones actuales, en las que no se cambia nada en la línea.

| CASO | CONDICIONES   | AHORRO        |
|------|---|---------------|
| 1    | Volt. Actual 34.5 KV<br>Conductor Actual<br>( 1/0 ACSR )      | ¢ 00. 00      |
| 2    | Volt. Actual 34.5 KV<br>Conductor Nuevo<br>( 477 MCM ) Cosmos | ¢ 139 265. 93 |
| 3    | Volt. Nuevo 46 KV<br>Conductor Actual<br>( 1/0 ACSR )         | ¢ 101 678. 18 |
| 4    | Volt. Nuevo 46 KV<br>Conductor Nuevo<br>(336.4 MCM) Tulip     | ¢ 169 388. 67 |

## 5.8. TOMA DE DECISION RESPECTO A LA ALTERNATIVA MAS CONVENIENTE

Como ya se dijo antes, en el último cuadro comparativo se muestran las cantidades que se ahorran al ejecutar cualquiera de las alternativas 2,3 o 4, respecto a la alternativa 1, la cual consiste en no efectuar ningún cambio en la línea y seguir operando bajo las mismas condiciones que hasta hoy se ha hecho.

Por ejemplo, si se cambia sólo el conductor se estaría ahorrando una cantidad de ₡ 139 265. 93. Si se cambia sólo el voltaje se estaría ahorrando una cantidad de ₡ 101 678. 18. Y si se cambia tanto el conductor como el voltaje se estaría ahorrando la cantidad de ₡ 169 388. 67.

Ahora bien, debe recordarse y tomar en cuenta que estas son estimaciones económicas iniciales, y que por lo tanto no se han incluido todos los costos que cada una de las alternativas involucra. Por ejemplo, cuando se cambia sólo el conductor no se incluye el costo de la mano de obra; cuando se cambia sólo el voltaje no se incluye el costo de los nuevos aisladores y del nuevo aislamiento de la línea en general, de los nuevos transformadores, mano de obra, etc.; y con más razón cuando se cambia tanto el conductor como el voltaje, ya que no se consideran todos los aspectos ya mencionados.

Ahora bien, hasta aquí sólo se han mencionado criterios económicos, sin embargo, no son los únicos a tomar en cuenta a la hora de decidir sobre alguna de las alternativas. Para esto vale la pena ir un poco más a lo esencial del problema, y es necesario verlo con una óptica más amplia, más abierta y realista, que esté acorde a lo que la realidad exige.

Puntualizando un poco más sobre esto, es importante tomar en cuenta lo siguiente. La CELI quiere estandarizar el nivel de subtransmisión a 46 KV; existen dos empresas en la zona industrial ( CEPA y RASA ) que están solicitando a corto plazo el servicio a 46 KV; los sistemas eléctricos de potencia deben diseñarse y construirse cada vez más para que operen lo más eficientemente posible; debe recordarse también el problema serio que existe en la línea respecto a las fallas y salidas de la línea, por lo que debe considerarse muy en serio el aspecto de la continuidad del servicio, etc.

Como puede verse los anteriores son sólo algunos de los criterios diferentes al económico y que son de mucho peso a la hora de tomar la decisión, por lo que tales criterios deben ser tomados muy en serio.

Es claro también, que cuando se habla de hacer cambio de voltaje, esto implica cambiar todas las subestaciones transformadoras en cada empresa industrial. Esto viene entonces a elevar desproporcionalmente los costos de aquellas alternativas que involucren el cambio de voltaje. Pero tal como se dijo antes, no es esto lo único que hay que considerar, si no más bien, hay que contextualizar de la manera más seria y responsable dicho problema.

Es así como después de haber hecho una serie de consideraciones al respecto, haber analizado cada una de las alternativas y haber buscado la solución más práctica y adecuada al problema global, se ha llegado a determinar que lo que se necesita en la zona industrial de Acajutla es una nueva línea a 46 KV paralela ala actual de 34.5 KV. Quedando entonces la opción para cada

empresa de conectarse al nuevo servicio de 46 KV en el momento en que esta lo estime adecuado, pues tanto CFEI, como CIES, no pueden obligar a ninguna empresa a cambiarse repentinamente a un nuevo nivel de voltaje. Con esto lo que se estaría dando es un proceso gradual de traspaso de las empresas industriales de la línea a 34.5 KV a la nueva línea de 46 KV.

Lógicamente, si las compañías generadoras y distribuidoras desean que sus abonados se conecten a la nueva línea a 46 KV, esta deberá ofrecer un buen servicio y una gran confiabilidad tanto en la calidad como en la continuidad del servicio. Todo esto obliga a hacer un buen diseño de la línea a 46 KV, con todos los elementos que garanticen las condiciones anteriormente mencionadas; y que claramente supere a la actual línea a 34.5 KV.

### 5.9. OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES.

A continuación, se dicen algunas cosas importantes de hacer notar producto de todo lo anterior.

- 1.- Se ha tomado en cuenta todos los casos posibles partiendo de las dos condiciones que se pueden cambiar, como lo es el voltaje de línea y el conductor.
- 2.- Al cambiar sólo una de las dos condiciones actuales, resulta más caro el cambio de voltaje.
- 3.- Se observa que hay una diferencia notoria entre el sistema actual y uno nuevo posible, aunque se cambie sólo una condición con respecto al actual.
- 4.- Definitivamente puede observarse que la alternativa más ventajosa es el cambio total de condiciones, quiere decir, cambio de voltaje y cambio de conductor.
- 5.- Debe también advertirse que estas comparaciones y análisis no son absolutos, pues existen algunos elementos que dentro de estas evaluaciones, no son tomados en cuenta.
- 6.- Para poder hacer una estimación final de costos, más certera, es necesario continuar profundizando en cada alternativa, para tener costos más reales y un análisis más completo. Aquí sin embargo, reforzaremos en ese sentido la cuarta alternativa, procediendo a hacer el diseño específico de la línea, para luego, hacer una nueva evaluación de costos y otras estimaciones. Pero de lo que sí se está seguro, es que, se justifica la continuación en este trabajo.
- 7.- Habrá que tomar en cuenta a la hora del diseño, aquellos elementos que ayuden a solucionar también el problema de interrupciones y mala calidad en el servicio de energía.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990. USA.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.

## CAPITULO 6

### CONCEPTOS GENERALES EN EL DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION.

#### INTRODUCCION.

Aunque el tema del trabajo aquí desarrollado se refiere a una aplicación bien específica del diseño de las líneas de transmisión, se considera necesario hacer primero una etapa introductoria de conceptos. Sin embargo, tampoco se pretende que este documento sea un manual para el diseño de líneas de transmisión, por lo que dichos conceptos no pasan de ser conceptos generales, pero que son de vital importancia recordarlos y tomarlos en cuenta a la hora de efectuar cualquier trabajo relacionado con el diseño de las líneas de transmisión. Además, esto ayuda si no a conocer, a familiarizarse con el lenguaje utilizado al hablar de líneas de transmisión, y por lo tanto a comprender mejor la etapa concerniente específicamente al diseño de la línea.

#### 6.1 MATERIALES UTILIZADOS COMO CONDUCTORES EN LINEAS DE TRANSMISION.

Antes de describir los parámetros de las líneas de transmisión, es conveniente definir los principales materiales conductores utilizados en ellas y el por qué de su uso.

Los materiales más comúnmente utilizados en líneas de transmisión son el cobre duro y aluminio. En general, en una línea para altas tensiones los claros son grandes y por esta razón es muy utilizado el aluminio con alma de acero para dar una mayor consistencia mecánica, ya que en comparación con el cobre, el aluminio tiene más bajo peso.

Dado que el cobre y aluminio se pueden emplear como conductores eléctricos, es conveniente referirse al área de un conductor de aluminio en términos del área de un conductor de cobre que tiene la misma resistencia eléctrica; a esto se le conoce como el área equivalente del cobre. Normalmente se emplean conductores formados por varios hilos en forma trenzada, en lugar de conductores sólidos, en el caso de los conductores de aluminio y acero (ACSR) el hilo o los hilos centrales son de acero y se conocen como el alma del conductor.

La principal razón de preferir el uso de conductores trenzados en lugar de conductores sólidos, es el de prevenir problemas de vibración que se tienen cuando un conductor es sólido y que podrían romper los soportes; otra ventaja es que son más fáciles de manipular que los sólidos para una sección dada, especialmente para grandes longitudes.

Tabla 6.1. Características importantes de los conductores de cobre y aluminio

|   |                            |                      |
|---|----------------------------|----------------------|
| Conductividad eléctrica   | 0.585                      | 0.975                |
| Peso específico   | 2.71                       | 8.89                 |
| Resistencia a la tensión<br>(Newton por metro cuadrado)                           | 180 X 10<br>234 X 10       | 384 X 10<br>430 X 10 |
| Resistencia eléctrica para un<br>Km de longitud y un área de<br>1 mm <sup>2</sup> | Blando 27.75<br>Duro 28.72 | 16.92<br>17.34       |
| peso por Km <sup>3</sup> , para un área de<br>1 mm <sup>2</sup>                   | 8.144 New                  | 27.07 New            |
| Relación de área para igual<br>resistencia  | 1.66                       | 1.0                  |
| Relación de peso para igual<br>resistencia eléctrica                              | 1.0                        | 3.3                  |
| Coefficiente de expansión<br>lineal por °C  | 0.00000245                 | 0.0000170            |
| Relación de conductividad<br>para igual área                                      | 1.6                        | 1.0                  |

Para seleccionar el conductor más adecuado a utilizar en una línea de transmisión se debe, previamente, realizar el estudio técnico-económico comparativo correspondiente.

A fin de utilizar el material más adecuado se deben investigar: las características de corrosión galvánica y/o atmosféricas en la zona en que se localizará la línea.

La intensidad de corrosión se clasifica como:

- Fuerte ( F )
- Mediana ( M )
- Ligera ( L )

Dependiendo de la zona de corrosión, se recomienda lo siguiente en cuanto el tipo de cable adecuado .

| Zona de corrosión |       | Tipo de cable |
|-------------------|-------|---------------|
| Fuerte            | ( F ) | D W C U       |
| Media             | ( M ) | ACSR / AW     |
| Ligera            | ( L ) | ACSR          |

|           |     |  |
|-----------|-----|--|
| ACSR      | ==> | Cable de aluminio con núcleo de acero    |
| ACSR / AW | ==> | Cable de aluminio con núcleo de aluminio |
| CW - CU   | ==> | Cable de copperweld y cobre              |

La corrosión se clasifica en base a los efectos producidos por el clima combinado con los siguientes medios ambientales : marino, industrial, y rural .

Por otra parte, en cuanto a los conductores se enumeran a continuación algunas ventajas y desventajas de los conductores de aluminio con alma de acero y cobre .

1..El empleo de cables de aluminio con alma de acero ( ACSR ) en líneas aéreas de transmisión, permite distancias interpostales mucho mayores que con el empleo de conductores de cobre, lo que trae un ahorro considerable en estructuras, aisladores y herrajes .

2..Los cables ( ACSR ) no deben emplearse en zonas de contaminación fuerte o atmósfera salina, o sea en lugares próximos al mar ya que los efectos de la corrosión electroquímica entre los hilos de acero y de aluminio los destruyen rápidamente .

3..En redes de distribución, el empleo de alambres y cables de aluminio por lo genral no reporta ventajas sobre el uso de conductores de cobre, ya que el último tiene un precio de recuperación ( como chatarra ) superior al del aluminio .

4..Los alambres y cables de CU se recomienda usarlos en líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica en zonas con atmósfera salina o bien donde se tenga una corrosión fuerte .

## 6.2 DATOS PRELIMINARES NECESARIOS

Antes de formular los requerimientos de diseño para una línea de transmisión, es necesario disponer de cierta información preliminar previa al establecimiento del voltaje, tipo de construcción, y tipos y tamaños de conductores y cables de guarda desecados. Usualmente el establecimiento del voltaje en la línea de transmisión, el número y tipo de líneas requeridas en un área dada, y el tipo de construcción a ser usado, depende de un estudio comprensivo del sistema. Este estudio incluirá el tamaño y localización de los generadores y cargas, así como la posibilidad de utilizar las facilidades de transmisión existentes .

Después de que el estudio del sistema ha establecido el voltaje requerido y los puntos inicial y final de la línea de transmisión , la siguiente información es requerida para establecer los detalles de construcción y preparar el diseño :

- a ) Voltaje de operación de la línea.
- b ) Cargas promedio y pico a ser transmitidas por la línea o carga pico y factor de carga estimada .
- c ) Valor en millas por kilómetro-hora de energía a ser transmitido y el valor en kilovatio por mes o por año de capacidad a ser servido .
- d ) Un resumen de las condiciones climatológicas locales que incluya :
  - i ) Temperaturas máximas y mínimas
  - ii ) Velocidad máxima del viento
  - iii ) Lugares con presencia de atmósferas corrosivas y zonas nubladas
- e ) Un resumen de las condiciones del suelo, esto es, la presencia de rocas , arena, agentes alcalinos y otros corrosivos, suelos pantanosos, etc.
- f ) Un mapa mostrando la ruta general de la línea y la localización de subestaciones terminales e intermedias .
- g ) La longitud de rios y lagos que serán cruzados, señalándose los espacios libres para navegación .

La información de los literales a) , b) y c) es usada para determinar el tamaño más económico del conductor .

La otra información es usada, principalmente, para establecer los requerimientos mecánicos y estructurales de la línea .

Para preparar las especificaciones y el diseño, es requerida la siguiente información adicional :

h ) Saber si la línea será construida directamente por las compañías locales o por contrato con una firma extranjera .

i ) Fecha en que se requiere iniciar la transmisión de potencia.

h) Puntos de distribución de materiales a ser utilizados y la proporción de cada tipo de material requerido en los diferentes lugares de trabajo .

k ) Planos de planta y perfil y dibujos de cruzamientos especiales.

l ) Enterramiento necesario de los diferentes postes y un resumen de las condiciones de cimientos para torres de acero y otras estructuras especiales de acero.

### 6.3. CODIGOS DE SEGURIDAD.

El NESC ( National Electrical Safety Code ) emitido por la ANSI ( American National Standards Institute ) contiene reglas de seguridad para la instalación y mantenimiento de líneas de suministro eléctrico, puesto que las líneas de transmisión aéreas están construidas sobre espacios abiertos donde no es posible aislarlas del público por cercados . Es muy importante que ciertas reglas de seguridad sean observadas en la construcción y mantenimiento de estas líneas .

En El salvador , las líneas de transmisión son construidas de acuerdo con el N E S C , el cual practicamente comprende las regulaciones prescritas en el reglamento general de instalaciones eléctricas, en lo concerniente a instalaciones de alta tensión . Las reglas del N E S C no proveen especificaciones detalladas, pero si cubren los requerimientos más importantes para salvaguardar la línea de transmisión en condiciones de trabajo y proteger al público .

El código especifica claros abiertos , grados de construcción , cargas de diseños para conductores para estructuras soportes, requerimientos de resistencia y requerimientos especiales para cruzamientos sobre líneas de ferrocarril, carreteras, circuitos de potencia y de comunicación .

El código también especifica las áreas geográficas en las cuales el diseño de las líneas de transmisión estará basado en la luz ( span ) en el tramo medio o en condiciones de máxima carga.

El N E S C señala que las estructuras de las líneas de transmisión deben ser construidas con suficiente resistencia a fin de poder resistir las cargas de vientos máximas ; los márgenes de seguridad para líneas son estratificados en el N E S C en tres diferentes grados de construcción los cuales son, grados B , C y N .

### Grado B

Es la más robusta y generalmente es la usada para líneas de transmisión con cruzamientos de ferrocarril, circuitos de comunicación y carreteras importantes.

### Grado C

Es la normalmente utilizada para líneas de distribución, salvo para los usos descritos para la grado B.

### Grado N

Es la más débil, normalmente no usada en la práctica.

Los factores de sobre carga para estructuras de concretos reforzados son descritos en las tablas 261.1 del N E S C ; los factores de sobrecarga para estructuras de metal y de concreto pretensado en la tabla 261.2 del N E S C ; y para estructuras de madera en la tabla 261.3 del N E S C .

Sin embargo, cuando se diseña una línea de transmisión particular, las condiciones climatológicas y ambientales deberán ser tomadas en cuenta.

Las condiciones de carga y las tensiones en los conductores y cables de guarda, estarán de acuerdo con la última edición del N E S C . Así mismo no han de pasarse por alto las consideraciones prescritas en el N E S C al diseñar cualquier línea de transmisión.

## 6.4. DIFERENTES TIPOS DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS

Cuando se selecciona el tipo de construcción a ser usado en una línea de transmisión, es necesario considerar el voltaje de la línea, el tamaño y tipo de conductor a ser utilizados, la longitud de vano necesario o deseado los costos de construcción y la disponibilidad de materiales a ser usados en las estructuras.

Las estructuras usadas en líneas de transmisión son divididas en tres clases, de acuerdo a su función:

- a) Tangente
- b) Angulo
- c) Tensión

Usualmente, del 80 % al 90 % de las estructuras usadas en una línea de transmisión son de clase tangente.

Pará las estructuras de madera y concreto, los herrajes y los métodos de instalación han sido diseñados y establecidos mediante especificaciones standard cuando son utilizadas en líneas de transmisión para varios voltajes nominales . Estas especificaciones son usadas para toda línea de transmisión , excepto cuando existen condiciones especiales que exigen un diseño estructural especial. Todas las especificaciones están dadas en los números 40-D del N E S C .

Datos gráficos de diseño como el templete de flechas, gráficas de limitación y otros como tablas de flechas, son usualmente desarrollados para cada línea de transmisión específica y están especificados en forma general en los numerales 104-B del N E S C . Sin embargo , los conductores serán a menudo diferentes de los prescritos , dependiendo todo de las condiciones de carga , lo cual obligará a que la longitud del vano , la altura y tipo de las estructuras sean variadas , a efecto de mantener la eficiencia y la economía del proyecto .

Los principales tipos de estructuras se mencionan a continuación :

- a ) Estructuras simples de madera
- b ) Estructuras simples de concreto ( postes de concreto )
- c ) Estructuras de madera tipo II
- d ) Estructuras de concreto
- e ) Estructuras de Acero para circuitos simples
- f ) Estructuras de Acero para doble circuito

#### 6.5. VANO NORMAL, VANO REGLA ( RULING SPAN ), VANO DE PESO Y VANO HORIZONTAL .

##### - Vano Normal

El vano normal es usado para determinar y comparar las longitudes de los tramos obtenibles por el uso de diferentes alturas de estructuras.

El vano normal puede ser definido como el máximo vano obtenible con una altura de estructura dada y un conductor dado .

El vano normal está dado por la siguiente fórmula :

$$\text{Vano normal} = C [(P - L) / D ] \quad (\text{mts})$$

Donde :

P = Altura del soporte del conductor para el cual el span normal es calculado en metros .

L = Claro del conductor sobre el nivel de tierra ( mts ) .

C = Vano regla ( mts )

D = Flecha del conductor para un vano regla C ( mts ) .

- Vano regla ( Ruling Span )

El Ruling Span puede ser definido como la longitud del tramo en la cual la tensión en el conductor bajo cambios de temperatura y carga estará muy cerca de la tensión promedio en una serie de tramos de longitudes variadas que se encuentran entre dos puntos .

Una definición más común es que el Ruling Span es la longitud del vano usado como base para calcular las flechas y tensiones de un conductor , mediante la preparación del templete de flechas y una tabla de especificaciones .

El Ruling Span para cualquier sección de una línea de transmisión que tenga " n " tramos de longitud " L1 " , " L2 " , " L3 " , hasta " Ln " entre dos puntos, puede ser claculado utilizando la siguiente ecuación :

$$\text{Ruling Span (C)} = \sqrt{(L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3) / (L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n)}$$

Para usar esta ecuación , la ubicación de las estructuras debe ser conocida . Sin embargo , debido a que el Ruling Span es usado como base para calcular el templete de flechas, el Ruling Span debe de ser estimado antes que las estructuras sean localizadas .

Lo anterior podría facilitarse si todas las estructuras trataran de colocarse entre longitudes de tramos uniformes , sin embargo esto no siempre es posible pero puede conseguirse con bastante exactitud , ya que el Ruling Span podría usualmente ser seleccionado para toda una línea, excepto para ciertas secciones donde los tramos largos y cortos no pueden ser evitados debido a un perfil excepcionalmente quebrado .

Cuando este caso se da un Ruling Span más grande o más corto puede ser usado siempre y cuando el conductor finalice donde haya un cambio de Ruling Span , puesto que las tensiones horizontales en las secciones de la línea con diferente Ruling Span no variarán lo mismo debido a variaciones de temperatura y carga , provocándose tensiones desbanlaccadas entre las secciones de diferentes Ruling Span .

### - Vano de peso

Es el término usado para designar la porción del conductor que es soportada por una estructura. Si los soportes para el conductor en cada punto final del vano están a la misma elevación, el punto más bajo del conductor está a la mitad del vano y cada estructura soportará la mitad del peso del conductor. En este caso el vano de peso es exactamente igual a la longitud del vano entre las dos estructuras.

Si un soporte es más alto que el otro, el punto más bajo del conductor estará más cerca del soporte más bajo, y cada estructura soportará el peso de la sección del conductor entre la estructura y el punto más bajo. En efecto, si se considera la carga del conductor solamente sobre una estructura, esta soportará un medio de la carga de un vano equivalente a otro de longitud dos veces la distancia entre la estructura y el punto más bajo del conductor. Este vano hipotético es conocido como vano de peso.

### -Vano Horizontal

Es la suma de dos vanos adyacentes; es un vano sobre el cual teóricamente actúa la carga del viento. El vano horizontal es identificado como H S.

## 6.6. CONSIDERACIONES AL SELECCIONAR CONDUCTORES PARA UNA LINEA .

Cuando se selecciona el conductor para una línea de transmisión es necesario considerar el voltaje de la línea, la carga a ser transmitida, el valor de las pérdidas de potencia en la línea, el efecto corona y la radio interferencia, la resistencia mecánica del conductor, la conductividad eléctrica, el costo del conductor y la disponibilidad de materiales usados en el conductor.

El voltaje para una línea de transmisión es usualmente seleccionado de un estudio previo al diseño de la línea el diámetro mínimo del conductor es usualmente determinado en base a las cantidades permisibles de pérdida de potencia por efecto corona, el cual depende, como se dijo antes, del voltaje, altitud sobre el nivel del mar, tipo de superficie del conductor, etc. No obstante, hay que considerar que las pérdidas por efecto corona para voltajes menores o iguales que 46 KV son despreciables.

La resistencia mecánica del conductor debe ser suficiente para soportar las cargas de vientos que sean impuestas sin exceder:

- 1) El 50 % de la resistencia última bajo condiciones de máxima carga.
- 2) El 25 % de la resistencia última bajo condiciones especificadas sin cargas después del conductor ha adquirido su flecha final.
- 3) El 33.33% de la resistencia última bajo condiciones iniciales sin cargas.

Cuando el conductor está cargado por el viento, está especificado para máxima condición de carga permaneciendo estirado .

Cuando el conductor está sin carga , se asumirá que los valores de flechas y tensión finales están : la flecha haciéndose más grande y la tensión más pequeña que al principio .

La resistencia del conductor debe ser lo suficientemente alta y la flecha lo suficientemente pequeña para permitir el uso de longitudes de vano razonablemente grandes, sin usar estructuras excesivamente altas.

Para algunos conductores de pequeño tamaño la flecha es muy grande, de manera que se necesita un vano corto o bien estructuras muy altas. El uso de vanos cortos o estructuras demasiado altas , incrementa el costo de estas encareciendo el proyecto de línea. De acuerdo a lo anterior, es más económico usar calibres de conductor más grandes que puedan ser soportados por estructuras bajas con vanos largos .

La conductividad eléctrica del conductor debe ser lo suficientemente alta para poder portar la carga sin calentamiento excesivo del conductor que conduzca a una temperatura que pueda causar dilatación y la consecuente reducción en la resistencia del conductor , lo cual provocaría una flecha más grande y reduciría el libramiento a tierra .

La caída de voltaje en la línea debe estar limitada cerca de el 10 % , sin embargo esto puede ser controlado por el uso de reactancias , capacitores y condensadores síncronos para controlar los voltamperios reactivos (VARs) transmitidos por la línea . Usualmente el valor de las pérdidas en las líneas de transmisión es condición suficiente para justificar un calibre más grande de conductor , lo cual, además, limitara el calentamiento y la caída de voltaje .

Es conveniente realizar un balance entre los valores de las pérdidas en el conductor y cargas fijas para los diferentes tipos de conductores disponibles , con el objeto de determinar el tamaño más económico y el tipo más adecuado de conductor .

Antes de 1945 los conductores de cobre eran los más económicos y por tanto, los más utilizados ; sin embargo, con el apareamiento de los ACSR (conductores de aluminio con refuerzo de acero ) los primeros han sido casi totalmente desplazados a tal punto que en la actualidad los ACSR se utilizan en el 90 % de las líneas de transmisión y distribución .

## 6.7. ESFUERZOS Y DEFORMACIONES EN LOS CONDUCTORES

La mayoría de las propiedades mecánicas requeridas para el cálculo de flechas y tensiones son determinadas por pruebas de tensión . Los alambres usados en la fabricación de líneas de transmisión son probados en toda su sección ; las cargas

determinadas en esas pruebas de tensión son reportadas como esfuerzos unitarios por unidad de área de la sección original .

$$\text{Esfuerzo} = \text{Carga} / \text{Area}$$

Es importante definir lo que se entiende por elongación , la cual no es más que el incremento de longitud por unidad de longitud inicial .

$$\text{Elongación} = (\text{longitud final} - \text{longitud inicial}) / \text{longitud inicial}$$

Las curvas esfuerzo-estiramiento son preparadas a partir de las pruebas antes descritas ; en dichas curvas se plotea el esfuerzo contra la elongación unitaria . En una curva típica esfuerzo-estiramiento la deformación es proporcional a la carga aplicada , o sea , que el esfuerzo unitario es proporcional a la deformación unitaria . La pendiente de la curva es conocida como módulo de elasticidad .

Para conductores ACSR no hay ningún segmento de la gráfica que sea recto , y el módulo de elasticidad se determina usando valores promedios de diferentes tramos de la curva .

Otra característica de la gráfica es el límite de proporcionalidad , o sea , el punto de la curva donde la deformación deja de ser proporcional a la carga aplicada .

Resulta importante definir el límite elástico , el cual no es más que el máximo esfuerzo para el cual el conductor no sufre deformación permanente .

Otro valor de mayor importancia es , la resistencia última , o sea aquel valor de tensión para el cual el material es capaz de mantenerse sin llegar a la ruptura . En el diseño de líneas de transmisión , la tensión de trabajo suele ser , aproximadamente el 70 % de la resistencia última , ya que a un valor del 80 % de dicha resistencia ocurren las deformaciones plásticas ; es decir, cuando el conductor deja de ser sometido a carga y recupera su forma original .

La figura 6.2. muestra una curva esfuerzo-estiramiento , que ilustra el origen de los valores usados en el cálculo de las flechas y tensiones en un conductor de la línea de transmisión .

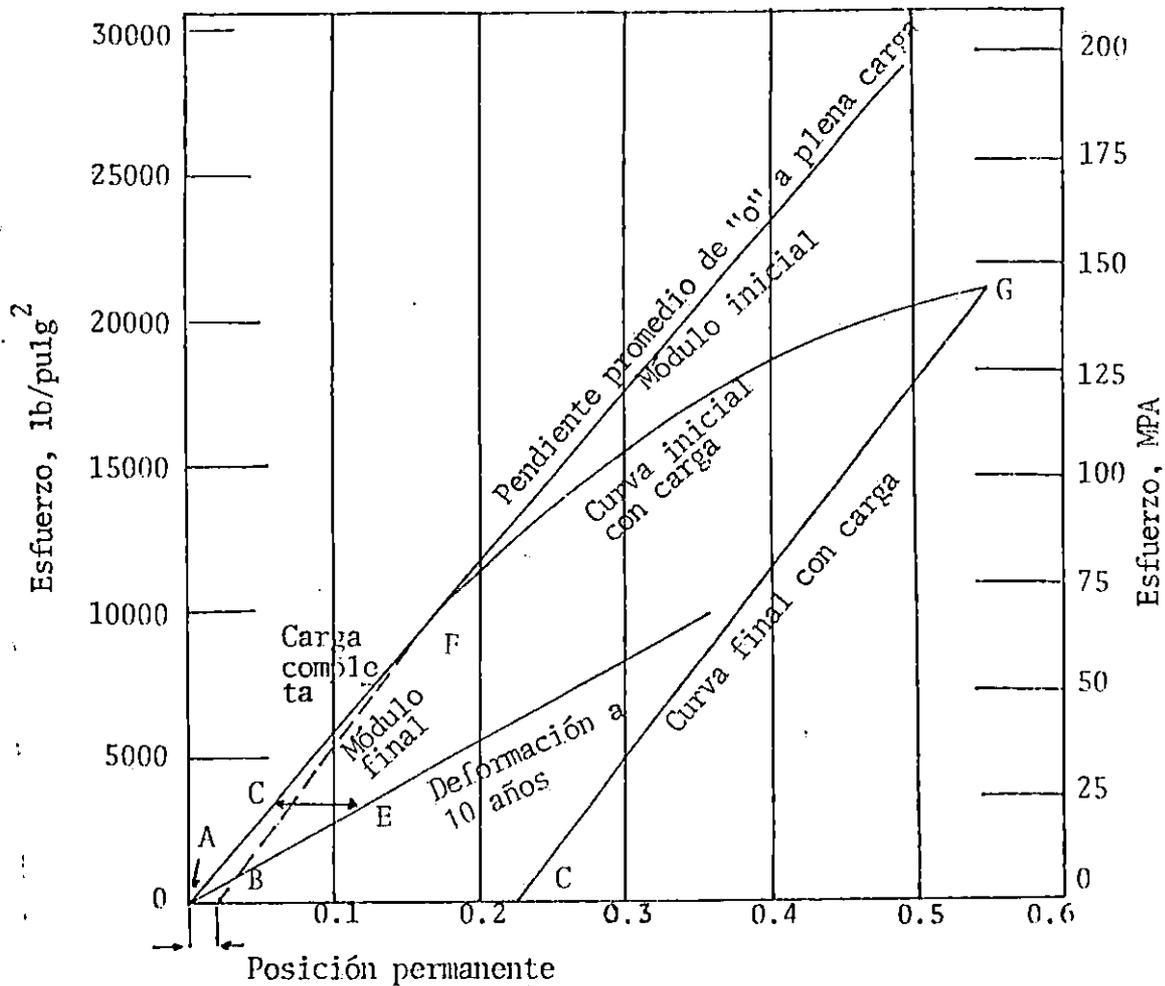


Figura 6.2. Gráfica esfuerzo-estiramiento y curvas de deformación que ilustran el origen de los valores usados en el cálculo de flechas y tensiones

### 6.8. CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES UTILIZANDO LOS METODOS DE LA CATENARIA Y DE LA PARABOLA.

La determinación de tensiones y flechas correspondientes a las diversas condiciones de temperatura y carga a la que se somete un conductor es de importancia básica en el diseño de las líneas de transmisión, lo que permite el logro de un buen diseño.

Dos criterios generales, o métodos, se utilizan para el cálculo de tensiones y flechas:

- a) La curva de la catenaria
- b) La curva de la parábola.

Para el primer caso , se asume que la masa del conductor está uniformemente distribuida a lo largo de la longitud del arco descrito por dicho conductor ; la tensión mínima en el cable está en el punto más bajo y la tensión máxima está en los puntos de apoyo. La tensión en cualquier punto del cable consta de dos componentes : una horizontal, la cual es uniforme a lo largo del cable ; y una vertical, que varía desde cero en el punto más bajo del cable hasta un valor máximo en los soportes . Esto significa que la tensión total en el cable es variable .

Para el segundo caso, se asume que la masa del cable está uniformemente distribuida a lo largo de una línea horizontal que pende de los puntos de soporte del cable . La ecuación matemática del cable es la de una parábola .

Los resultados de los dos métodos de cálculo (catenaria y parábola) son casi idénticos cuando la flecha es pequeña ; sin embargo la diferencia en los resultados llega a ser considerable a medida que la flecha se hace más grande . Lo anterior conduce a razonar que para vanos largos , donde lógicamente la flecha es más grande , el método de cálculo no resultará indiferente .

Generalmente el uso del método de la parábola está limitado a relaciones flecha - vano menores que 0.05 , y el método de la catenaria para relaciones entre 0.05 y 0.20 , difícilmente se encontrarán relaciones mayores que 0.20 .

### 6.8.1 METODO DE LA CATENARIA

Un conductor de constitución uniforme entre dos soportes a igual nivel , toma la forma de una catenaria .

No se deducirá las ecuaciones para el cálculo de flechas y tensiones, simplemente se aceptará las que se dan a continuación . Estas deducciones matemáticas pueden fácilmente encontrarse en varios libros de textos u otras referencias. El objetivo mayor aquí es utilizarlas en una aplicación concreta .

La ecuación para el cálculo de la tensión máxima es :

$$T_{\text{máx}} = W ( S^2 + F^2 ) / 2F$$

La ecuación para el cálculo de la tensión mínima es :

$$T_{\text{mín}} = W ( S^2 - F^2 ) / 2F$$

A partir de esto se puede calcular la flecha máxima con la siguiente ecuación

$$F_{\text{máx}} = \frac{(-2 T_{\text{máx}} / W) \pm \sqrt{((4 T_{\text{máx}}^2 / W^2) - (4 S^2))}}{2}$$

### 6.8.2 METODO DE LA PARABOLA

Como se mencionó antes , el método de la parábola es válido para flechas pequeñas comparadas con la longitud del claro ( relación menor o igual que 0.05 ) ; sin embargo , se puede afirmar genericamente que en la mayoría de las líneas la condición anterior se cumple, por lo cual se utilizará la parábola que se presenta en la figura a continuación .

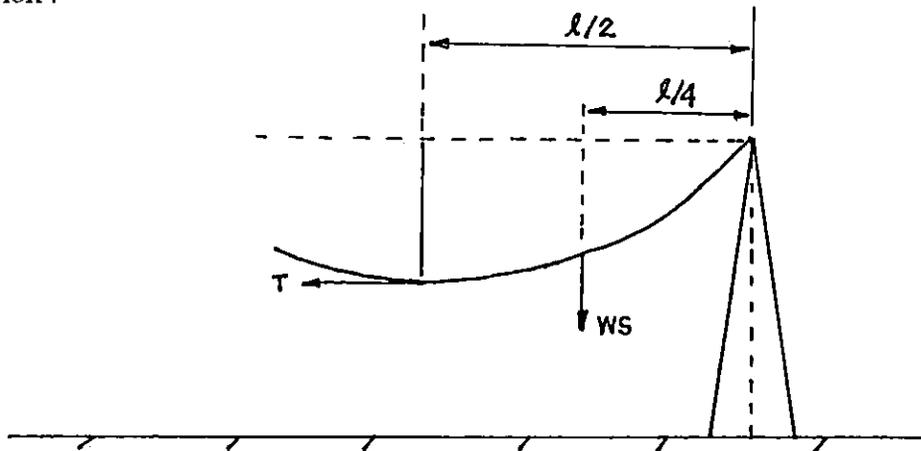


Figura 6.3. Parábola descrita por un cable

Si se hace una suma de momentos respecto a " P " se tiene :

$$T_{\text{mín}} = W l^2 / 8F$$

Luego se obtiene que la tensión máxima es :

$$T_{\text{máx}} = W l^2 / 8F \cos \theta$$

En la práctica es importante conocer la flecha máxima , la cual se encuentra de la siguiente forma :

$$F_{\text{max}} = W l^2 / 8 T_{\text{mín}}$$

## 6.9. EFECTO DE LAS CARGAS DE VIENTO EN EL CALCULO MECANICO DE CABLES

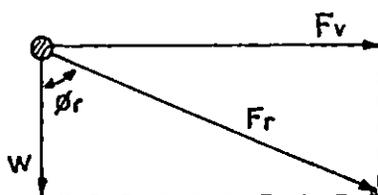
Durante el servicio , los conductores no sólo estarán sujetos a esfuerzos debidos a su propio peso , sino también , a la presión del viento ; y en otros países donde existen climas fríos estarán expuestos a la formación de capas de hielo cilíndricas alrededor del conductor .

En otras palabras las fuerzas que actúan , para el caso de nuestro país , sobre la longitud de un conductor son :

- 1) El peso propio ( W ) el cual actúa verticalmente hacia abajo .
- 2) La presión del viento ( P V ) por unidad de longitud , la cual se supone que actúa horizontalmente .

Para analizar la fuerza del viento , hay que considerar que ésta actúa distribuida a lo largo de todo el tramo y que puede ser representado por una carga puntual ( F V )

Haciendo un análisis de fuerzas se tiene :



$$F_r^2 = F_v^2 + W^2$$

donde  $F_r$  es la fuerza resultante

Si se considera la carga debida al hielo ( F h ) la expresión se transforma en :

$$F_r = \sqrt{F_v^2 + (W + Fh)^2}$$

$$\phi_r = \text{Tan}^{-1} ( F_v / W )$$

La mecánica tradicional nos enseña que la presión dinámica producida por el viento sobre una superficie se obtiene :

$$P_v = Q u^2 K_f K_l / 2g$$

Donde  $P_v$  : presión dinámica producida por el viento

$Q$  : peso del aire por unidad de volumen ( 1.225 Kg / m )

$g$  : Aceleración de la gravedad ( 9.81 m / s )

$K_f$  : Constante que depende de la forma de la superficie de acuerdo a la tabla siguiente :

| <u>Valor de la constante <math>K_f</math></u> | <u>Forma de la superficie</u>  |
|---|--------------------------------|
| 2.00  | Superficie plana               |
| 1.20  | Superficie cilíndrica lisa     |
| 1.45  | Superficie cilíndrica de cable |

$K_l$  es una constante que depende del ancho del claro , y de acuerdo a estudios realizados en los Estados Unidos , Canada y Francia se puede tomar entre 0.38 y .060 .

Para el caso particular de las líneas de transmisión  $K_l$  se toma igual a 0.55 y  $K_f$  igual a 1.45

Por tanto la expresión para la presión de viento queda

$$P_v = 0.0498 u^2 \quad \text{Kg / m}$$

Los valores de velocidades de viento empleados para determinar la presión sobre los conductores, se obtienen de cartas determinadas experimentalmente , de acuerdo con datos estadísticos reportados , cuando menos de 10 años antes , de los observatorios y estaciones del servicio meteorológico nacional .

## 6.10. TRAZO DE UNA LINEA DE TRANSMISION

El trazo de la línea requiere una cuidadosa investigación tanto en el campo reconociendo el terreno como en la oficina estudiando los planos geográficos y los datos meteorológicos de la zona . Del buen trazo dependerá en gran medida la magnitud de los costos de mantenimiento durante la vida útil de la línea , así como el costo de construcción de la obra .

Al seleccionar el trazo de la línea se deberán tener en cuenta los diversos factores involucrados , estos podrán ser ambientales , técnicos y económicos .

Para poder seleccionar un buen trazo de una línea de transmisión se deberán hacer las siguientes consideraciones :

- Que exista la menor longitud posible entre los puntos de envío y de recepción .
- Que existan el menor número de cambios bruscos en su dirección ( ángulos ) .
- Evitar los terrenos abruptos en la medida de lo posible .
- Que existan el menor número de cruzamientos de carreteras , vías de ferrocarril , líneas de transmisión , líneas de comunicaciones , vías navegables , etc.
- Evitar al máximo cruzar por terrenos de alta producción agrícola o de espesa vegetación .
- Procurar no cruzar por áreas urbanas o industriales actuales o de futuro desarrollo .
- Intentar que cerca de la ruta de la línea existan el mayor número de vías de accesos .
- Evitar cruzar por zonas de elevada altitud , salvo cuando sea indispensable .
- Evitar en la medida de lo posible las áreas de atmósferas contaminadas .

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores , el ingeniero puede valiéndose de planos geográficos , fotografías aéreas de detalles de la zona , etc . , los cuales pueden ser obtenidos a través de instituciones gubernamentales , seleccionar un trazo tentativo .

El trazo seleccionado deberá ser examinado en el campo por el ingeniero en compañía del topógrafo , al cual se le encomendará realizar el levantamiento topográfico , a fin de determinar las correcciones que habrán de hacerse al trazo tentativo .

Cuando el trazo tentativo cruza por terrenos abruptos y difíciles , puede ser conveniente , dependiendo del grado de importancia de la línea , realizar un reconocimiento aéreo en avioneta o , si es posible , en helicóptero a efecto de poder tomar fotografías de la zona .

## 6.11. VANO , LUZ , FLECHA Y APOYOS

Al conjunto de poste o torre , con las cimentaciones y los soportes de los conductores , se les denomina en general , apoyo .

Se llama vano de una conducción aérea a la distancia entre apoyo y apoyo .

Se llama tramo a la distancia entre dos apoyos de remate .

Se llama flecha a la distancia vertical entre la línea recta que pasa por los puntos de sujeción de un conductor en dos apoyos consecutivos , hasta otra recta paralela a la anterior que es tangente a la curva del cable .

## 6.12 DATOS E INFORMACION QUE SE INCLUYEN EN EL DISEÑO DE UNA LINEA

El diseño típico de una línea de transmisión incluye la siguiente información :

### a) Datos de diseño

- 1 - Longitud de la línea
- 2 - Voltaje de la línea
- 3 - Número de circuitos
- 4 - Tipo de estructuras
- 5 - Ruling span
- 6 - Aisladores : número , tamaño y tipo
- 7 - Número , calibre y clase de conductores y cable de guarda
- 8 - Tensión máxima bajo condiciones de carga de los alambres usados como conductores y cables de guarda .
- 9 - Tensión final sin viento para conductores y cables de guarda
- 10 - Para torres de acero , el espaciamento horizontal y vertical entre conductores y cables de guarda .
- 11 - Para torres de acero los libramientos del conductor a la torre.
- 12 - Flechas finales a 15.5 °C y 49°C sin carga , para conductores y cables de guarda .
- 13 - El nivel isocerámico y el número probable de interrupciones debidas a rayos , anuales .

### b) Diseño de las condiciones de carga .

### c) Libramientos mínimos , además de los descritos en el literal a) .

### d) Dibujos y características de las estructuras a ser usadas .

### e) Número y localización de las transposiciones .

f ) Datos de diseño que incluyen dibujos del templete de flechas , gráficas de limitación de estructuras , diagramas de libramientos en torres de acero y tabla de altura de conductores para diferentes estructuras de madera y de concreto .

### 6.13. AISLAMIENTO Y SELECCION DE AISLADORES.

Esta parte por ser de singular importancia para el caso de la línea de la zona industrial de Acajutla, se tratará de una manera no muy simple o ligera, por lo cual, se le dedica un capítulo completo.

Como se sabe, la zona industrial de Acajutla es una zona de gran contaminación atmosférica, debido a esto, toda selección de equipo eléctrico a la intemperie debe hacerse bajo esta consideración; además, esta misma zona posee un nivel isoccráunico de los más altos en el país, por lo que también resulta importante tomar en cuenta el comportamiento de los sistemas eléctricos bajo la influencia de las lluvias y las descargas atmosféricas.

Todo esto tiene que ver con el aislamiento de la línea, y es precisamente lo tratado en el siguiente capítulo, sin olvidar que es siempre parte de los conceptos generales para el diseño de las líneas de transmisión, aunque sea una información un poco más específica, pero que por la peculiaridad de este caso bajo estudio se vuelve necesario presentarlo así.

### 6.14. CONCLUSIONES.

Todo lo tratado en este capítulo es relevante en el diseño de las líneas de transmisión, aunque debe decirse que no se incluye todo lo referente a conceptos generales, pues tampoco es el objetivo. Pero sí se trató de incluir diversos aspectos fundamentales necesarios a la hora del diseño de líneas.

Para el caso específico del diseño y tratamiento de la línea en la zona industrial de Acajutla, todos estos conceptos son de gran ayuda, tanto en la etapa introductoria como a la hora del diseño en sí.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990. USA.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.

## CAPITULO 7

### DIFERENTES CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO Y SELECCION DE AISLADORES EN LINEAS DE TRANSMISION.

#### INTRODUCCION.

La información contenida en este capítulo es muy importante a la hora de hacer cualquier tratamiento sobre las líneas de transmisión, ya sea un estudio, un diseño, o ambas cosas. Para el caso aquí tratado cobra especial significado, puesto que se está haciendo un diseño de una línea bajo condiciones de contaminación atmosféricas bastante serias, además, existe actualmente un antecedente de fallas en la línea que han sido originadas en su mayoría, por los efectos de la contaminación atmosférica en los aisladores, y esto es precisamente lo tratado en este capítulo.

No puede concebirse entonces un diseño de la línea sin tomar en cuenta los efectos que producirá sobre esta, tal fenómeno de contaminación.

Se hace al inicio una descripción de las partes constituyentes de los aisladores y ciertas características normales de funcionamiento. Después, se analizan las descargas atmosféricas y sus efectos sobre la línea. Se deja al final una parte donde se trata la selección de aisladores bajo este tipo de influencias y se aportan algunos métodos de soluciones generales para el problema de fallas por esta causa.

#### 7.1. AISLADORES DE SUSPENSION.

La norma ANSI C29.1, define a una unidad aisladora de suspensión, como un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos, a otras unidades o herrajes terminales.

En un aislador de suspensión típico se distinguen los siguientes elementos:

- *ESMALTE ( 1 )*
- *ARENA CERAMICA ( 2 )*
- *CEMENTO ( 3 )*
- *OJAL O CUENCA ( 4 )*
- *PINTURA BITUMINOSA ( 5 )*
- *CAMPANA METALICA ( 6 )*
- *CUERPO CERAMICO ( 7 )*
- *PERNO METALICO ( 8 )*.

Esto se muestra en la figura 7.1.

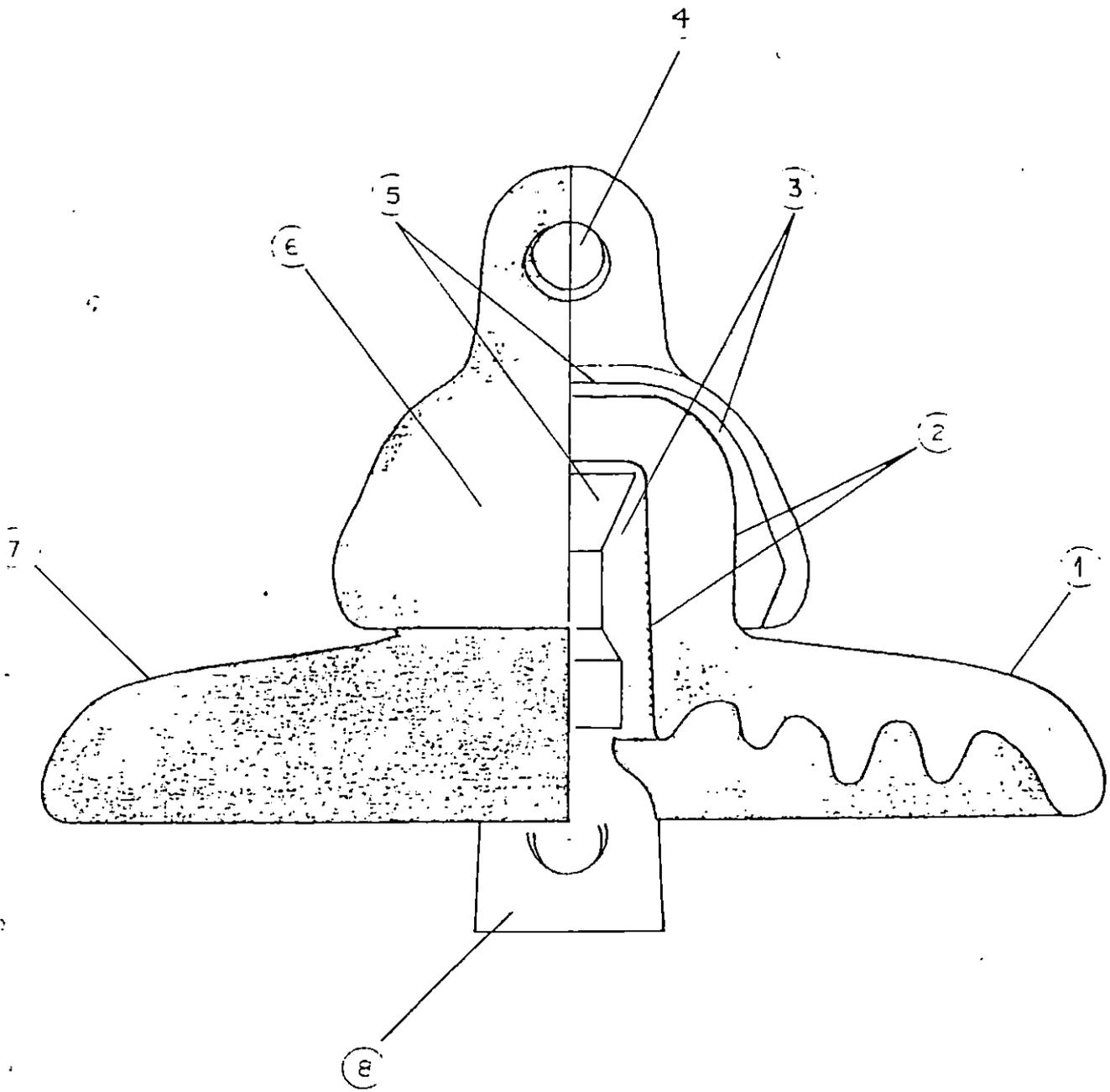


Figura 7.1 Aislador de suspensión.

**ESMALTE:** De acuerdo a lo estipulado en las normas ANSI "la superficie expuesta de los aisladores, deberá ser esmaltada en los aisladores de porcelana y además estar relativamente lisa y libre de imperfecciones". Esto se obtiene con la aplicación sobre la porcelana de un esmalte o vidriado, el cual es una sustancia cerámica compuesta de arcillas, feldespatos y otros elementos vitrificantes.

Las funciones esenciales que el esmalte ejerce en un aislador son:

**a.** Proporcionar a este una buena apariencia superficial. Debido a su naturaleza vítrea, puede mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales, ocasionados por la contaminación ambiental, por medio del lavado natural de las aguas lluvias. También por medio del esmalte se le puede dar el color que más convenga, de acuerdo a las exigencias del medio en donde se vaya a instalar.

**b.** El esmalte incrementa los parámetros mecánicos de la porcelana. Durante la cocción del aislador, en el período de fabricación, el esmalte hace parte integral de la porcelana mediante un entrelazamiento molecular, robusteciendo mecánicamente toda la pieza.

Los esmaltes utilizados en los aisladores de porcelana son del tipo de compresión. Esto se logra ajustando la expansión térmica del esmalte, de tal manera que sea menor que la de la porcelana.

Después de la cocción, cada punto de la porcelana está comprimido por la capa de esmalte que la rodea. Cuando un aislador en su trabajo normal se somete a un esfuerzo de tensión es evidente que el cuerpo de la porcelana sólo comenzará a "sentir" ese esfuerzo cuando se vea libre del esfuerzo de compresión producido por el esmalte. El valor de la fuerza de compresión del esmalte se traduce en una ganancia equivalente de resistencia mecánica para el aislador.

La figura 7.2 muestra el comportamiento esperado de una pieza de porcelana esmaltada con esmalte a la compresión (curva B) y una pieza sin esmaltar, o bien, esmaltada con esmalte neutro (curva A).

La curva A señala el punto de ruptura de una pieza sin esmaltar y destaca el comportamiento elástico del material. La curva B se compone de dos tramos: el primero se debe a las deformaciones que sufre el esmalte hasta que se vence el esfuerzo de compresión sobre el cuerpo cerámico, el segundo tramo muestra las deformaciones cuando la porcelana comienza a trabajar mecánicamente. La diferencia entre los valores de ruptura es la ganancia en resistencia mecánica obtenida por la aplicación del esmalte a la pieza.

Es importante resaltar que las características de la porcelana eléctrica, tales como alta rigidez dieléctrica, porosidad cero y alta resistencia al choque térmico, no se afectan por la aplicación del esmalte a su superficie.

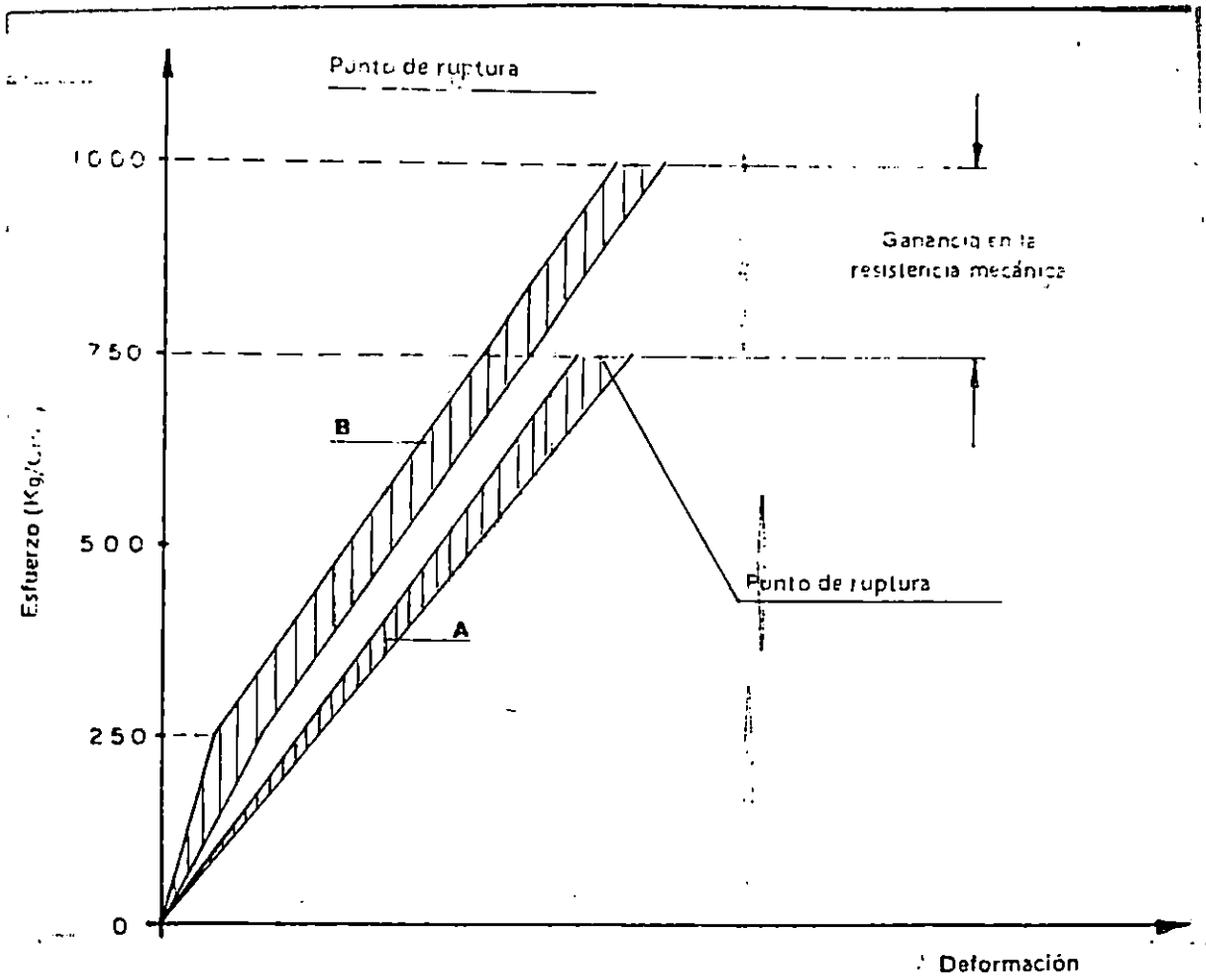


Figura 7.2. Pieza de porcelana esmaltada con esmalte a la compresión.

Los siguientes son algunos datos de ensayos mecánicos hechos sobre un tipo de aislador de porcelana con y sin esmalte, los cuales sirven de ilustración de la forma como trabaja el esmalte a la compresión.

|                        | Resistencia Normal   |                                | Alta Resistencia     |                             |
|------------------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|-----------------------------|
|                        | Módulo ruptura (Psi) | Resistencia a la tensión (Psi) | Módulo ruptura (Psi) | Resistencia a tensión (Psi) |
| Aisladores con esmalte | 15.000               | 7.000                          | 24.000               | 9.500                       |
| Aisladores sin esmalte | 11.000               | 6.000                          | 18.000               | 8.000                       |

**ARENADO:** Se utiliza para obtener en la superficie de la porcelana un medio de fijación del cemento. Esta arena se logra de un compuesto que produce el mismo grado de compresión sobre el cuerpo cerámico, que el obtenido en los esmaltes. Por lo tanto la expansión térmica de la arena es menor que la de la porcelana y muy semejante a la del esmalte.

**CEMENTO:** La unión del cuerpo de la porcelana a los herrajes se hace con cemento portland, de bajo coeficiente de expansión, que da a los aisladores un alto grado de confiabilidad y un excelente comportamiento a las sollicitudes de tensión, tanto mecánicas como eléctricas. Dentro de las características de control se debe tener en cuenta, que el cemento utilizado sea de granulación fina, libre de agua y consistencia uniforme.

**PINTURA BITUMINOSA:** Antes de aplicar el cemento, los herrajes son revestidos con una pintura bituminosa (pintura asfáltica) en todas las superficies que están en contacto con éste. La pintura forma una junta de dilatación entre el cemento y los herrajes metálicos, que absorbe las expansiones originadas por cambios de temperatura y protege las partes metálicas de los ataques químicos propios del cemento.

**HERRAJES METÁLICOS:** De acuerdo con la elección de la cadena que se haga, se dispone del aislador normal tipo "clevis" y "Ball & Socket", también denominados "pasador ojal" y "cuenca bola" respectivamente.

Las campanas se fabrican en acero forjado, hierro maleable o aluminio. Las partes ferrosas distintas del acero inoxidable, se deben galvanizar según las especificaciones existentes para galvanizado en caliente de herrajes en hierro y acero (norma ASTM A-153).

**CUERPO CERAMICO:** La porcelana eléctrica posee excelentes propiedades para ser utilizada como aislante eléctrico, tales como alta resistencia dieléctrica, alta resistencia mecánica, elevado punto de fusión, inercia química, etc.

Además, de las propiedades de material aislante, debe agregarse una tecnología de diseño que asegure a las piezas las condiciones necesarias para soportar severos esfuerzos electromecánicos sin perder sus propiedades dieléctricas.

## **7.2. DISTRIBUCION DE POTENCIAL EN UNA CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION.**

Una cadena de aisladores de suspensión es la unión de dos o más unidades, que se acoplan para formar un conjunto. En dicha cadena, el potencial entre el conductor y la cruceta no se reparte uniformemente. Ello trae como consecuencia una desigualdad en la tensión a la cual quedan sometidos los aisladores, siendo esta tanto menor cuanto más alejados estén del conductor.

El efecto anteriormente descrito se debe a la desigual corriente capacitiva en los diferentes elementos, por agregarse a la capacitancia de cada uno de ellos, la existente entre él y tierra.

Una cadena de aisladores es, desde el punto de vista de las capacitancias, equivalente a un conjunto de condensadores conectados como se indica en la figura 7.3.

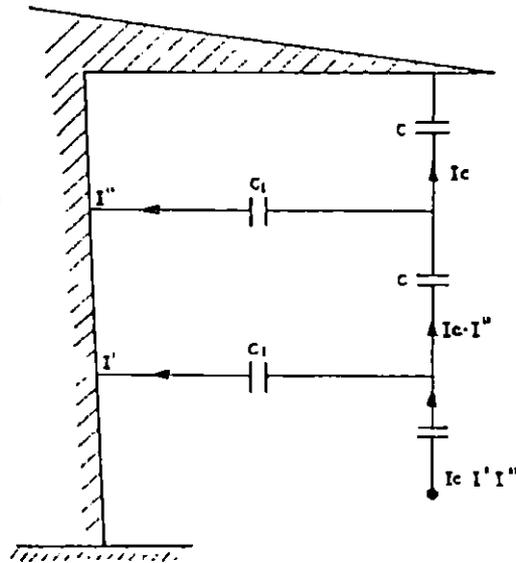


Figura 7.3 Conjunto de condensadores conectados.

La corriente capacitiva que pasa por el elemento más cercano al conductor, es mayor que la de los demás, y va decreciendo en cada uno de ellos según el orden de colocación (desde el conductor a la cruzeta) sucediendo lo propio con la diferencia de potencial a que se hallan sometidos los elementos y cuya expresión general es:

$$V = 1/(WC)$$

Si

- C : Capacitancia de cada elemento.
- C1 : Capacitancia de cada elemento respecto a tierra
- Vn : Potencial del conductor respecto a tierra
- Vn-1 : Potencial en la unión de los dos últimos elementos.

Entonces se tendrá:

$$WC [Vn - (Vn-1)] = WC [Vn-1 - (Vn-2)] + WC1 \times Vn-1$$

$$WC [V_{n-1} - (V_{n-2})] = WC [V_{n-2} - (V_{n-3})] + WC1 \times V_{n-2}$$

y así sucesivamente.

Haciendo  $K = C1/C$ , se tiene:

$$V_n = (2+K) V_{n-1} - (V_{n-2})$$

$$V_{n-1} = (2+K) V_{n-2} - (V_{n-3})$$

Con estas ecuaciones se puede calcular los valores  $V_{n-1}$ ,  $V_{n-2}$  ... conociendo el de  $V_n$ . Además, debe tomarse en cuenta que en estas ecuaciones las corrientes y las tensiones están desfasadas en  $90^\circ$ .

Al aplicar las ecuaciones anteriores a una cadena formada por seis aisladores, para un valor de  $K$  aproximado de 0.2 y un  $V_n$  próximo a 100KV., resulta que el último elemento soporta más de 30KV, en lugar de 16.6KV, valor que le correspondería si la distribución de voltajes fuera uniforme.

Este efecto haría imposible la utilización de tensiones de líneas muy elevadas, a menos que se acudiera a elementos mayores, de capacidad más grande, para los situados en las proximidades del conductor. Pero afortunadamente en la práctica, se produce un efecto de fuga superficial que aumenta con la tensión entre las armaduras de cada elemento y presenta un camino aparte de las corrientes  $I'$ ,  $I''$ .... lo que permite la igualdad de todos los miembros de la cadena, sin trabajo excesivo para el último, tal como lo muestra la figura 7.4.

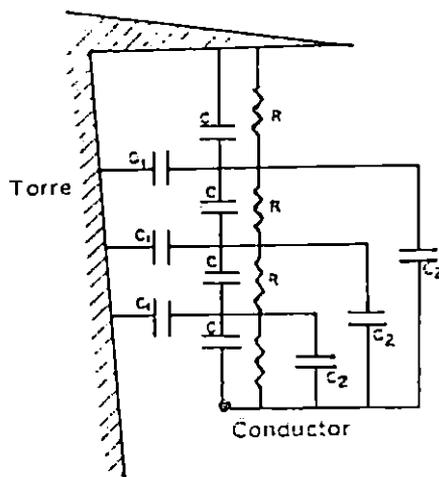


Figura 7.4 . Circuito equivalente de una cadena de cuatro aisladores suspendidos.

- C = Capacidad propia del disco
- C1 = Capacidad disco a tierra
- C2 = Capacidad disco a línea
- R = Resistencia de pérdidas

Dicha teoría está confirmada por los hechos experimentales. Por medio de los métodos mencionados se han establecidos ciertas características, tales como las que ilustra la figura 7.5. que muestra la distribución del voltaje en los elementos de cadenas de diferente longitud, usando aisladores de 10 pulgadas.

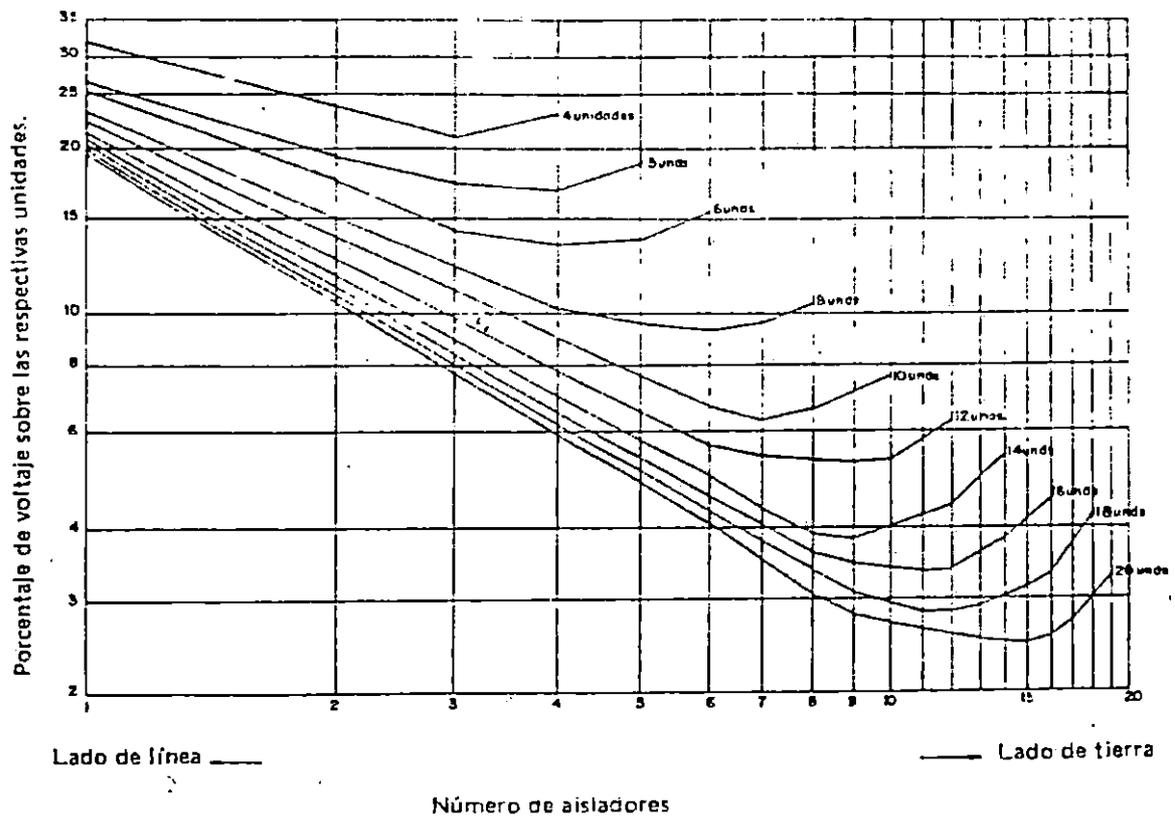


Figura 7.5 Características que muestra la distribución de voltaje en los elementos de cadenas de diferente longitud, usando aisladores de 10 pulgadas.

La corriente capacitiva total es del orden de 1 mA, en condiciones de sequedad y limpieza del aislador. Una vez adquirida la contaminación y presente la humedad, las corrientes de fuga adquieren valores de 1 a 100 mA. Cuando la corriente de fuga excede la corriente capacitiva, la distribución de potencial de cada elemento depende en primer lugar del valor de aquella.

En realidad el tipo y grado de humedad tiene poca influencia sobre las características de flameo de una cadena, pero la contaminación sí puede disminuir apreciablemente los valores de flameo. Así, corrientes de fuga del orden de 10 mA, no representan peligro de flameo. Pero, al adquirir valores de 100 mA, existe el peligro de flameo y debe efectuarse un lavado de aisladores, incrementar su cantidad o recurrir a los aisladores de tipo especial (FOG TYPE). En realidad el criterio en este aspecto, es una comparación entre el costo del sobreaislamiento y el costo del lavado.

### **7.3. CARACTERISTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS Y SU EFECTO SOBRE LAS LINEAS DE TRANSMISION.**

#### **7.3.1. CARACTERISTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.**

##### **7.3.1.1. FORMACION Y EVOLUCION DE LA DESCARGA.**

Las descargas atmosféricas se presentan cuando se forman grandes concentraciones de carga eléctrica en las capas de la atmósfera inmediatamente inferiores a la atmósfera (alturas entre 5 y 12 Km). Al aumentar la carga se forman potenciales de hasta 300 Mv. entre nubes y tierra.

La carga se forma en nubes de tormenta del tipo cúmulonimbus, las cuales se caracterizan por estar formadas por columnas de aire caliente que ascienden por convección, cuando la atmósfera se hace inestable, debido a grandes gradientes de temperatura. El interior de esas nubes es recorrido por rápidas corrientes de aire ascendentes y descendentes de velocidades hasta de 300 Km/h.

La carga eléctrica se forma al separar estas fuertes corrientes de aire, las partículas de agua y hielo, en partículas ionizadas. La carga se concentra en un disco de un diámetro de 10 Km y una altura aproximada de 5 Km. Esta carga es en la mayoría de los casos predominantemente negativa.

A medida que se empieza a incrementar la carga y el voltaje en las cercanías de las nubes cargadas, se empieza a rebasar el gradiente crítico (30 KV en aire seco, 10 KV en las condiciones de presión y presencia de gotas de agua existente en las nubes). Se empieza a presentar ionización del aire y por lo tanto, se van formando caminos para la conducción de la carga hacia el punto de potencial cero que es la tierra.

El camino de ionización que se inicia, lleva un primer flujo de carga hacia capas más bajas. Este primer flujo es llamado el líder. El líder desciende unos 50 a 100 metros en un microsegundo, detiene su marcha unos 50 microsegundos mientras se acumula la carga transferida desde la nube y se forma un nuevo camino ionizado que va a crear un nuevo avance del líder (véase la figura 7.6.). Estos avances y reposos de este primer flujo de carga, hacen que se le conozca como el líder escalonado. Este sigue avanzando hasta llegar cerca de los objetos y estructuras más altos, los cuales empiezan a emitir chispas que van al encuentro del líder.

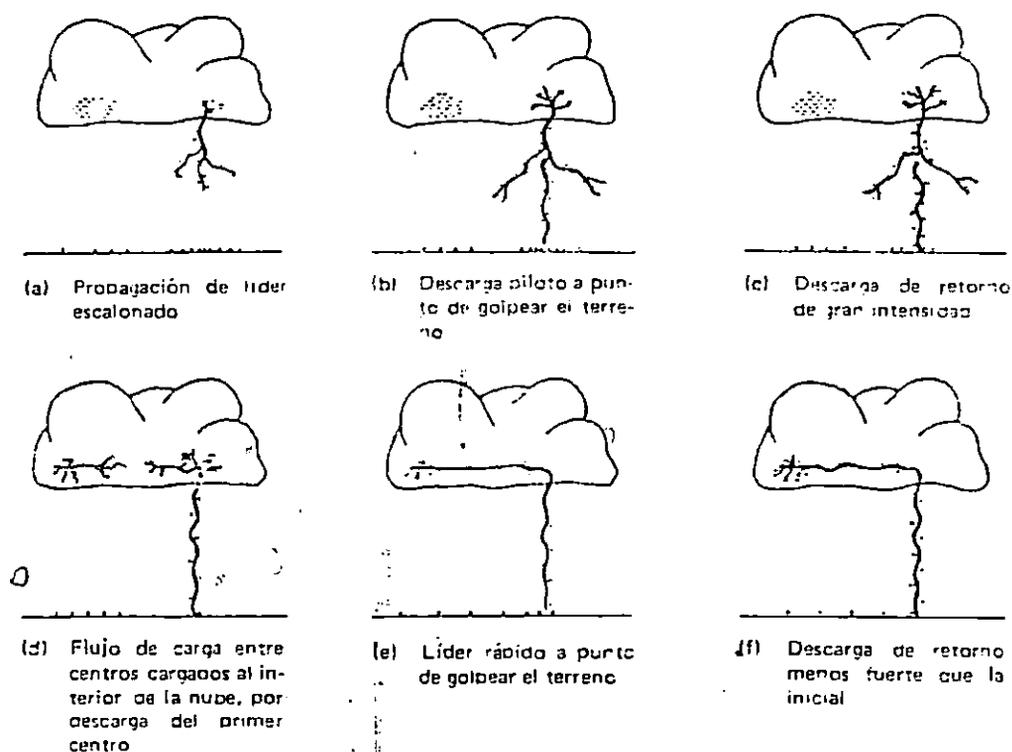


Figura 76 Evolución de la descarga atmosférica.

Al cerrarse eléctricamente el camino a tierra, la carga se desplaza a una velocidad vertiginosa, produciéndose la descarga de retorno de gran luminosidad, etapa del rayo considerada como la más energética de todas.

Luego con intervalos de 0.01 a 0.1 segundos se producen nuevos flujos de electrones hacia abajo, abriéndose paso el camino ionizado que dejó el líder escalonado. Son los

líderes rápidos que al golpear tierra producen descargas de retorno menos energéticas que la primera. En un rayo es típico que existan 3 o 4 líderes, pueden existir hasta 20 y 30.

El canal de la descarga en cuyo interior existe un hilo conductor de plasma, puede llegar a temperaturas de 30 000°C y la presión del aire subir hasta 100 atmósferas. El diámetro del canal es de unos 10 cm.

La descarga de una nube puede generar nuevas reparticiones de carga en la atmósfera, presentándose descargas horizontales entre varias nubes de tormenta. Es posible por lo tanto que se desencadene otra descarga atmosférica de similar ubicación a la anterior, que utilice los mismos caminos ionizados que dejó la primera.

El trueno es la señal acústica generada por un canal de aire caliente que se expande rápidamente. De él, se puede extraer información sobre la localización, tamaño y orientación del rayo. El aire en el canal de la descarga se calienta y se expande en forma de una onda de choque. Posteriormente, esta onda se vuelve energía acústica produciéndose el trueno. Adicionalmente, nos aporta criterios para la interpretación de los datos del nivel isocerámico.

El nivel isocerámico, número de días del año en que se escuchan truenos, es actualmente el índice universalmente utilizado como indicativo de la cantidad de actividad eléctrica atmosférica de una región. De allí la importancia de entender las causas y características del trueno.

### 7.3.1.2. CARACTERÍSTICA DE LA DESCARGA ELÉCTRICA.

Al golpear la descarga de retorno la línea de transmisión, produce corrientes altísimas que aumentan en unos pocos microsegundos. Se presentan corrientes picos entre 20 y 200 KA, aunque estas últimas son muy raras. Aproximadamente el 90% de las descargas llevan carga negativa al sistema.

Pero el comportamiento del sistema ante la descarga, es importante la tasa de aumento de la corriente proveniente del rayo. Se suele suponer en los cálculos, que la corriente aumenta linealmente desde cero hasta el valor pico en forma de rampa, con un determinado tiempo de duración (tiempo de frente, o a cresta), que se estabiliza un instante en el valor pico y luego decrece más lentamente hasta volver a cero.

Las características de corriente son diferentes cuando el objeto golpeado sobresale excesivamente el suelo. Para el valor de la corriente también se observa dependencia con respecto a la impedancia característica, tanto del sistema golpeado como del canal de la descarga.

### 7.3.1.3. NIVEL ISOCERAUNICO.

El nivel isoceráunico está definido como el número de días del año en que se escucha, por lo menos, un trueno en el lugar de observación. Los niveles isoceráunicos se suelen llevar a mapas isoceráunicos, es decir, a mapas con curvas de igual nivel ceráunico

### 7.3.2. NUMERO DE DESCARGAS A UNA LINEA.

El número de descargas a una línea para un nivel isoceráunico dado, no es conocido actualmente con mucha certeza. El problema es de naturaleza estadística, por lo tanto los métodos aquí expuestos, en los cuales este número se encuentra determinísticamente, dan sólo una aproximación al valor medio de la distribución.

Se parte de considerar una densidad de cargas (número de descargas/km cuadrado) uniforme para una región con nivel isoceráunico constante. A partir de esta densidad, se determina el número de descargas interceptado por la línea.

#### 7.3.2.1. DENSIDAD DE LAS DESCARGAS.

El número de descargas por km cuadrado por año (N) ha sido estimado como proporcional al nivel isoceráunico. Se tiene:

$$N = K \times (NI)$$

N = Número de descargas por km cuadrado por año

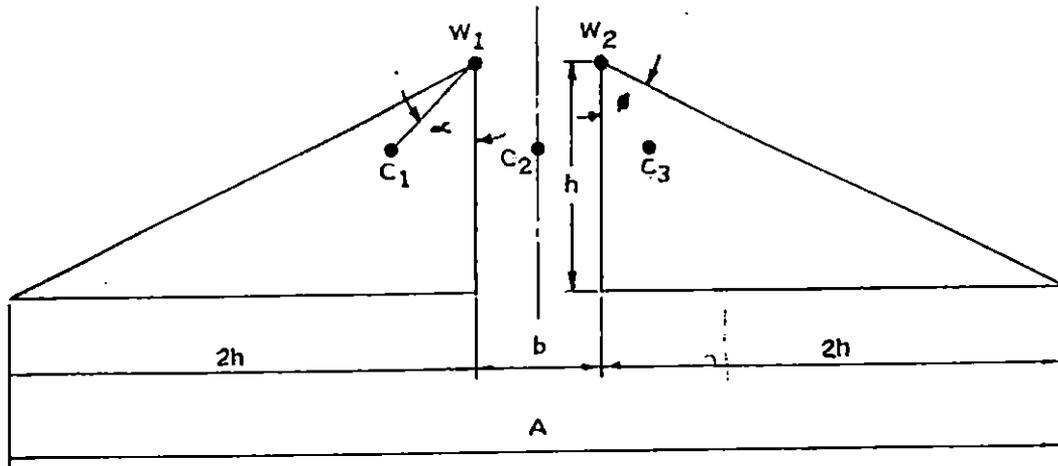
NI = Nivel isoceráunico

K = Constante determinada con base en investigaciones de campo.

Con el presente estado de conocimientos, cualquier valor entre 0.1 y 0.2 se puede usar con el mismo grado de confianza. Se han reportado varias investigaciones en las cuales este valor es alrededor de 0.16. Sin embargo, hay muchos otros que sostienen que N, incluso, debe ser proporcional a NI al cuadrado y no simplemente a NI.

#### 7.3.2.2. SOMBRA ELECTRICA.

Se considera que la zona de influencia de una línea, llamada su sombra eléctrica (figura 7.7.) o ancho de banda de atracción, depende de la altura del punto más alto de la línea sobre el terreno, que es el cable de guarda y de la distancia horizontal entre cables de guarda, si existe más de uno.



$\phi$  = Angulo de la SOMBRA  
 A = SOMBRA de la LINEA

Figura 7.7 Sombra eléctrica de la línea

$$A = 4h + b$$

A : Ancho de la sombra eléctrica

b : Distancia horizontal entre cables de guarda

h : Altura efectiva sobre el terreno del cable de guarda.

La altura efectiva tiene en cuenta que la altura del cable varía desde  $h_g$  en la torre, hasta  $h_{gv}$  en la mitad del vano. Si el vano es plano:

$$h = h_g - \frac{2}{3} (h_g - h_{gw})$$

Se tiene que tener en cuenta que no está cuantificada la influencia del paso de la línea por un terreno boscoso, el cual disminuye su altura efectiva, ni tampoco el que la línea pueda estar al borde de una montaña muy alta, lo que aumenta la posibilidad de la intercepción de los rayos.

### 7.3.2.3. NUMERO DE DESCARGAS DIRECTAS A UNA LINEA.

Es el producto de la densidad de descargas a la zona por el área de influencia de esta. Si se quiere determinar el número de descargas a la línea por 100 km de longitud, NL será entonces:

$$NL = N (A/1000) 100$$

NL : Número de descargas sobre la línea por 100 km por año

N : Descarga por km cuadrado por año

A : Sombra eléctrica en metros

### 7.3.2.4. DISTRIBUCION EN TORRE Y VANOS.

Si se ha hecho un buen cálculo de ángulo de apantallamiento del cable de guarda, de las descargas que alcanzan la línea, prácticamente ninguna golpeará el conductor, sino a la torre o al cable de guarda.

Las que golpean el cable de guarda en la mitad del vano, por lo general, no causan flameo por varias razones. El mecanismo de flameo entre conductores cilíndricos paralelos produce altísimas corrientes de predescarga, que rebajan el voltaje entre cable y fase, demorando un posible flameo; además, las reflexiones que llegan de las torres adyacentes, disminuyen aún más el voltaje; las distancias entre cable y fase son mucho mayores en el vano que en la torre.

Es importante, entonces saber qué porcentaje de las descargas totales golpean el cable de guarda lejos de la torre y cuantas descargas caen sobre la torre o el cable, en cercanías de esta.

J.G. Anderson, en "Transmission Line Reference Book 345 KV and Above", EPRI, 1975; presenta que para torres de acero con vanos de 300 metros un porcentaje de 60% de descargas a torre (o cerca). Para apoyos en madera el porcentaje es de 25 %.

Si el vano es mayor habrá menos torres, y por lo tanto menos descargas a torre por km. La ecuación que propone Anderson para el factor de reducción del número de descargas es

$$FR = e^{-0.51} (S/S_0)$$

FR : Sería la fracción de descargas sobre el vano que caen directamente a la torre.

S : Vano usado en la línea

S<sub>0</sub> : Vano base, en este caso 300 m.

### 7.3.3. SALIDAS DE LA LINEA.

Las salidas de las líneas se deben a muy diferentes razones. Se pueden enlistar diferentes causas como las siguientes:

- *Descarga Atmosférica.*
- *Alta Vegetación.*
- *Falsa Maniobra.*
- *Equipo Defectuoso.*
- *Movimiento Telúrico.*
- *Interconexión Socios.*
- *Otras.*
- *Desconocidas.*

Lo anterior es con base a casos reales y se puede observar que la causa principal de salida son las descargas atmosféricas, es decir, los sobrevoltajes producidos por estas descargas. Entre las salidas producidas por descargas atmosféricas se deben distinguir dos tipos: las salidas debidas a la falla del apantallamiento y las debidas al flameo inverso.

#### 7.3.3.1. SALIDAS POR FALLA DEL APANTALLAMIENTO.

Estas salidas se deben a la caída de un rayo directamente sobre el conductor de fase por falla del cable de guarda, encargado del apantallamiento de la línea.

Un rayo de 30 kA ( que es muy probable) produce en una línea con impedancia característica de 400 ohmios, ondas de voltaje a lado y lado del punto de impacto de 6000 kV, que exceden por un amplio margen el BIL de una línea de 220 kV (aproximadamente 1050 kV). Por esta razón la probabilidad de que haya flameo entre el conductor y la cruceta o entre dos fases adyacentes, y se presenta una posterior salida de la línea, es muy cerca al 100% si falla el apantallamiento.

#### 7.3.3.2. SALIDAS POR FLAMEO INVERSO.

Cuando la descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana (acada lado del punto de impacto ) donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refractará por el cable hacia adelante y la mayor parte, baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquella voltajes de un valor bastante alto.

Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos un flameo cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso (backflash). Este flameo puede ocasionar, dependiendo del sistema de protecciones, una salida de la línea.

### **7.3.3.3. NUMERO TOTAL DE SALIDAS DE LA LINEA POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.**

Sumando las salidas por fallas del apantallamiento con las debidas al flameo inverso, se obtiene el número total de salidas debidas a descargas atmosféricas.

Este número debe ser menor o igual a un determinado valor de diseño, que deben determinar las compañías dueñas de la línea, de acuerdo con la mayor o menor repercusión que pueda tener una salida de la línea sobre el resto del sistema y sobre la carga que está alimentando.

### **7.4. CONSIDERACIONES EN LA SELECCION DE AISLADORES BAJO CONDICIONES DE CONTAMINACION ATMOSFERICA.**

Los aisladores modernos estan diseñados, inicialmente, para una limpieza natural mediante las lluvias y el viento. De tal manera que bajo condiciones normales de depósito de polvo atmosférico, funcionen en forma satisfactoria.

Sin embargo, los aisladores en su uso normal pueden estar en un medio ambiente con diferentes grados de contaminación, que disminuye su aislamiento produciendo flameo, y en casos extremos, dando lugar a interrupciones del suministro de la energía eléctrica.

Los fabricantes de aisladores han efectuado diferentes investigaciones simulando condiciones de contaminación a nivel de laboratorio, observando el comportamiento de los aisladores y tratando de establecer las razones de la fallas, para diseñar aisladores que operen en zonas contaminadas y optimizar los métodos para que las instalaciones puedan operar sin presentar problemas de flameo o pérdidas de aislamiento.

Se ha logrado mucho progreso en los últimos años en el desarrollo de métodos para prevenir flameo de los aisladores en servicio normal, aumentando la distancia de fuga sobre la superficie total del aislador, utilizando recubrimientos superficiales o lavado en caliente. Además, se han desarrollado esmaltes resistivos (RG) como una solución más definitiva al problema del flameo por contaminación.

#### **7.4.1. CLASES DE DEPOSITOS CONTAMINANTES TIPICOS.**

La variedad y distribución de tamaños de las diferentes partículas suspendidas en el aire y que hacen parte de la contaminación transmitida por el mismo, la describe W. G. Thompson en la siguiente forma:

NATURALEZA DEL MATERIAL SUSPENDIDO

DIAMETRO (MICRONES)

|   |                |
|---|----------------|
| 1. INORGANICA:                              |                |
| a) Humos (gases de combustión)              | 0.001 - 0.300  |
| b) Vapores químicos - fungicidas            | 0.010 - 1.00   |
| c) Polvo , ceniza                           | 1.00 - 100.0   |
| 2. ORGINICA:                                |                |
| a) Bacterias, microorganismos               | 1.0 - 10.0     |
| b) Esporas vegetales, gérmenes, esporangios | 10.0 - 20.0    |
| c) Polen, polinia                           | 15.0 - 50.0    |
| 3. ACUOSA (AGUA):                           |                |
| a) Neblina, Niebla                          | 1.0 - 50.0     |
| b) Vapor de agua, rocío                     | 10.0 - 100.0   |
| c) Llovizna                                 | 50.0 - 400.0   |
| d) Lluvia                                   | 400.0 - 4000.0 |

#### 7.4.2. CLASIFICACION DE LAS INSTALACIONES DE ACUERDO CON SU GRADO DE CONTAMINACION.

En muchos países, tales como Inglaterra, Alemania, Estados Unidos, Japón, se han clasificado las áreas contaminadas en cuatro categorías:

Categoría 1: Se pueden incluir en esta categoría las líneas rurales, principalmente cuando su trazado se desarrolla por zonas en las cuales se utilizan abonos químicos. Estos se mezclan con el polvo natural en forma extremadamente dividida y se depositan sobre la superficie del aislador. En atmósfera seca prácticamente no se modifica la tensión de flameo. Pero en caso de lluvia, debido a la elevada conductividad eléctrica de las sales que constituyen los abonos después de su disolución, disminuye notoriamente la tensión de flameo.

Categoría 2: Son las áreas de mediana contaminación pero de niebla frecuente. Son afectadas entonces las líneas rurales que atraviesan zonas de niebla frecuente, pero de baja presipitación acuosa que permita el lavado y autolimpieza del aislador.

El material contaminante se hace conductor debido a la humedad y ésta permite a la vez el depósito de nuevo material contaminante hasta formar incrustaciones. Este material humedecido puede permitir una excesiva corriente de fuga que disminuye considerablemente la tensión de flameo, llegando en algunos casos a valores inferiores a la tensión de servicio.

Categoría 3: Esta corresponde a las áreas industriales de extrema contaminación, en las cuales se considera que se deposita sobre los aisladores un polvo grasiento en forma de película, que se va transformando con el tiempo en una capa adherente.

En líneas cercanas a zonas muy industrializadas, se forman depósitos que se superponen y adhieren unos con otros, debido a materias grasas y aglutinantes. La lluvia y el viento sólo los elimina parcialmente. Se incluyen aquí los depósitos que se forman sobre los aisladores en líneas próximas a fábricas de cemento, productos químicos, y centrales termoeléctricas.

Categoría 4: En esta categoría se consideran las instalaciones ubicadas en las cercanías del mar, en las cuales se forman depósitos de sal marina. Esta se deposita sobre los aisladores en estado seco y supone un verdadero peligro debido a que la conductividad superficial aumenta considerablemente, exagerándose aún más como consecuencia de la humedad existente.

#### 7.4.3. EFECTOS DE LOS DEPOSITOS CONTAMINANTES SOBRE EL AISLADOR.

El flameo por contaminación sobre un aislador se presenta cuando la mayor parte de la superficie está cubierta por una capa de baja resistividad.

Los efectos principales de la acumulación de depósitos contaminantes son los siguientes:

Excesiva corriente de fuga: A medida que se humedece la superficie de un aislador, disminuye su resistencia y se presenta una corriente de fuga apreciable de carácter intermitente. La disipación de energía aumenta la temperatura y esto a su vez disminuye la resistencia eléctrica del aislador, ocasionando pérdidas de la capacidad aislante del material.

Flameos continuos: Existe el riesgo de flameo por contaminación en servicio en tres casos especiales:

- 1.- Cuando el aislador se expone a la lluvia después de haber sido energizado al voltaje normal de trabajo, durante un largo período de tiempo.
- 2.- Cuando un aislador contaminado y húmedo se energiza a su voltaje normal de trabajo.
- 3.- Cuando un aislador contaminado y húmedo se somete a un voltaje transitorio.

El primer caso es el más común, y en general puede decirse que, la corriente intermitente de fuga modifica el gradiente de potencial, ionizando el aire, disminuyendo el voltaje de flameo y provoca la descarga a tierra.

Perforación: El excesivo calentamiento local y el calentamiento diferencial ocasionados por la excesiva corriente de fuga, disminuyen rápidamente la resistencia eléctrica del material, lo cual se traduce en una mayor disipación de energía hasta producir la ruptura y perforación del aislador.

**Corrosión:** Se produce una acelerada corrosión de las partes metálicas en las instalaciones que operan en áreas de alta contaminación, donde específicamente esto se debe a efectos electrolíticos debidos a la corriente de fuga, pérdida de la capa de zinc ( quedando el metal expuesto a la acción corrosiva del medio), generación de ácido nítrico a partir del ozono producido por el efecto corona y el calentamiento.

**Radio interferencia:** El efecto de las descargas eléctricas sobre los aisladores produce alguna interferencia. Sin embargo, las descargas superficiales que producen las corrientes excesivas, no necesariamente son las responsables de las altas interferencias, puesto que contienen muy pocos componentes de alta frecuencia.

Las descargas tipo corona resultantes de distorsión del campo eléctrico, originadas por una superficie contaminada húmeda pero con formación de bandas secas, son las causantes de interferencia en señales de radio y televisión.

#### **7.4.4. SOLUCIONES AL PROBLEMA DE LA CONTAMINACION.**

La severidad del problema de contaminación en una instalación específica está gobernada generalmente por lo siguiente:

- Densidad o rata del depósito contaminante.
- Frecuencia e intensidad de las aguas lluvias y del viento.
- Naturaleza del contaminante, su conductividad y su facilidad de adherirse a la superficie del aislador.

Con el fin de reducir el efecto de la contaminación superficial, se emplean en algunos casos las siguientes soluciones:

##### **8.4.4.1. SOBREAISLAMIENTO.**

Esta es una forma efectiva, y consiste en aumentar la distancia de fuga sobre la superficie del aislador.

A continuación se muestra una tabla donde se recomiendan los valores de distancias de fuga por cada kilovoltio de voltaje nominal del sistema para las diferentes cuatro categorías tratadas anteriormente.

Una forma de aumentar la distancia de fuga consiste en utilizar aisladores sobre dimensionados, por ejemplo: aisladores de 34.5 kV en circuitos de 13.2 kV ( cuando se trata de aisladores tipo pin o de espiga), o aumentar el número de unidades cuando se trata de una cadena de aisladores de suspensión.

| CATEGORIA | ZONA  | DISTANCIA DE FUGA<br>mm/kV SISTEMA |
|-----------|---|------------------------------------|
| 1         | Agrícola, Forestal,<br>No industrial                        | 17 - 20                            |
| 2         | Ligera a mediana contamina-<br>ción pero niebla frecuente.  | 22 - 25                            |
| 3         | Areas industriales,<br>Extrema contaminación.               | 26 - 36                            |
| 4         | Zonas costeras- contaminación<br>con depósitos conductores. | 38 - 45                            |

#### 7.4.4.2 AISLADORES DE DISEÑO ESPECIAL

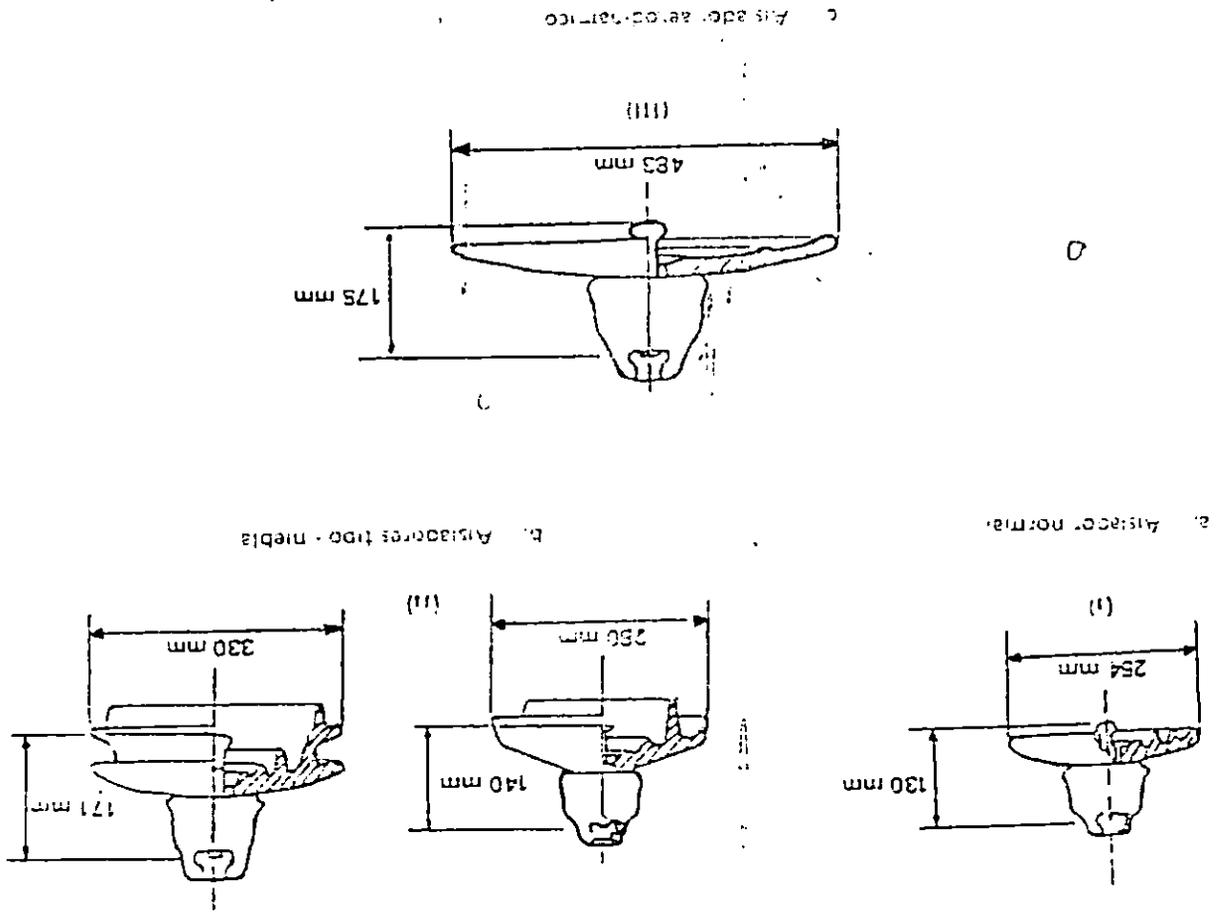
Los depósitos contaminantes se concentran principalmente en los puntos de mayor intensidad del campo eléctrico y tiene la tendencia a concentrarse en los lugares en los cuales se produce una modificación de la velocidad del viento, es decir en los lugares más internos y protegidos del aislador. O sea, que la concentración de depósitos está influenciada por el campo eléctrico y por la forma exterior de los aisladores.

Los fabricantes de aisladores tratando de solucionar los problemas generados por la contaminación, han desarrollado diferentes diseños de aisladores incrementando la distancia de fuga excepcionalmente modificando los perfiles, evitando salientes y cavidades, y obteniendo formas geométricas y aerodinámicas tales como las que se muestran en las siguientes figuras 7.8, 7.9 y 7.10

Los aisladores tipo niebla están diseñados con una distancia de fuga 30 a 50 por ciento por encima del aislador normal, y con perfiles que facilitan la limpieza por acción de las lluvias y el viento.

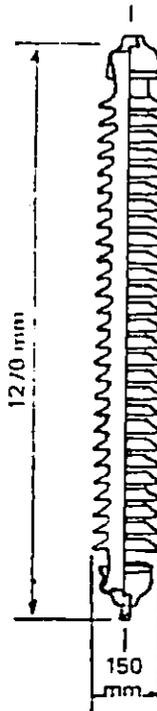
Los aisladores aerodinámicos presentan perfiles sencillos, libres de salientes y cavidades para impedir la concentración de depósitos contaminantes, facilitar la acción de los vientos para su autolimpieza y facilitar también la aplicación de recubrimientos protectores cuando se requiera.

Figura 7.8 Aisladores de suspensión.



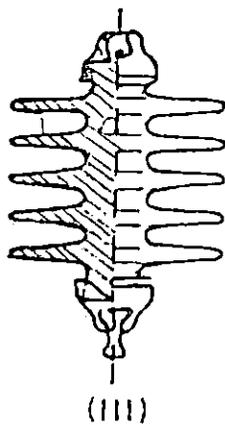


a. Aislador de barra (largo) normal



b. Aislador de barra (largo) tipo niebla

c. Aislador de barra aerodinámico



d. Aislador de barra tipo niebla

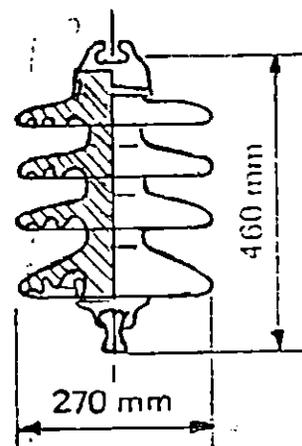
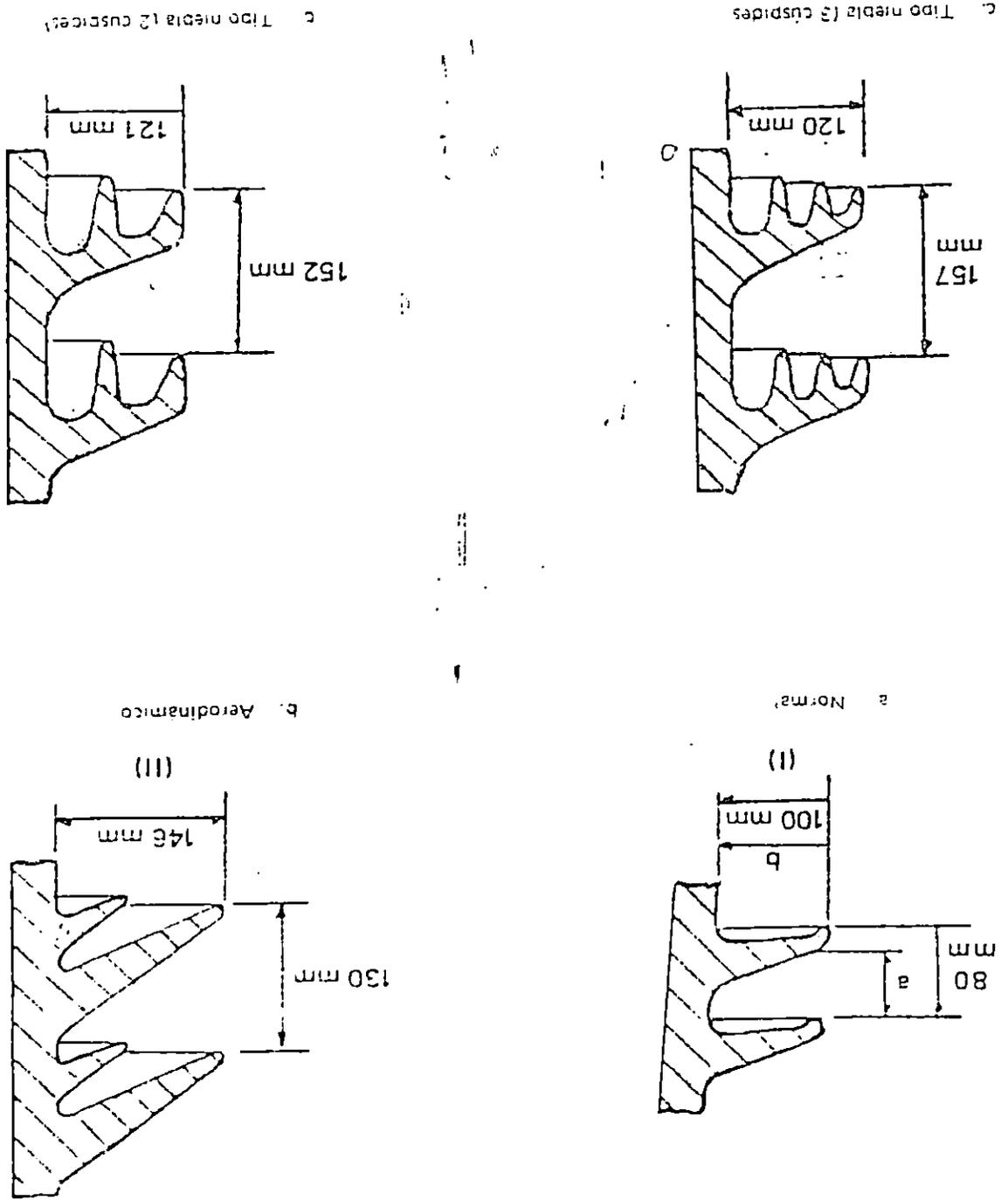


Figura 7.9 Aisladores de barra.

Figura 7.10. Perfiles de campanas para aisladores.



#### 7.8.4.3 LIMPIEZA Y LAVADO DE LOS AISLADORES.

La limpieza periódica de la superficie de los aisladores es una de las soluciones utilizadas para reducir los problemas de flameo causadas por la contaminación atmosférica. Posiblemente, el método más sencillo para limpiar el aislador contaminado, consiste en utilizar agua a alta presión. Este método es efectivo cuando los depósitos contaminantes son altamente solubles en agua, caso tal de la sal marina, ciertos contaminantes químicos, o cuando dichos depósitos son insoluble pero presentan una poca adherencia sobre la superficie del aislador. Esta limpieza se puede efectuar manualmente o por el lavado de los aisladores desenergizados o por lavado en caliente (con el sistema energizado).

##### - LIMPIEZA MANUAL :

El caso más crítico ocurre cuando el contaminante se deposita sobre la superficie del aislador, se endurece en presencia de humedad y forma incrustaciones superficiales altamente adherentes y supremamente difícil de remover por procesos mecánicos o de lavado a presión, tal es el caso del cemento combinado con humedad.

Cuando se presentan estas situaciones extremas, es más efectivo reemplazar los aisladores por unidades limpias y luego en tierra proceder a la limpieza de las unidades contaminadas.

Para eliminar dichas incrustaciones se utiliza el soplado a presión con cáscara de coco triturada, el cual permite la remoción de depósitos compactos de cemento sin destruir la superficie tersa del esmalte. El uso de soluciones de soda cáustica o de ácido muriático también es frecuente en el caso de depósitos de cemento, pero en esta circunstancia se debe afectar una protección muy especial a los herrajes y al cemento utilizado para el ensamble del aislador evitando la acción directa del ácido sobre ellos.

Después de la limpieza los aisladores se deben someter a un baño abundante con agua pura, con el fin de eliminar cualquier residuo de ácido o alcalino que produciría efectos más perjudiciales, incluso que la adherencia original. Es una buena práctica limpiar los aisladores con una tela impregnada de aceite, antes de ponerlos nuevamente en servicio, con ello se forma una película repelente y que puede ser efectiva durante varias semanas.

## - LAVADO DE LOS AISLADORES:

Con el fin de evitar cortes frecuentes en el suministro de energía eléctrica, se prefiere utilizar el sistema de lavado en caliente al lavado de aisladores desenergizado.

Se usan dos métodos principales de limpieza: lavado manual desde instalaciones portátiles con surtidores de agua ( Jet Washing ) y lavado automático con bombas de alta presión que atomizan el agua directamente sobre los aisladores energizados ( Spray Washing ) .

Para el lavado en caliente se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los aisladores se deben lavar completamente y con la frecuencia necesaria entre un lavado y otro, de tal manera que se evite la formación de la capa conductora de contaminante .

- El lavado no debe generar flameos sobre los aisladores, por lo general se inicia el lavado por la parte inferior progresando hacia arriba, evitando el flujo de agua contaminada y posibles flameos. Un segundo lavado elimina el agua residual.

- Se deben tomar todas las medidas de seguridad para evitar que ocurra flameo hacia los surtidores o atomizadores. La manguera debe estar sólidamente a tierra y el operador deberá permanecer en una plataforma llevada igualmente a tierra.

- El lavado deberá efectuarse al menos una vez al mes, dependiendo de las condiciones de contaminación, y es posible que se requiera de un lavado dos veces por semana en épocas de alta contaminación.

- Actualmente se dispone de detectores que efectúan el sistema de lavado automáticamente

Dentro de ellos se tienen sistemas que miden la cantidad de sal sobre la superficie del aislador o miden la conductividad de la superficie o la conductividad del agua que ha sido usada para lavar el aislador.

- Uno de los sistemas empleados en el Japón consiste en tomar una muestra del aire ( ambiente salino ), pasar el aire a través de un recipiente con agua y determinar la conductividad del agua . De acuerdo con el valor obtenido se activa el mecanismo automático para proceder al lavado de los aisladores.

- En zonas costeras este sistema se vuelve necesario, debido al riesgo constante de la concentración del contaminante por la acción de la brisa y los tifones.

#### 7.4.4.4 RECUBRIMIENTOS SUPERFICIALES

Un recubrimiento repelente al agua aplicado sobre la superficie del aislador, impide la formación de una película continua de agua, debido a que este permanece en gotas discretas que ruedan fácilmente por la superficie. Además, las partículas sólidas son encapsuladas previniendo el contacto con el agua y la formación de electrólitos a partir de contaminaciones solubles. En esta forma, el aislador sin perder sus características eléctricas puede operar normalmente bajo condiciones de lluvia, rocío o niebla durante un período de tiempo.

- Como recubrimientos superficiales se han utilizado 2 tipos de material : siliconas y grasas a base de hidrocarburos .

- Para casos especiales se utilizan aisladores con baños de aceite

- SILICONAS :

Las grasas de silicona convencional están constituidos por silicio, oxígeno y algo de carbón. Su consistencia, viscosidad y energía de superficie permanecen constantes en un amplio intervalo de temperatura, de  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$  , lo que permite que puedan ser utilizadas prácticamente en todos los climas .

- GRASAS A BASE DE HIDROCARBUROS:

Son mezclas de aceite y ceras derivadas del petróleo ( hidrocarburos ) . En estos materiales disminuye la viscosidad a medida que aumenta la temperatura y finalmente alcanzan su punto de fusión ; pero antes de alcanzar este punto, se vuelven inutilizables, debido a la pérdida de cohesión y adhesión que genera su deslizamiento sobre la superficie del aislador.

La temperatura a la cual ocurre dicho fenómeno " la temperatura de deslizamiento " es una de las características primordiales de este material..

La tabla 7.4.4.4. muestra las características primordiales de recubrimiento a base de hidrocarburos.

Cuando los recubrimientos han perdido su eficacia debido a la gran cantidad de material acumulado ( depósito contaminante ) , se debe proceder a su remoción, sin embargo, solo la capa superior cargada de contaminante debe removerse si se va a reengrasar nuevamente el aislador .

Normalmente se aplican espesores de 0.5 a 10 mm en el caso de las siliconas y espesores de 20 a 30 mm en los recubrimientos a base de hidrocarburos

La vida efectiva de la capa protectora depende del nivel de contaminación, pero en términos generales se mencionan períodos entre 6 meses y 3 años.

**- AISLADORES CON DEPOSITO DE ACEITE :**

Una superficie de aceite es prácticamente una superficie anti-contaminación, puesto que el agua y las partículas sólidas ( en casi su totalidad ) se deslizan a través de él . Se han diseñado aisladores con baño de aceite, de construcciones tipo pin , cap and pin y pedestal que operan satisfactoriamente para eliminar flameo por contaminación .

-La superficie de aceite presenta una resistencia casi infinita al flujo de corriente y después de algún tiempo, fugas de aceite sobre el resto de la superficie , impregnan cualquier partícula sólida convirtiendola en material repelente al agua .

Tabla 7.1. Características de recubrimientos a base de hidrocarburos

| RECUBRIMIENTO<br>DESCRIPCION                           | A<br>Grasa<br>original | B<br>Mat .para<br>aplicación<br>por rociado | C<br>Mat.para<br>aplicación<br>manual o<br>rociado |
|--|------------------------|---|--|
| 1..COMPOSICION :                                       |                        |   |  |
| Aceites minerales y ceras<br>de hidrocarburos          | 100 %                  | 84 %  | 90 %   |
| Aditivos   | 0                      | 16 %  | 10 %   |
| 2..TEMPERATURA DE DESLIZAMIENTO                        |                        |   |  |
| Aplicado a mano  | 56 °C                  | 67 °C                                       | 115 °C   |
| Aplicao por rociado (Spray)                            | 62 °C                  | 72 °C                                       | 115 °C   |
| 3..VISCOSIDAD ( C S )<br>a temperatura ( T )           | 28 °C<br>100 °C        | 150<br>100 °C                               | 11<br>140 °C                                       |
| 4..PENETRACION NO TRABAJADO<br>Según Din 51805 a 25 °C | 75                     | 65  | 160  |

Su uso principal ha sido el de cubiertas de divisores de onda, pero debido a la complejidad del perfil su fabricación es extremadamente difícil .

#### 7.4.4.5 AISLADORES ESTABILIZADOS. ESMALTES RESISTIVOS.

Una solución más definitiva a los problemas de contaminación se ha desarrollado en los últimos años, consistentes en la aplicación de un esmalte cerámico durante el proceso de manufactura de aislador, obteniendo después de la cocción una capa vítrea de conductividad controlada. El esmalte resistivo permite el paso controlado de la corriente sobre la superficie del aislador generando calor lo suficiente para mantener la temperatura del aislador  $4\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  por encima de la temperatura ambiente.

La disipación de energía aumenta a medida que se humedece la superficie del aislador generando calor y permite el secado de la superficie. El secado continúa hasta eliminar completamente la humedad, o hasta lograr el balance térmico entre el depósito de agua y la velocidad de evaporación superficial.

Los aisladores R G ( resistance Graded ) instalados en áreas de contaminación severas generan los siguientes beneficios :

Eliminación de radiointerferencia debido a que el voltaje se distribuye sobre la superficie del aislador .

Estructuras metálicas de menor tamaño que las necesarias en caso de sobrecalentamiento

Se elimina el engrase de los aisladores, la presencia de grasa interfiere con la capa del esmalte resistivo de prevenir descargas superficiales .

Gran disminución en la frecuencia de lavado de los aisladores. En zonas en las cuales se ha requerido del lavado de aisladores dos veces por semana se ha pasado al lavado una vez al año .

## 7.5. CONCLUSIONES.

- Es importante a la hora de seleccionar un tipo de aislador, el conocer bien sus propiedades, tanto de buen material aislante (dieléctrico), como de gran resistencia mecánica a los esfuerzos. Los dos tipos de propiedades son muy importantes.

- Las descargas atmosféricas influyen determinantemente en el normal funcionamiento de las líneas de transmisión. Es por esto que aunque no se le haya dado mucha importancia, hoy se hace necesario emprender proyectos que eviten el alto número de salidas en las líneas y elaborar un diseño más apropiado de líneas futuras, para evitar dos cosas: el exceder un cierto número de salidas de línea por esta causa, y también, evitar el sobredimensionamiento con espacios de aire muy grandes entre conductores y un número de aisladores exagerado.

- En vista de la importancia que el aislamiento en general tiene en una línea de transmisión, se debe estudiar más a fondo este aspecto, y además, realizar investigaciones que permitan dar soluciones más apropiadas y económicas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990. USA.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.

## CAPITULO 8

### DISEÑO DE LA LINEA NUEVA A 46 KV Y PRESENTACION DE PLANOS.

#### INTRODUCCION.

Este capítulo trata específicamente lo relacionado con algunos parámetros de diseño y construcción de la nueva línea a 46 kv , respetando estándares y normas de seguridad establecidas por el código respectivo Así también, se presentan los planos correspondientes a dicha línea .

Se calculan primero algunas distancias de seguridad bajo las normas establecidas por el código nacional eléctrico de seguridad ( NESC ) ; luego, se dan especificaciones de los principales elementos constituyentes de las estructuras de la línea, tales como los aisladores, cortacircuitos y pararrayos .

Se trata una parte muy importante, y es referente a la coordinación de las protecciones, la cual con mucha frecuencia se descuida, tanto en el momento del diseño como cuando los sistemas están ya en operación. Para este caso en particular, se diseña el sistema de protección y se seleccionan los elementos en base a la coordinación RELE - FUSIBLE.

También se presenta el plano de la línea, donde se muestra la ubicación de esta, su trayectoria y descripción de estructuras y sus respectivos dibujos.

Al final se dan una serie de recomendaciones a tomar en cuenta a la hora de construir una línea eléctrica, haciendo énfasis en el manejo de los aisladores. También se presentan unas conclusiones al final del capítulo, donde se toman muy en cuenta los resultados obtenidos respecto a los materiales a utilizar y sus respectivos costos.

#### 8.1. RUTA DE LA LINEA.

A través de diferentes inspecciones hechas en la zona industrial, tanto del terreno y condiciones generales, como de la línea actual en sí, se llegó a determinar la mejor ruta posible. En el Plano de la línea puede observarse la ruta seleccionada, en la cuál se trató de evitar el mayor número de cruzamientos posibles, cambios abruptos, terrenos disparejos, etc. Sin embargo, la restricción más fuerte fue el reducido espacio en algunos tramos, más que todo provocado por la existencia de una línea actual.

## 8.2. CALCULO DE LA FLECHA MAXIMA Y DETERMINACION DE LA ALTURA DE LOS POSTES.

Para el caso de esta línea, principalmente se necesita satisfacer dos condiciones respecto a la altura de los apoyos en relación con la ruta de la línea y su travesía por ciertas áreas o lugares de especial atención. Estas dos condiciones son las alturas mínimas requeridas cuando la línea atraviesa carreteras, y también, cuando atraviesa líneas férreas. Este es el punto de partida para poder determinar la altura de los postes de los apoyos requeridos.

### 8.2.1. CRUZAMIENTO DE CARRETERAS.

Para determinar la altura de los postes cuando una línea atraviesa una carretera, se toman en cuenta algunas consideraciones y sugerencias de seguridad eléctrica, tal como las recomendaciones hechas por el Código Nacional Eléctrico de Seguridad (NESEC). También es necesario conocer la flecha del conductor, la cual es necesario calcular asumiendo un vano dado.

Véase el siguiente esquema:

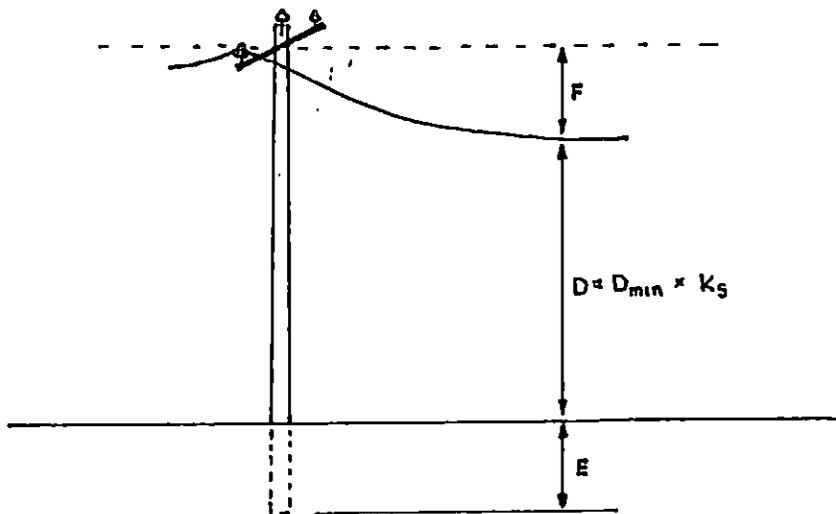


Figura 8 . 1. Esquema para la determinación de la altura de los postes.

Si H es la altura del poste, entonces

$$H = E + D + F$$

Donde E: parte empotrada del poste, se toma generalmente 1.50 mt.

D: distancia de seguridad del cable a la superficie del terreno.

F: valor de la flecha del cable .

Así se tiene que la distancia mínima a tierra recomendada por el NESC es

$$D_{\text{mín}} = 6.71 \text{ mt}$$

Esta distancia mínima de seguridad está dada por la tabla 232-1 del NESC. A continuación se muestra parte de dicha tabla (se muestran sólo los dos casos que nos interesan).

Tabla 8.1. Distancias mínimas de seguridad según tabla 232-1 del NESC

| NATURALEZA DE LA SUPERFICIE<br>BAJO EL CONDUCTOR | NIVEL DE VOLTAJE<br>(15 KV - 50 KV) |
|--|-------------------------------------|
| LINEAS DE FERROCARRIL                            | 9.15 MTS.                           |
| CAMINOS, JARDINES Y CALLES                       | 6.71 MTS.                           |

Ahora bien, esta distancia mínima de seguridad es afectada por un 25% más, según nuestro criterio, para encontrar la distancia D así:

$$D = 6.71 \text{ mt} \times 1.25$$

$$D = 8.4 \text{ mts}$$

Luego, para el cálculo de la flecha se utiliza la ecuación siguiente ( método de la parábola ):

$$F = W L / ( 8 Tc)$$

Donde F : flecha del conductor

W : peso de la porción de cable entre apoyo y apoyo

L : vano o distancia entre apoyo y apoyo

Tc: tensión mecánica aplicada al conductor

De las tablas se tiene entonces para el conductor AAC 336.4 MCM " Tulip " que

$$W = (470 \text{ Kg/Km}) \times (0.07 \text{ Km})$$
$$W = 32.9 \text{ Kg}$$

Esto es asumiendo un vano de  $L=70\text{mt} = 0.07\text{Km}$ .

También se tiene que

$$T_c = F_s \times \text{Trup}$$

Para este cable se tiene un  $\text{Trup} = 2790 \text{ Kg}$ , y se utiliza un factor de seguridad ( $F_s$ ) de 0.347, entonces:

$$T_c = 0.347 \times 2790 \text{ Kg}$$
$$T_c = 968.13 \text{ Kg}$$

Por lo que la flecha es :

$$F = 32.9 \text{ Kg} \times 0.07 \text{ Km} / ( 8 \times 968.13 \text{ Kg} )$$
$$F = 0.0002974 \text{ Km}$$
$$F = 0.2974 \text{ mt}$$
$$F = 0.3 \text{ mt}$$

Así se tiene que la altura del poste es :

$$H = E + D' + F = 1.50\text{mt} + 8.4\text{mt} + 0.3\text{mt}$$
$$H = 10.2 \text{ mts} = 33.5 \text{ pies}$$

Por lo tanto puede utilizarse un poste de 35 pies. Sin embargo, se utilizarán postes de 40 pies para gozar de un margen mayor, pues deberá considerarse alguna variación en la flecha del conductor, y en la parte de empotramiento del poste, pues como se verá más adelante, se requiere más de 1.50 mt de empotramiento para el caso de postes de 40 pies.

## 8.2.2. CRUZAMIENTO DE LINEAS FERREAS.

El procedimiento en este caso es similar que para el caso anterior al cruzar carreteras. La variante aquí es la distancia mínima ( $D_{\text{mín}}$ ) entre el cable y el piso ( la línea férrea ) sugerida por el NESC.

Se tiene entonces que la altura del poste es siempre:

$$H = E + D + F$$

La parte empotrada del poste se considerará ahora de  $E = 1.80$  mt, puesto que los requerimientos de altura son mayores, lo que significa un poste más alto y por lo tanto mayor longitud de empotramiento.

La distancia mínima sugerida por el NESC es  $D_{\min} = 9.15$  mt, entonces se tiene:

$$D = 9.15 \text{ mt} \times 1.25$$
$$D = 11.4 \text{ mt}$$

Luego, como se utiliza el mismo conductor y se considera el mismo vano, el proceso de cálculo de la flecha del conductor no se altera en nada, entonces:

$$F = 0.3 \text{ mt}$$

Así que la altura del poste es:

$$H = E + D + F = 1.80 \text{ mt} + 11.4 \text{ mt} + 0.3 \text{ mt}$$
$$H = 13.5 \text{ mts}$$
$$H = 44.3 \text{ pies}$$

Por lo que puede utilizarse un poste de 45 pies.

Hay que añadir que para el caso de cruzamiento de líneas férreas se utilizará una malla de seguridad bajo los cables en el punto exacto de cruzamiento de la línea.

### 8.3. DETERMINACION DEL TAMAÑO DE LOS CRUCEROS.

Esto depende de los requerimientos mínimos de distancia horizontal entre conductores. Según tabla del NESC, se tiene:

$$D_{\min} = 0.305 + 0.01 \text{ por cada kilovoltio arriba de } 8.7 \text{ kv}$$
$$D_{\min} = 0.305 + 0.01 (46 \text{ kv} - 8.7 \text{ kv})$$
$$D_{\min} = 0.678 \text{ mts}$$

Por ser esto entre conductores, lo afectamos por el 200%, así:

$$D = 0.678 \text{ mt} \times 2$$
$$D = 1.356 \text{ mt}$$

Por lo que se tendrá una distancia total entre conductores extremos de aproximadamente 2.7 mts. Así pues, se recomiendan cruces de 3 mts.

## **8.4. AISLADORES, CORTACIRCUITOS Y PARARRAYOS.**

Estos tres elementos son de vital importancia en el funcionamiento de un línea eléctrica de distribución, tanto en la operación normal, como en caso de transitorios o fallas por tal motivo se tratan aparte para este caso de la nueva línea a 46 kv .

### **8.4.1. AISLADORES**

En cuanto a los aisladores se utilizará de dos clases: aisladores de suspensión tipo LAPP y aisladores de espiga tipo columna, ambos especificados para el nivel de 46 kv .

#### **8.4.1.1. AISLADORES DE SUSPENSION TIPO LAPP PARA AMBIENTES CONTAMINANTES .**

Este tipo de aisladores es el que se conoce como aislador tipo niebla, el cual se ha seleccionado precisamente por ser especial para ser utilizado en líneas eléctricas que se encuentran en zonas de contaminación atmosférica , tal como el caso de la zona industrial de Acajutla .

Debe recordarse y tomar en cuenta que los depósitos contaminantes se concentran principalmente en los puntos de mayor intensidad del campo eléctrico y tienen la tendencia a concentrarse en los lugares en los cuales se produce una modificación de la velocidad del viento , es decir en los lugares más internos y protegidos del aislador, o sea que la concentración de depósitos está influenciada por el campo eléctrico y por la forma exterior de los aisladores.

De acuerdo a esto es que se ha desarrollado diseños de aisladores, tal como el tipo niebla que hoy se presenta. Este tipo de aislador está diseñado con una distancia de fuga de 30 a 50 por ciento por encima del aislador normal, y con perfiles que facilitan la limpieza por acción de las lluvias y el viento.

Para tratar de resolver este problema, en el apéndice "D" aparecen las especificaciones para este tipo de aislador .

#### **8.4.12. AISLADORES DE ESPIGA TIPO COLUMNA**

Este es el otro tipo de aislador a utilizar el cual es fácil de encontrar en plaza. Además existen ya antecedentes bastante buenos pues han sido utilizados por CLÉS en una línea a 46 kv , aunque no en una zona de gran contaminación. Sin embargo, CLÉS sí los ha utilizado en la zona industrial de Acajutla, sin haber reportado algún tipo de problema.

## 8.4.2. CORTACIRCUITOS .

En cada punto de entrega de energía a una empresa industrial ,se han colocado corta circuitos con sus respectivos fusibles, para efectos de protección y punto de corte. También en el apéndice " D " , se muestran las especificaciones .

## 8.4.3. PARARRAYOS

Tal como los cortacircuitos , los pararrayos se ubican en cada punto de entrega, formando parte de la misma estructura en la cual se encuentran los cortacircuitos .

## 8.5. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

### 8.5.1. PRINCIPIOS GENERALES DE COORDINACION

Veremos ahora algunas consideraciones que hay que tomar en cuenta con el objeto de que la operación de un dispositivo no interfiera con otro, y poder así mantener el servicio al mayor número posible de consumidores, cuando una falla ocurre dentro del sistema .

El objetivo que perseguimos al hacer un estudio de coordinación es determinar las características, rangos y calibración de los dispositivos protectores de sobrecorriente, lo cual aseguraría que cuando ocurriera una falla en alguna parte del sistema, ésta sea aislada del resto lo más pronto posible, para prevenir daños al equipo .

Además un estudio de coordinación prevé datos útiles para la selección de la relación de los instrumentos transformadores, característica y calibración de los relevadores, rangos de fusibles, características y ajustes de los interruptores. Lo mismo como para proveer una óptima protección y selectividad o coordinación de estos dispositivos.

Sin embargo, para la coordinación es necesario tomar en cuenta los intervalos de tiempo que utilizan cada uno de los diferentes dispositivos en su operación. Así cuando graficamos las curvas de coordinación, ciertos intervalos de tiempo deben de ser mantenidos entre las curvas de los diversos dispositivos de protección para asegurar la correcta secuencia de operación. Estos intervalos son requeridos porque los relés tienen una sobrecarrera; la cual es debida a la inercia del disco (tratándose de los relés de inducción) , los fusibles tienen ciertas características de deterioro, y los interruptores tienen sus velocidades de operación tanto de disparo como de cierre. Algunas veces estos intervalos son llamados márgenes; si no se tomaran en cuenta estos intervalos de tiempo habría una mala secuencia de operación, generalmente los márgenes de tiempo del relevador son de 0.12 a 0.22 seg . para cuando utilizan la curva inversa, y si se utiliza la curva de los relés , muy inversa y extremadamente inversa su utiliza un intervalo de 0.30 seg, con el propósito de asegurar una buena secuencia en la operación.

De acuerdo a lo dicho anteriormente, para lograr una adecuada aplicación de los dispositivos de protección, es necesario colocarlos a lo largo del sistema de distribución de tal manera que al ocurrir una falla, opere el dispositivo más cercano a ésta; a la correcta aplicación de estos dispositivos es a lo que se le llama coordinación.

Dicho esto, cuando se colocan dos o más elementos de protección el elemento más cercano a la falla es el elemento protector y el dispositivo adyacente a la alimentación es el de respaldo o protegido.

### 8.5.2. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN LA LINEA A 46 KV DE LA ZONA INDUSTRIAL .

Existen diferentes tipos o métodos de coordinación, de acuerdo a los elementos de protección existentes a lo largo de una línea o un sistema dado. Para este caso de la línea en la zona industrial de Acajutla, se utilizará la coordinación RELE-FUSIBLE, pues se contará con un interruptor en la subestación de CEL, el cual estaría controlado por un relé; y también se dispondría de fusible en cada punto de entrega a lo largo de la línea. Son estos elementos de protección los que es necesario coordinar para una efectiva acción. Este aspecto es vital para mantener la continuidad del servicio en zonas no falladas. En la figura 8.2. siguiente, puede verse el esquema de dicho arreglo.

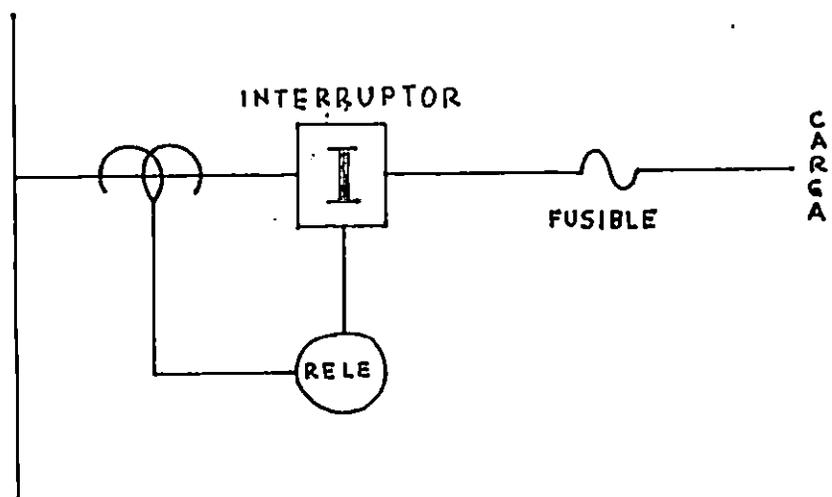


Figura 8.2. Esquema de coordinación de protección RELE - FUSIBLE

A continuación, en la tabla 8.2. se muestran las capacidades instaladas y las respectivas corrientes de cortocircuito para cada punto de entrega. Estas corrientes de cortocircuito son datos que CLES posee y que son necesarios para un estudio de coordinación.

Tabla 8.2 Corrientes de cortocircuito

| <u>EMPRESA</u>   | <u>KVA</u> | <u>CORRIENTE DE CARGA (AMP)</u> | <u>CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (AMP)</u> |
|------------------|------------|---------------------------------|---|
| TEXACO (FABRICA) | 300        | 3.8                             | 7318.05                                 |
| GASOHOL          | 501        | 6.3                             | 7690.95                                 |
| FERTICA          | 3420       | 42.9                            | 7142.46                                 |
| PROFESAL         | 300        | 3.8                             | 6655.82                                 |
| INAZUCAR         | 300        | 3.8                             | 6506.00                                 |
| SAGRISA          | 315        | 4.0                             | 6506.00                                 |
| UCAFES           | 300        | 3.8                             | 6506.00                                 |
| CEPA             | 2500       | 31.4                            | 4424.79                                 |
| ALCASA           | 1500       | 18.8                            | 4360.30                                 |
| RASA             | 1000       | 12.6                            | 4157.51                                 |
| ALMAPAC 1        | 500        | 6.3                             | 4032.10                                 |
| ALMAPAC 2        | 125        | 1.6                             | 4032.10                                 |
| ALMAPAC 3        | 1000       | 12.6                            | 4032.10                                 |
| TEXACO CARIBBEAN | 300        | 3.8                             | 3906.69                                 |

Como se puede ver ,el rango de corriente de cortocircuito va desde 3906 amperios hasta 7690 amperios . Es dentro de este intervalo de valores de corriente que se debe mantener como mínimo el 0.3 segundos entre la curva del relé y la curva máxima del fusible .

En forma general , el procedimiento consiste en trasladar las curvas , tanto de los fusibles como del relé , y superponérlas en un gráfico log-log sin perder de vista los niveles de corriente de cortocircuito .

El proceso se inicia calculando y seleccionando la curva de operación que tendrá el relé , que en este caso podría utilizarse el tipo CO-8 . Luego se selecciona el fusible cuyas curvas indiquen en el grafico que sí se puede coordinar con el relé para el nivel dado de corriente de cortocircuito.

Para encontrar el número del Tap al cual estará fijado el relé , se parte de la expresión :

$$P = KV \times RTC \times \sqrt{3} \times TOC$$

Donde P : potencia instalada en la carga en KVA  
 KV : kilovoltios del sistema  
 RTC : relación de los transformadores de corriente  
 TOC : tap seleccionado en el relé

Despejando se obtiene la expresión para calcular el tap requerido en el relé:

$$TOC = P / \sqrt{3} \times KV \times RTC$$

Como datos de diseño de la línea se tiene:

$$P = 13\ 000\ \text{KVA}$$

$$KV = 46\ \text{KV}$$

$$RTC = 200/5$$

Entonces, sustituyendo valores en la ecuación anterior para TOC, se tiene que;

$$TOC = 4.08$$

Por lo tanto se puede utilizar el valor de

$$TOC = 4.0$$

Luego, para encontrar la curva real de operación del relé y poder trasladar al papel log-log, se procede así:

$$I_{\text{real}} = MTOC \times TOC \times RTC$$

Donde  $I_{\text{real}}$  : valor real de corriente para la curva de operación del relé

MTOC : múltiplo del tap del relé

TOC : tap seleccionado en el relé

RTC : relación de los transformadores de corriente

Se toma un time dial setting de  $TD = 2$

La mayor corriente nominal se tiene en FERTICA, la cual es de 42.9 A, por lo tanto se podrán utilizar en todos los ramales fusibles de 50 A.

Generalmente se utilizan para este tipo de aplicaciones fusibles ya sea tipo K o tipo T. Los fusibles tipo K tienen una variación de velocidad de 6.1 a 8.1, por lo que son considerados como fusibles rápidos, y son utilizados para proteger equipos que no deben soportar sobrecorrientes, como son los bancos de capacitores, generadores, equipo de medición, etc. Los fusibles tipo T son considerados lentos, ya que tienen una variación de velocidad que va de 10 a 13, y se utilizan para proteger equipos que pueden soportar sobrecorrientes momentáneas, tales como bancos de transformadores, líneas de transmisión, recloser, etc. Es por esto que el tipo de fusible que se utilizará en este caso es precisamente este último, o sea, el tipo T.

Claramente, para efectos de coordinación se tienen que consultar las curvas de operación para el fusible 50T.

A continuación, puede observarse en la figura 8.3. las curvas seleccionadas finalmente para la coordinación.

3906A  
 7690A  
 INTERVALO DE COORDINACION

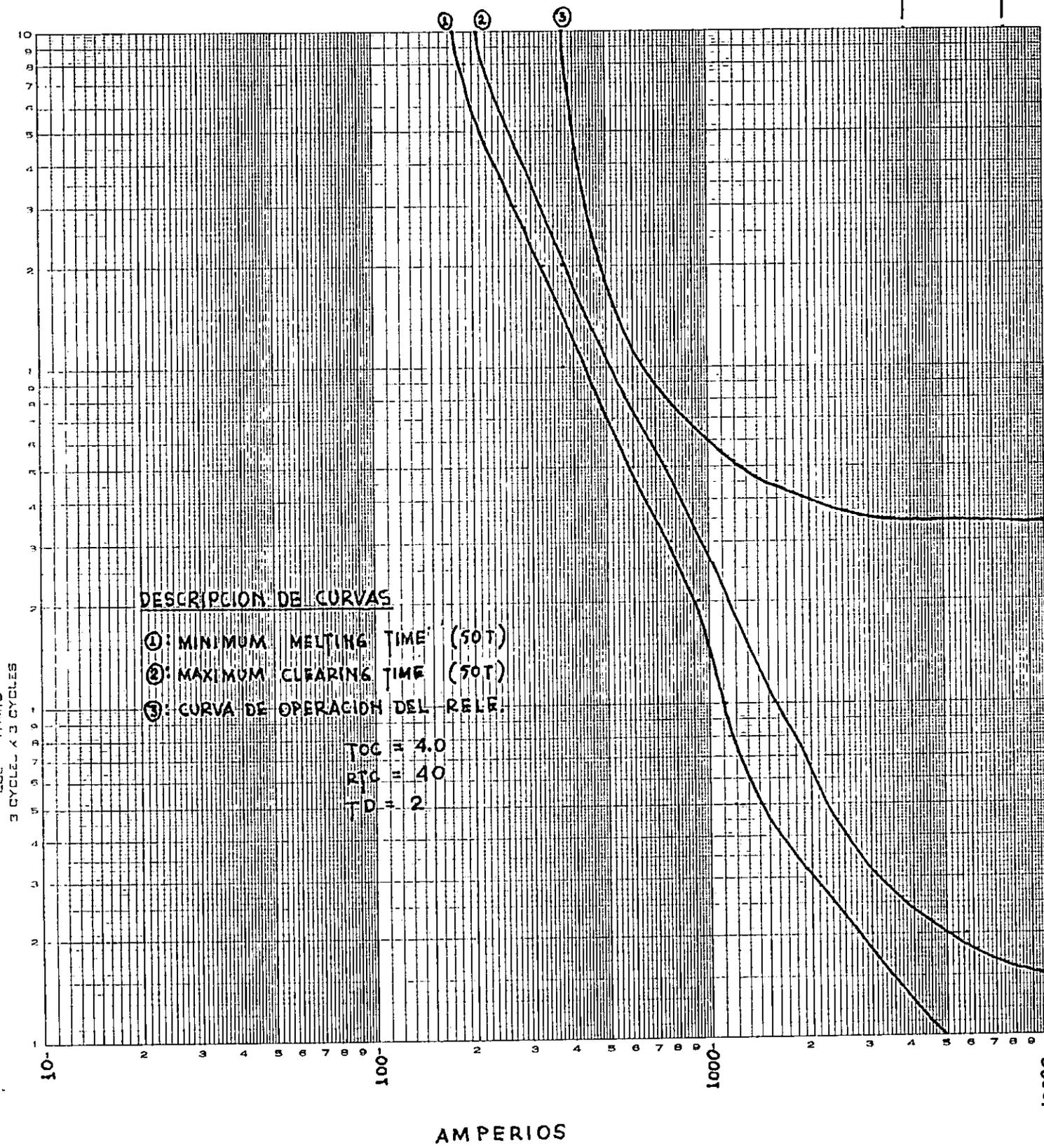


Figura 83 CURVAS PARA COORDINACION RELÉ - FUSIBLE.  
 124

## **8.6. CONFIGURACION DE LA LINEA Y TIPO DE ESTRUCTURAS UTILIZADAS .**

### **8.6.1. CONFIGURACION DE LA LINEA**

En una línea de transmisión existen cuatro parámetros que influyen en su aptitud para llenar su función como componente de una red eléctrica . Estos parámetros son resistencia, inductancia , capacidad y conductancia .

La configuración de la línea, o sea , la forma geométrica de los conductores entre sí , influye definitivamente en los parámetros anteriormente mencionados, pues están asociados a los enlaces de campos magnéticos y eléctricos entre conductores .

En resumen, la forma geométrica o configuración de la línea, influye sobre aspectos esenciales en el funcionamiento de esta , por ejemplo, la caída de tensión a lo largo de dicha línea .

Afortunadamente, la longitud de la línea que hoy estamos estudiando, es bastante corta , y los efectos anteriormente mencionados resultan prácticamente indiferentes, tanto para configuraciones simétricas, como asimétricas. En este caso se ha seleccionado una configuración donde los tres conductores están alineados en forma horizontal, o sea una configuración plana esto puede observarse en los dibujos presentados en los planos respectivos de la línea .

### **8.6.2. TIPO DE ESTRUCTURAS**

Esto puede verse mejor en el plano de la línea, sin embargo , se puede mencionar que existen en esta línea nueva, cinco tipos diferentes de estructuras, las cuales se enlistan:

- 1.- Estructura doble remate, tipo 2C
- 2.- Estructura cruce horizontal
- 3.- Estructura tangente tipo A
- 4.- Estructura tipo B2
- 5.- Estructura de remate, tipo C

## **8.7. MATERIALES A UTILIZAR Y COSTOS TOTALES DE LA LINEA**

Se enlistan a continuación en la tabla 8.3. los principales materiales a utilizar en la construcción de la línea, o aquellos que afectan más dramáticamente el costo de esta . En la tabla se muestra también el precio unitario de cada elemento y el precio total respectivo.

Tabla 8.3. Materiales y costos

| <u>DESCRIPCION</u>                         | <u>CANTIDAD</u> | <u>PRECIO UNIT.</u> | <u>PRECIO TOTAL</u> |
|--|-----------------|---------------------|---------------------|
| Poste de concreto centrifugado de 40 pies  | 20              | 2940.30             | 58806.00            |
| Poste de concreto centrifugado de 45 pies  | 4               | 3495.80             | 13983.20            |
| Aislador de suspensión tipo LAPP 46 kv     | 132             | 183.70              | 24248.40            |
| Aislador de espiga tipo columna 46 kv      | 80              | 484.00              | 38720.00            |
| Cortacircuito 46 kv                        | 21              | 12683.00            | 266343.00           |
| Fusible para cortacircuito 46 kv, 50 A     | 21              | 3404.50             | 71494.50            |
| Pararrayo 46 kv                            | 21              | 10175.00            | 213675.00           |
| Transformador trifásico 125 kva            | 1               | 28500.00            | 28500.00            |
| Transformador trifásico 300 kva            | 5               | 68400.00            | 342000.00           |
| Transformador trifásico 315 kva            | 1               | 71820.00            | 71820.00            |
| Transformador trifásico 500 kva            | 5               | 103200.00           | 516000.00           |
| Transformador trifásico 1000 kva           | 2               | 216000.00           | 432000.00           |
| Transformador trifásico 1500 kva           | 1               | 320000.00           | 320000.00           |
| Transformador trifásico 1920 kva           | 1               | 414720.00           | 414720.00           |
| Transformador trifásico 2500 kva           | 1               | 540000.00           | 540000.00           |
| Cruceos de 3 mt.                           | 40              | 280.00              | 11200.00            |
| Tirantes en V 45°                          | 40              | 90.00               | 3600.00             |
| Remates preformados Al. 336.4 MCM          | 12              | 120.00              | 1440.00             |
| Barillas preformadas de Al. 336.4 MCM      | 90              | 110.00              | 10890.00            |
| Cable de acero para retenidas 5/16" (mts.) | 200             | 7.50                | 1500.00             |

TOTAL = 3 380 940. 00

Como no se han considerado todos los materiales a utilizar , sino , aquellos que son más significativos, se afectará entonces el total de la tabla por un 15% más, así:

$$\begin{aligned} \text{TOTAL} &= \text{₡} 3\,380\,940.00 \times 1.15 \\ \text{TOTAL} &= \text{₡} 3\,888\,081.00 \end{aligned}$$

A esta cantidad hay que agregarle el costo de mano de obra por el montaje de la línea para obtener así, el costo total definitivo.

Existen ya datos de costo de mano de obra por la construcción de este tipo de líneas, para lo cual se tomará un costo de 25 000.00 por kilómetro. Puesto que la línea tiene una longitud total de 1.651 km , entonces se tiene un costo total por mano de obra de:

$$\begin{aligned} \text{COSTO MANO DE OBRA} &= \text{₡} 25\,000.00 \times 1.651 \\ \text{COSTO MANO DE OBRA} &= \text{₡} 41\,275.00 \end{aligned}$$

Esto hace un costo total para la línea (materiales y mano de obra) de:

$$\text{COSTO TOTAL DE LA LINEA} = \text{₡} 3\,929\,356.12$$

## 8.8. PLANO DE LA LINEA.

En el plano de la línea aparecen representadas ambas, la actual de 34.5 kv , y la nueva de 46 kv. Se muestran las rutas y se dan las descripciones de las estructuras que las componen. Se presentan también los dibujos de las principales estructuras.

## 8.9. RECOMENDACIONES PARA CONSTRUCCION DE LA LINEA .

Se dan algunas recomendaciones importantes en cuanto a la construcción de la línea, y también, en forma más específica, en cuanto al manejo y montaje de los aisladores .

### 8.9.1. CONSTRUCCION DE LA LINEA Y ARMADO DE ESTRUCTURAS

#### 8.9.1.1. ESTAQUEO DE LA LINEA

La utilización de los postes y anclas en el sitio de construcción es señalada normalmente por medio de estacas. En el caso de señalamiento de postes, la estaca indica la posición del centro de este, la cual el constructor debe remover para iniciar la excavación . En lo referente al señalamiento de anclas, la posición de la estaca es el lugar donde debe perforarse el agujero para el ancla . De forma más general, es a esta actividad a la cual se le denomina estaqueo .

#### 8.9.1.2. EMPOTRAMIENTOS

Los empotramientos deben ser lo suficientemente amplios para permitir el uso de apisonadores a todo el derredor del poste en la profundidad completa del agujero .

En terrenos inclinados la profundidad del agujero siempre será medida desde el lado más bajo del borde del mismo .

En terrenos donde el agujero es vertical, con diámetro uniforme a todo lo largo y que permita el uso de barras en toda su profundidad , usarán las siguientes medidas de empotramiento, tal como se muestra en la tabla 8.4.

Tabla 8.4. Empotramiento de postes

| ALTURA DE POSTES (PIES) | EMPOTRAMIENTO (MTS) |        |
|-------------------------|---------------------|--------|
|                         | ROCA                | TIERRA |
| 25                      | 1.20                | 1.50   |
| 30                      | 1.20                | 1.50   |
| 35                      | 1.30                | 1.70   |
| 40                      | 1.50                | 1.80   |
| 45                      | 1.70                | 2.10   |
| 50                      | 1.70                | 2.30   |

En la tabla 8.5. se muestra las características físicas de los postes de concreto más utilizados en la construcción de líneas de distribución eléctrica en nuestro país .

Los postes deben quedar perfectamente bien alineados para la colocación de la estructura según el montaje que corresponda. Cada poste debe quedar y mantenerse a plomo después de terminada la construcción .

Después de colocado y alineados debidamente los postes, los huecos se rellenarán con material adecuado y serán bien apisonados en capas de no más de 15 cm de espesor .

En aquellos casos en que se requiera más de un poste para la misma estructura, estos deberán quedar con sus cúspides a la misma altura . En terrenos fangosos deberá colocarse una base para el poste, para cualquier tipo de poste a utilizar .

#### **8.9.1.3. VARILLAS PARA TIERRA**

Se instalarán varillas de polarización en aquellos postes que indique la instalación de equipos . La varilla para tierra deberá instalarse a una distancia de 0.60 cm del poste y su extremo superior deberá quedar a 0.30 cm abajo del nivel del terreno .

#### **8.9.1.4. ANCLAJE**

El constructor deberá asegurarse de que los anclajes desarrollen efectivamente la resistencia necesaria, para lo cual usará el material de relleno adecuado. Luego de que el ancla ha sido colocada en el agujero, este deberá rellenarse con una capa de piedra de 60 cm de espesor, compresionarse y después taparse con tierra .

La varilla del ancla deberá quedar colocada de tal manera que el guardacabo no sobresalga más de 15 cm ni menos de 10 cm del nivel del terreno .

#### **8.9.1.5. ARMADO DE ESTRUCTURAS**

El diseño de los diferentes tipos de estructura se muestran en los dibujos del plano . Todas las estructuras quedarán bien acabadas y se armarán de acuerdo con los detalles mostrados en los dibujos antes mencionados .

Los dibujos incluidos en estas especificaciones son los típicos de las estructuras que deben construirse. El constructor deberá cuidar de armar las estructuras usando los agujeros correctos del poste para cada montaje en particular. Es aconsejable armar las estructuras antes de la crección del poste. Las tuercas, contratueras y arandelas de presión deben ser apretadas adecuadamente. Las estructuras que vayan en ángulos deben quedar alineados con la bisectriz del mismo .

## CARACTERISTICAS DE POSTE DE CONCRETO

| Longitud<br>Mts. | Pies  | Diámetro Exterior |             | Factor |        | Peso<br>Poste C. |
|------------------|-------|-------------------|-------------|--------|--------|------------------|
|                  |       | Cúspide<br>Cm.    | Base<br>Cm. | Clase  | Segur. |                  |
| 7.62             | (25') | 16.5              | 28.0        | 500    | 2/1    | 1.200            |
| 9.14             | (30') | 16.5              | 30.0        | 500    | 2/1    | 1.650            |
| 10.67            | (35') | 16.5              | 32.5        | 500    | 2/1    | 1.900            |
| 12.19            | (40') | 20.9              | 34.5        | 750    | 2/1    | 2.450            |
| 13.71            | (45') | 20.9              | 38.0        | 1000   | 2/1    | 3.400            |

### ALTURA UTIL

| Pie | Longitud |  | Altura Util (Mts.) |        |
|-----|----------|--|--------------------|--------|
|     | Mts.     |  | Roca               | Tierra |
| 25  | 7.62     |  | 6.42               | 6.12   |
| 30  | 9.14     |  | 7.94               | 7.64   |
| 35  | 10.67    |  | 9.37               | 8.97   |
| 40  | 12.19    |  | 10.69              | 10.39  |
| 45  | 13.71    |  | 12.01              | 11.61  |
| 50  | 15.74    |  | 14.04              | 13.44  |

TABLA 85

Los aisladores al instalarse, deben limpiarse completamente de polvo, basura, etc ., con el fin de evitar al máximo las probabilidades de arcos eléctricos por contaminación .

#### **8.9.1.6. RETENIDAS**

Las retenidas deben ser instaladas antes del tendido de los conductores . Se instalarán retenidas con cable de acero en los postes indicados en los planos, los montajes se arán de acuerdo con los detalles mostrados en los dibujos .

La longitud de las retenidas mostradas en los dibujos es unicamente una ilustración. En las obras bajo construcción se deberá cortar cada una de acuerdo con las condiciones propias del terreno, altura del poste, espacio disponible, etc . Se deberá asegurar de que las retenidas desarrollen efectivamente la tensión necesaria . En los casos de anclaje con varias retenidas, todas deberán quedar trabajando en forma efectiva.

#### **8.9.1.7. TENDIDO DE CONDUCTORES**

Cada carrete de conductor deberá ser examinado y el cable inspeccionado en busca de cortaduras, dobleces u otros daños . El constructor evitará en todo momento que el conductor sea arrastrado por el suelo o sobre otros objetos (cercas, portones, etc ) y que sea aplastado por vehículos o pisoteados por ganado. Los conductores se sostendrán utilizando poleas previamente colocadas, por las cuales se deslizará el conductor, y se tendrá especial cuidado de que a este no se le ocasionen raspaduras ni se le retuerza. Si los conductores se dañan por mal manejo o utilización de mordazas inadecuadas, todas las reparaciones deberán ser efectuadas antes del tensado de los conductores .

#### **8.9.1.8 TENSADO DE CONDUCTORES**

Los conductores se tensarán siguiendo el procedimiento y las gráficas o tablas que suministre el diseñador. En caso de que exista duda sobre la tensión que se le haya dado algún tramo de la línea o si se considera que las flechas no son las adecuadas, se podrá ordenar la comprobación por medio de un dinamómetro, o comprobar de forma práctica si la tensión es la adecuada utilizando el método del tiempo de desplazamiento de una onda que se produce en el conductor por un tirón .

Después de dársele la tensión definitiva, los conductores colgarán de las poleas como mínimo dos horas antes de ser amarrados a los aisladores, para permitir que se igualen las tensiones en los diferentes vanos del tramo a tensar .

#### **8.9.1.9 APERTURAS , REMATES , DERIVACIONES**

En las aperturas y remates el constructor dejará colas de dos metros de longitud de conductor para proceder a realizar los puentes correspondientes, luego de haber aprobado la tensión de los conductores .

Todos los empalmes y reparaciones deben quedar a más de 7.5 mts de las estructuras . No se usarán empalmes ni reparaciones en vanos mayores de 200 mts. No podrá hacerse más de un empalme por conductor por vano . Los conectores y grapas deberán ser apretados debidamente con herramientas y dados apropiados .

## **8.9.2. MANEJO Y CUIDADOS PARA EL MONTAJE DE AISLADORES**

### **8.9.2.1. INTRODUCCION**

Este documento es una guía para los usuarios en la aplicación correcta de aisladores de porcelana tipo suspensión. Se intenta además, señalar los medios con los cuales las líneas eléctricas que utilizan los aisladores de suspensión, pueden proporcionar un mayor grado de confiabilidad que el actual.

La discusión está encaminada a proporcionar las pautas para el uso adecuado de los aisladores y sugerir algunas precauciones contra el uso incorrecto que pueden no ser suficientemente claras para el usuario . Se hace énfasis en que estas son unas pautas generales, y que cualquier consulta adicional se haga entre el usuario y el fabricante.

Los aisladores de suspensión permiten obtener un alto grado de confiabilidad sin embargo, puesto que los aisladores son tanto miembros estructurales, como aparatos eléctricos, es igualmente importante que sean utilizados, manejados, almacenados, aplicados, instalados y conservados apropiadamente.

Esperamos que las siguientes instrucciones sean de utilidad para el usuario :

1. Como conocimiento de las limitaciones de los aisladores.
2. Para dar una interpretación adicional de las normas ANSI C29.21983 (American national Standard C29.2 1983)
3. Para especificar el aislador correcto para el servicio requerido.

### **8.9.2.2. MATERIALES**

Los aisladores de suspensión están fabricados de materiales cerámicos y de componentes metálicos ensamblados con cemento portland. Los materiales cerámicos y el cemento son duros y no dúctiles, y los componentes metálicos se recubren generalmente con una capa gruesa de Zinc, sin embargo, pueden ocurrir daños por fragmentación.

#### **8.9.2.2.1 FRAGMENTACION**

Los aisladores modernos tienen un alto grado de resistencia al impacto, pero el material cerámico se puede fracturar si no se maneja cuidadosamente.

Cuando se presenta rotura en alguna parte visible de la porcelana, el aislador deberá reemplazarse.

Pequeñas fragmentaciones, aún superficiales, podrían no afectar inmediatamente el funcionamiento del aislador, pero es un riesgo, puesto que estas grietas pueden afectar eventualmente las características eléctricas y mecánicas del aislador.

Como una medida de precaución, se sugiere no utilizar aisladores que presenten un mínimo daño.

#### 8.9.2.2 ABRASION

La excesiva abrasión de la capa esmalte causa asperezas en la superficie y reduce la capacidad de autolimpieza del aislador para eliminar contaminantes. Si la abrasión es excesiva y se elimina la capa de esmalte podría resultar con una disminución de la resistencia mecánica. Excesiva abrasión sobre la capa de Zinc, deja la base metálica expuesta a la corrosión

#### 8.9.2.3 CORROSION

Las atmósferas corrosivas pueden deteriorar la porcelana y el metal. Se recomienda discutir con el fabricante las aplicaciones en tales atmósferas corrosivas.

#### 8.9.2.3 MANEJO

Los aisladores de suspensión están sujetos a una gran variedad de procedimientos de manejo desde su embarque inicial hasta su instalación en líneas eléctricas. Por lo tanto se deben tener en cuenta las siguientes precauciones.

- Los aisladores tomados de cajas que han sido dañadas, deben ser inspeccionados y chequeados antes de su instalación.
- Los aisladores no deben ser arrojados o tirados durante el tiempo que estén en sus cajas, ni después de haber sido desempacados. Los aisladores que se han caído deben ser inspeccionados antes de su instalación.
- Las cadenas de aisladores no deben doblarse, porque se puede deformar el perno metálico, la chaveta metálica en la campana, o dañar el material cerámico tales daños, si no se logran detectar pueden causar posteriormente fallas eléctricas y/o mecánicas.

En el caso de los aisladores tipo cuenca y bola, el doblar las cadenas puede causar aplanamientos o torceduras en los extremos de la chaveta, dando como resultado la pérdida del sistema de bloque.

- Las cadenas de aisladores no deben ser utilizados como escaleras. Los aisladores no están diseñados para soportar cargas mecánicas sobre la porcelana y pueden romperse causando daños al operario de la línea .

#### **8.9.2.4 INSTALACION**

##### **8.9.2.4.1 ACOUPLE Y DESACOUPLE**

Cuando los aisladores se van a acoplar, se deben tomar precauciones para asegurar que el acople se haga correctamente.

Las conexiones cuenca y bola están aseguradas por una chaveta. Para acoplar la bola en la cuenca, la chaveta deberá ser halada o empujada desde la abertura de la cuenca hasta que los terminales abiertos de la chaveta toque la parte trasera de la cuenca . Cuando la chaveta está en esta posición, la bola del aislador podrá acoplarse con la cuenca del proximo aislador, luego la chaveta debe ser empujada hacia la abertura de la cuenca, teniendo presente que los terminales abiertos de la chaveta estén debajo de la bola del aislador acoplado.

Se debe tener cuidado de mover la chaveta lo suficiente para que la protuberancia de la chaveta pase a través de la pared de la campana generando así un bloqueo positivo.

El desacople de los aisladores requiere de un procedimiento inverso y deberá efectuarse con los dispositivos adecuados para dicho propósito.

Para el acople de aisladores tipo Clevis, la chaveta debe ajustarse adecuadamente En el caso de la chaveta resortada, la protuberancia debe pasar a través del orificio del pasador y después bloquearse. En el caso de chavetas rectas, sin protuberancias la abertura de los terminales deberá ser la adecuada, para evitar la salida de la chaveta a través del orificio del pasador.

##### **8.9.2.4.2 CHAVETAS Y PASADORES**

Cuando se reacoplan aisladores que han estado en servicio, todas las chavetas defectuosas deberán ser reemplazadas. Las chavetas resortadas con protuberancia que no estén dañadas podrán ser utilizadas, pero las chavetas rectas no.

##### **8.9.2.4.3 DOBLAMIENTO DE CADENAS DE AISLADORES**

Los aisladores de suspensión están diseñados solamente para soportar cargas mecánicas a la tensión y se debe evitar someter la cadena de aisladores a esfuerzos de flexión o cantiliver (en voladizo)

"TODOS LOS AISLADORES CON COMPONENTES METALICOS DOBLADOS, DEBERAN SER REEMPLAZADOS."

#### **8.9.2.5 CARACTERISTICAS**

Las características mecánicas y eléctricas de los aisladores de suspensión son asignados por el fabricante, Estas no son valores mínimos. La demostración para que el aislador reúna sus características está basada en criterios estadísticos como lo definen las normas ANSI C29.1 y C29.2 (American National Standard Institute) y en mediciones efectuadas bajo condiciones de prueba especificadas.

##### **8.9.2.5.1 CARACTERISTICAS DE FLAMEO**

Las características de flameo corresponden al promedio de los valores de flameo esperado bajo condiciones específicas de prueba de separación y montaje, sobre aisladores nuevos y limpios. Las condiciones atmosféricas prevalecientes en el momento de la prueba no son controladas, y apesar de aplicar factores de corrección por humedad relativa y densidad del aire estos factores no generan un número exacto. Puede esperarse que diferentes condiciones atmosféricas den diferentes resultados de prueba. Como es el caso para cualquier valor promedio, puede esperarse que la mitad de los valores estén por debajo del valor promedio.

##### **8.9.2.5.2 CARACTERISTICAS DE DISTANCIA DE FUGA Y DE DISTANCIA DE ARCO**

Los valores de distancia de fuga y distancia de arco son valores nominales promediados y variarán dentro de la tolerancia nominal del fabricante que, para la mayoría de ellos es 3 %.

##### **8.9.2.5.3 CARACTERISTICAS DE RESISTENCIA ELÉCTRICA Y MECÁNICA ÚLTIMA**

El valor de resistencia combinada eléctrica y mecánica asignado a los aisladores de suspensión se refiere a la resistencia y no a la prueba mecánica de rutina (prueba de tensión). Puesto que la resistencia última puede medirse solamente por pruebas destructivas, la probabilidad de que cualquier unidad caiga por debajo de los valores de resistencia eléctrica y mecánica especificados, se estima en base al control estadístico de calidad exigido por la American National Standard.

##### **8.9.2.5.4. PRUEBA MECANICA DE RUTINA (Prueba de Tensión)**

El valor de tensión en la prueba mecánica de rutina es soportado por cada aislador durante un período de tiempo especificado en la norma ANSI C29.1 - 1982.

El valor marcado en cada aislador, seguido de la palabra PRUEBA (TEST), indica el valor de la tensión aplicado en la prueba mecánica de rutina.

El valor especificado de resistencia combinada eléctrica y mecánica aparecerá seguido de las letras M y E ( mecánico y eléctrico ).

#### **8.9.2.6. CARGA MECANICA**

Los aisladores son utilizados a la tensión como miembros estructurales. Es muy importante que exista un entendimiento claro respecto a los tipos y magnitudes de cargas mecánicas y los factores de seguridad que se deben aplicar en el uso de los aisladores.

El usuario debe considerar en su diseño los siguientes factores, teniendo en cuenta tanto condiciones de construcción, como de operación: Carga máxima y Construcción y mantenimiento.

Se recomienda que la máxima carga combinada no exceda el valor de la prueba mecánica de rutina, con el fin de evitar el riesgo de falla .

La máxima carga combinada incluye cargas estáticas y dinámicas durante la construcción y Mantenimiento, e igualmente durante la operación .

Entre las cargas estáticas se incluyen : tensión de línea , hielo , vientos, efectos de temperatura, peso de los aisladores y herrajes, mantenimiento, etc.

Entre las cargas dinámicas se pueden incluir entre otras : choques, impacto y vibración .

Debe tenerse mucho cuidado que la tensión de la línea no exceda el valor de la tensión de la prueba mecánica de rutina durante la construcción y mantenimiento de la línea .

Deben evitarse esfuerzos de flexión y/o cantiliver , e igualmente esfuerzos de torsión en aisladores tipo Clevis .

#### **8.9.2.7 LIMITACIONES DE SERVICIO**

Las siguientes son unas limitaciones que deben considerarse:

##### **8.9.2.7.1 ALTA FRECUENCIA**

Los aisladores de suspensión están diseñados para su utilización a frecuencia industrial y pueden ser inadecuados para uso de altas frecuencias debido al incremento de pérdidas de potencia y calentamiento interno .

#### **8.9.2.7.2 TEMPERATURAS EXTREMAS**

Temperaturas extremas pueden causar una disminución en la resistencia mecánica y/o eléctrica de los aisladores .

#### **8.9.2.7.3 VIBRACION**

La vibración puede causar fatiga en los componentes metálicos del aislador, especialmente en la bola del perno de un aislador tipo cuenca bola .

#### **8.9.2.7.4 CORROSION**

Atmósferas corrosivas causan deterioros y por ende, una reducción en la vida de los aisladores . Los aisladores que estén expuestos a tales atmósferas deberán ser inspeccionados frecuentemente .

#### **8.9.2.8 AISLADORES DAÑADOS**

Cuando se presenta un daño mayor en un sistema de transmisión, se recomienda reemplazar los aisladores en el area local del daño , bien sea que presenten o no daños visibles . Por ejemplo, en el caso de que un huracán dañara una torre o un poste , los aisladores que hubieran en ella deben ser reemplazados, y considerar el posible cambio de aisladores en torres o postes adyacentes .

En aquellos casos en los cuales una cadena de aisladores haya sufrido daños , tales como una excesiva corriente de fuga , se recomienda que el usuario reemplace todos los aisladores de la cadena y no aquellos aparentemente afectados . Sin embargo, se podrían efectuar pruebas mecanicas y/o eléctricas para comprobar las características de los aisladores aparentemente no afectados .

### **8.10. CONCLUSIONES.**

El costo de la línea resulta bastante caro, tal como puede observarse en la tabla anterior de costos y materiales. Lo que se ha podido determinar es que los principales elementos constituyentes de una línea eléctrica son bastante caros ya para el nivel de voltaje de 46 kv, tal es el caso de los cortacircuitos y pararrayos. Los transformadores de potencia elevan considerablemente el costo de dicha línea.

Otra cosa que se ha podido concluir y observar es que es un tanto difícil encontrar este tipo de elementos a 46 kv en el mercado nacional, por lo que habría de abastecerse de una cantidad de estos para no ser sorprendidos ante una eventualidad y tener que esperar que vengan del exterior.

Sobre aisladores especiales no se tiene conocimiento de que se les utilice en otra línea del país, por lo que no se tienen referencias al respecto.

Se ha podido comprobar que actualmente no existe coordinación de las protecciones en la línea, y muy probablemente es por esto que se da la notable cantidad de salidas de la línea completa en caso de falla. Para el caso de esta línea se recomienda utilizar como máximo fusibles de 50 amperios tipo T (50 T).

Se presenta junto con este documento el plano de las líneas, tanto de la nueva a 46 kv como de la actual a 34.5 kv, notando y sugiriendo un poco más de empeño en poseer este tipo de información sobre la línea, ya que en la actualidad no se posee.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1- Stevenson, William S. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw Hill, 2a. edición, México 1981.
- 2- Rural Electrification Administration, REA, Mechanical Design Manual, for Overhead Distribution Lines, USA, Department of Agriculture, IOWA, USA, 1987.
- 3- National Electrical Safety Code, NESC, ANSI C2-1990, IEEE, 2a. edición 1990. USA.
- 4- NRECA, Manual de Especificaciones Técnicas para la Construcción de Líneas de Distribución por Estaqueo, 1993.

## CAPITULO 9

### CONSIDERACIONES ECONOMICAS FINALES Y CONCLUSIONES GENERALES.

#### INTRODUCCION

Este es el capítulo final del trabajo, en el cual se hacen las últimas estimaciones económicas, tal como los costos de mano de obra involucrada en los diferentes trabajos a ejecutar, para luego hacer las comparaciones económicas necesarias. Todo esto se presenta resumido después en un cuadro comparativo de costos, donde en forma rápida y fácil puede apreciarse los resultados de los análisis hechos anteriormente.

Se presenta también el diseño para la coordinación de las protecciones para la línea en el caso que se tomara la decisión de no hacer el cambio de voltaje, o sea, mantener el 34.5 kv actual.

Por último se dan una serie de conclusiones y recomendaciones, en las cuales primeramente se recomienda a nuestro criterio, cuál es la mejor alternativa de las cuatro planteadas. Luego, se dan otras recomendaciones importantes para el normal funcionamiento de la línea, ya sea que se cambie el nivel de voltaje o no.

#### **9.1. COSTO DE MANO DE OBRA POR DESMONTAJE DE CONDUCTOR ACTUAL EN LA LINEA A 34,5 KV.**

Esto tiene que ver con las alternativas 2,3 y 4 planteadas en el cuadro comparativo de costos, puesto que si el conductor que se encuentra en la línea actual a 34.5 kv ya no se utilizará, habrá que considerar el costo que implica el desmontaje de este.

Afortunadamente y debido a la gran experiencia que existe por parte de algunos constructores de líneas eléctricas, es fácil obtener datos sobre dichos costos. En este caso se tomará un costo por kilómetro de ₡ 3500.00, lo que da:

$$\begin{aligned}\text{COSTO POR DESMONTAJE} &= \text{₡ } 3500.00 \times 1.651 \text{ km} \\ \text{COSTO POR DESMONTAJE} &= \text{₡ } 5778.50\end{aligned}$$

#### **9.2. COSTO DE MANO DE OBRA POR MONTAR CONDUCTOR NUEVO Y ACCESORIOS EN ESTRUCTURAS EXISTENTES A 34.5 KV.**

En la alternativa 2, respecto al mismo cuadro comparativo de costos, es donde se necesita conocer este costo, ya que se mantiene el mismo nivel de voltaje pero con un conductor nuevo, y además, se montarán accesorios nuevos tales como aisladores de suspensión tipo lapp y aisladores de espiga tipo columna con especificación a 46 kv

para garantizar el buen aislamiento, también se montarán cortacircuitos con sus respectivos fusibles para que estén debidamente coordinados, así también se instalarán pararrayos en los diferentes puntos de entrega.

El costo aproximado por la instalación de estos accesorios y el conductor, anda por los ₡12000.00 por kilómetro, esto da :

$$\begin{aligned}\text{COSTO POR MONTAJE} &= \text{₡ } 12000.00 \times 1.651 \text{ km} \\ \text{COSTO POR MONTAJE} &= \text{₡ } 19812.00\end{aligned}$$

### 9.3. COSTO PARA CLES POR LAS INTERRUPCIONES DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO EN CASO DE FALLA EN LA LINEA.

Esta parte es muy importante para las consideraciones económicas finales, pues es un dato real y significativo que debe ser tomado en cuenta. Se encontrará entonces el costo total en caso de corte de energía por falla en la línea, el cuál consta de dos componentes: por una parte el costo del mantenimiento por reparación, y por otra, lo dejado de facturar por el tiempo que dure la interrupción.

#### 9.3.1. DETERMINACION DEL COSTO POR HORA DEL MANTENIMIENTO EN CASO DE FALLA.

En caso de una falla en la línea, acuden a esta un número de personas que depende de la magnitud de la falla, pero generalmente, para un caso típico y común, están acudiendo a resolver el problema en la línea un total de 4 hombres.

Sin perder de vista el costo que esto implica, hay que hacer la distinción también de acuerdo a la hora en la falla se da, pues esto puede ser de día o de noche, o dentro de la jornada normal diaria de trabajo o en tiempo extraordinario. Todo esto afecta por supuesto el costo total del mantenimiento. Sin embargo se toman valores estimados o promedios para poder cuantificar.

Cuando acuden 4 personas, una de ellas es un ingeniero, pues él es el encargado de coordinar con CEL las maniobras respecto al corte de energía, o cualquier otro aspecto relacionado con el problema. Las restantes 3 personas son electricistas.

Se toman salarios por hora como se detalla a continuación:

1 Ingeniero : ₡ 30.00 /hora  
1 Electricista : ₡ 20.00 /hora

Para el grupo de cuatro personas se hace un total de :

$$\begin{aligned} & \text{₡} 30.00 + \\ & \text{₡} 20.00 \\ & \text{₡} 20.00 \\ & \text{₡} 20.00 \\ & \text{₡} 90.00 / \text{hora} \end{aligned}$$

Esto sólo por mano de obra.

Hay que considerar también, la depreciación del vehículo, herramientas, equipo, gasto de combustible, etc.

$$\begin{aligned} \text{Depreciación de vehículo y combustible: } & \text{₡} 275.00 + \\ \text{Depreciación de herramientas y equipos: } & \text{₡} 100.00 \\ & \text{₡} 375.00 / \text{falla} \end{aligned}$$

Suponiendo un tiempo promedio de 3 horas por falla, se tiene:

$$\text{₡} 375.00 / 3 = \text{₡} 125.00 / \text{hora}$$

Ahora bien, casi siempre que se acude a atender un problema por falla, resulta algún elemento de la línea dañado, por lo que se debe incluir el costo de dicho elemento, Claramente no se puede precisar qué elemento sería, sin embargo, también aquí se considera un costo promedio entre lo que resultaría al cambiar un cortacircuito o un aislador, que es lo más típico. Para ello se toma un costo de ₡ 1500.00, lo que da por hora:

$$\text{₡} 1500.00 / 3 = \text{₡} 500.00 / \text{hora}$$

Ahora se pueden sumar todos los costos anteriores para tener una apreciación más clara acerca del costo por hora que implica para CLES el acudir a atender un problema por falla en la línea.

$$\begin{aligned} \text{Mano de obra : } & \text{₡} 90.00 \\ \text{Depreciación : } & \text{₡} 125.00 \\ \text{Repuestos : } & \text{₡} 500.00 \\ & \text{₡} 715.00 / \text{hora} \end{aligned}$$

### 9.3.2. DETERMINACION DEL COSTO POR HORA POR LO QUE SE DEJA DE FACTURAR EN CASO DE FALLA.

Para efectuar esta determinación, se toman en cuenta los kwh registrados para cada empresa de la zona en el mes de junio, para luego obtener un promedio por hora y determinar el costo.

Los kwh correspondientes al mes de junio son:

| <u>EMPRESA</u>         | <u>KWH</u> |
|------------------------|------------|
| TEXACO S.A.            | 19 800.0   |
| TEXACO CARIBBEAN INC.  | 11 880.0   |
| FERTICA                | 282 706.0  |
| GASOHOL DE EL SALVADOR | 75 000.0   |
| PROFESAL               | 26 880.0   |
| RASA                   | 226 606.0  |
| SAGRISA                | 8 855.0    |
| ALMAPAC                | 8 579.0    |
| ALCASA                 | 56 556.0   |
| CEPA                   | 313 445.0  |
| UCAFES                 | 3 840.0    |
| INAZUCAR               | 5 000.0    |

Total = 1 039 147.0

Dividiendo entre el número de horas del mes, se tiene:

$$1\,039\,147.0 / (24 \times 30) = 1\,443.26 \text{ kwh}$$

Ahora multiplicando por el costo del kwh :

$$1\,443.26 \text{ kwh} \times \text{¢} 0.6280 = \text{¢} 906.37 / \text{hora}$$

Esta es la cantidad de colones por hora que se puede considerar que CLES pierde cuando deja de facturar por cortes de energía.

### 9.3.3. COSTO TOTAL POR HORA PARA CLES EN CASO DE CORTE DE ENERGIA POR FALLA EN LA LINEA.

Con los costos por hora obtenidos en los apartados anteriores, puede determinarse el costo total por hora de lo que significa para CLES hacer un corte de energía y acudir a resolver un problema de falla, así :

$$\begin{aligned} &\text{¢} 715.00 + \\ &\text{¢} 906.00 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\text{¢} 1\,621.00 / \text{hora} \\ &142 \end{aligned}$$

Observando los gráficos de las curvas de carga para el mes de febrero de este año, se tienen cortes de energía los días 6, 12, y 20 del mes, totalizando 15 horas de interrupción de servicio de energía eléctrica.

Para efectos de determinar un número promedio por mes de horas de corte de energía, debe tomarse que en los meses inmediatos siguientes el número de horas de corte aumentó, teniendo incluso en el mes de abril una interrupción de 27 horas. Pero también debe tomarse en cuenta que en los meses después de junio la situación mejora, aunque se tuvo un corte de aproximadamente 33 horas los días 22 y 23 de agosto.

Con todo esto, si se toma un promedio de 12 horas de corte de energía por mes, se tiene entonces para un año:

$$12 \text{ horas/mes} \times 12 \text{ meses/año} = 144 \text{ horas/año}$$

Multiplicando por el costo por hora encontrado:

$$144 \text{ horas/año} \times \text{Q} \$ 1\,621.00 = \text{Q} \$ 233\,424.00$$

Extendiéndolo para un período de 15 años y trayendo a valor presente:

$$P = R \left\{ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)} \right\}$$

$$P = 233\,424 \left\{ \frac{(1.17)^{15} - 1}{.17(1.17)} \right\}$$

$$P = C \$ 1\,242\,793.08$$

Este es el costo total para el período de 15 años.

#### 9.4. CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS TOTALES.

Es aquí donde se hará la comparación final y definitiva de los diferentes costos totales para cada una de las cuatro diferentes alternativas planteadas. Para esto el punto de partida será el último cuadro comparativo de costos mostrado en el capítulo 5, del cual retomaremos solo los costos totales, que son los que se alterarán, esto se muestra a continuación:

| ALTERNATIVA | CONDICIONES                                | COSTOS TOTALES |
|-------------|--|----------------|
| 1           | - 34.5 K.V<br>- Conductor act.<br>1/0 ACSR | ₱ 232 407. 26  |
| 2           | - 34.5 kv<br>- Conductor nue.<br>477 MCM   | ₱ 93 141. 33   |
| 3           | - 46 kv<br>- Conductor act.<br>1/0 ACSR    | ₱ 130 729. 08  |
| 4           | - 46 kv<br>- Conductor nue.<br>336.4 MCM   | ₱ 63 018. 59   |

Ahora bién, las cantidades que se agregarán a los costos totales mostrados por alternativa en la tabla anterior y que corresponden al costo por inversión inicial y mano de obra, y por mantenimiento, son:

ALTERNATIVA 1:

INVERSION INICIAL Y MANO DE OBRA = ₱ 84 276. 00  
COSTO POR MANTENIMIENTO = ₱ 199 110. 00

ALTERNATIVA 2:

INVERSION INICIAL Y MANO DE OBRA = ₱ 96 658. 90  
COSTO POR MANTENIMIENTO = ₱ 199 110. 00

ALTERNATIVA 3:

INVERSION INICIAL Y MANO DE OBRA = ₱ 3 983 397. 00  
COSTO POR MANTENIMIENTO = ₱ 199 110.00

ALTERNATIVA 4: El costo a agregar es el mismo que el anterior, ya que lo único que cambia es el tipo de conductor, el cual cuyo costo ya ha sido considerado antes.

INVERSION INICIAL Y MANO DE OBRA = ₱ 3 983 397. 00  
COSTO POR MANTENIMIENTO = ₱ 199 110. 00

Con estos datos de costos, los costos y ahorros totales quedan tal como se muestran en el cuadro de la página siguiente.

**CANTIDAD LUCRO CESANTE :** Es muy importante notar que si no se ejecuta ninguna de estas cuatro alternativas, entonces en la condición actual habrá que tomar en cuenta que se tendrá un lucro cesante de :

$$\text{Q} \text{ } 1\,242\,793.08$$

por lo dejado de facturar en caso de fallas y mantenimiento.

### 9.5. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE CEL PARA ABSORVER EL INCREMENTO DE CARGA DE LOS PROXIMOS 15 AÑOS.

Este es un punto muy importante, ya que de nada serviría hacer este estudio si no existiese capacidad transformadora por parte de CEL para absorber el incremento de carga para el periodo de 15 años que se está considerando bajo estudio.

Debe decirse de forma rápida y segura que no existe ningún inconveniente al respecto, pues la capacidad del transformador de 34.5 kv que abastece la línea actual de la zona industrial es 50 MVA, el cuál está funcionando con carga bastante abajo de los 30 MVA.

El transformador de 46 KV, también es de la misma capacidad, o sea, de 50 MVA, donde este incluso está operando abajo de los 20 MVA.

Se tiene en este momento una potencia demandada en la línea de la zona industrial de  $P_0 = 6 \text{ MVA}$ , esto quiere decir que para 15 años se tendrá:

$$\begin{aligned} P &= P_0 (1+C)^n \\ P &= 6 \text{ MVA } (1+0.0672)^{15} \\ P &= 15.92 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Encontrando el incremento:

$$P - P_0 = 15.92 \text{ MVA} - 6.0 \text{ MVA} = 9.92 \text{ MVA}$$

Por lo tanto deberá existir una capacidad de disponibilidad en el incremento de la potencia de aproximadamente 10 MVA, para lo cual como ya se vió al inicio existe capacidad.

| ALTER NATIVA | CONDICIONES                              | PERDIDAS DE ENERGIA<br>COSTO DE CONDUCTOR | INVERSION INICIAL<br>MANO DE OERA | COSTOS<br>TOTALES POR<br>MANTENIMIENTO | COSTOS<br>TOTALES | AHORROS TOTALES<br>RESPECTO A<br>CONDICION ACTUAL |
|--------------|--|---|-----------------------------------|--|-------------------|---|
| 1            | 34.5 KV<br>CONDUCTOR ACT.<br>1/0 ACSR    | ₱ 232407.26                               | ₱ 84276.40                        | ₱ 199110.00                            | ₱ 515793.66       | ₱ 0.00  |
| 2            | 34.5 KV<br>CONDUCTOR<br>NUEVO 477<br>MCM | ₱ 93141.33                                | ₱ 96658.90                        | ₱ 199110.00                            | ₱ 388910.23       | ₱ + 126683.43                                     |
| 3            | 46 KV<br>CONDUCTOR ACT.<br>10 ACSR       | ₱ 130729.08                               | ₱ 393513.450                      | ₱ 199110.00                            | ₱ 4313236.08      | ₱ - 3797442.62                                    |
| 4            | 46 KV<br>CONDUCTOR<br>NUEVO 336<br>MCM   | ₱ 63018.59                                | ₱ 393513.450                      | ₱ 199110.00                            | ₱ 4245525.59      | ₱ - 3729731.93                                    |

## 9.6. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES PARA EL VOLTAJE ACTUAL DE 34.5 KV.

En el capítulo anterior se trató el caso de la coordinación relé - fusible para la nueva línea a 46 kv, sin embargo esta misma coordinación puede hacerse en caso de que no se opte por el cambio de voltaje a 46 kv, pues en las condiciones actuales no existe una coordinación entre los fusibles de cada empresa y el relé que controla el interruptor en la central térmica de CEL.

Todo lo que se dijo acerca del procedimiento para la coordinación en el caso del capítulo anterior, es válido aquí también, por lo que nos limitaremos a decir que para este nivel de voltaje de 34.5 kv, las corrientes nominales para cada empresa son ligeramente mayores, por lo que ya no se podría utilizar fusibles de 50 amperios, pues vale mencionar el caso de FERTICA cuya corriente nominal para este voltaje es de 57 amperios.

El punto de partida fue averiguar el seteo del relé actual para la línea, el cual estaba dado por:

$$\begin{aligned} \text{TOC} &= 3.0 \\ \text{TD} &= 1.0 \\ \text{RTC} &= 150/5 \end{aligned}$$

Con la curva del relé dada por estos valores, se encontró que no se podía coordinar, o que era muy difícil. Luego se calculó el seteo para el relé y la curva con la cual se pudo coordinar con fusibles tipo 65 T, estaba dado por estos valores:

$$\begin{aligned} \text{TOC} &= 7.0 \\ \text{TD} &= 2.0 \\ \text{RTC} &= 150/5 \end{aligned}$$

Todo esto se observa mejor en el gráfico siguiente (figura 9.1.).

## 9.7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1.- Observando la última tabla comparativa de costos, se nota claramente lo elevado del costo para los dos casos en que se construye una línea nueva a 46 kv. También se nota lo caro que resulta el dejar la línea tal como está, pues es una línea ineficiente. Sin embargo, la segunda alternativa sí parece ser atractiva económicamente, ya que la diferencia es bien marcada. Observece que entre esta y las otras alternativas existe una diferencia cercana a 3.4 millones de colones, lo que sí es muy significativo.

3906 A  
7690 A  
INTERVALO DE COORDINACION

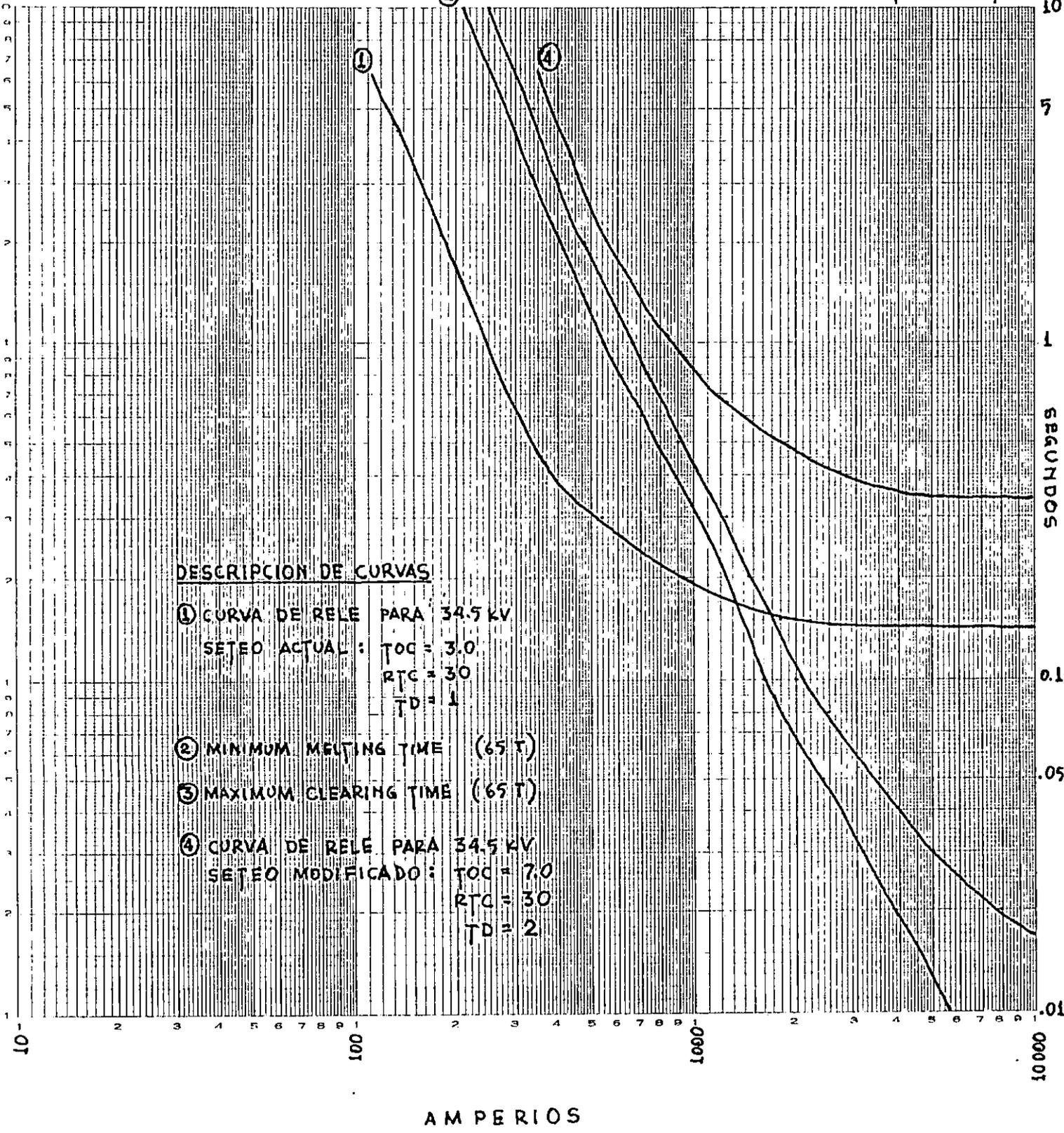


Figura 9.1

CURVAS PARA COORDINACION RELE - POSIBLE PARA 34.5 KV.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

1.- Observando la última columna de la tabla antes mencionada , correspondiente a los ahorros totales, se aprecia de la forma más clara como la alternativa 2 es más conveniente, pues tiene un saldo positivo de casi 1.3 millones. Mientras que las alternativas 3 y 4, tienen saldos negativos de más de 3 millones, lo que significa pérdidas en términos económicos respecto a la alternativa 1, o sea, la condición actual de la línea.

Es en base a esas comparaciones como llegamos a concluir y recomendar que la alternativa más adecuada a implementar es la número 2, o sea, mantener el voltaje de operación de 34.5 kv y cambiar aquellos elementos que son desicivos para un buen funcionamiento de la línea. Recuerdese que uno de los aspectos más sobresaliente es la continuidad del servicio, y por esto mismo se debe hacer mucho énfasis en cuanto a la coordinación de las protecciones.

El no hacer el cambio de voltaje también evita el problema del traspaso gradual de cargas de una línea a la otra, así como los inconvenientes para cada empresa por el cambio de las unidades transformadoras.

Como se habrá notado, entre las cuatro alternativas planteadas desde un principio , no se ha incluído la de una nueva línea de tipo subterránea. Esto no se hizo no porque se considerara inadecuada de antemano, pues al contrario, al hablar de condiciones ambientales contaminantes, es una de las primeras opciones que se ocurren. Más bién, el problema surgió en el camino, pyés nos fue muy difícil el conseguir cotizaciones de elementos para este tipo de línea, encontrando muy poca colaboración al respecto. Es por esto más que todo, que dicha alternativa no se consideró en este trabajo, sin embargo, la posibilidad de una línea subterránea es algo que puede considerarse con seriedad.

2.- La CLES debe vigilar la coordinación de las protecciones para que la línea sea confiable. Se entiende fácilmente lo costoso que sería el controlar los valores y tipo de fusible existentes en cada empresa, y es por esto mismo que CLES debe poseer sus propios fusibles en cada punto de entrega y tenerlos bién coordinados con el relé de CEL. Cada empresa vigilaría entonces por tener una buena coordinación entre sus fusibles y los del punto de entrega de CLES, eso sería el tipo de coordinación fusible - fusible.

3.- Consideramos que apesar de que se utilizarían aisladores especiales tipo lapp o tipo niebla, siempre es necesario efectuar por lo menos una operación de limpieza al inicio de temporada de lluvia, y aplicar algún tipo de recubrimiento superficial de acuerdo con lo recomendado en el capítulo 8. Esto debido a lo intenso de la contaminación atmosférica en la zona.

4.- La CLES debe vigilar que se respeten las normas de seguridad dictadas por el NESC en cada una de las acometidas a las empresas o en la instalación de su respectiva subestación transformadora, pues según inspecciones hechas a la línea y a la zona en general, se han encontrado montajes que son responsabilidad de cada abonado, en los cuales por ejemplo, se quebrantan las distancias mínimas sugeridas por el NESC.

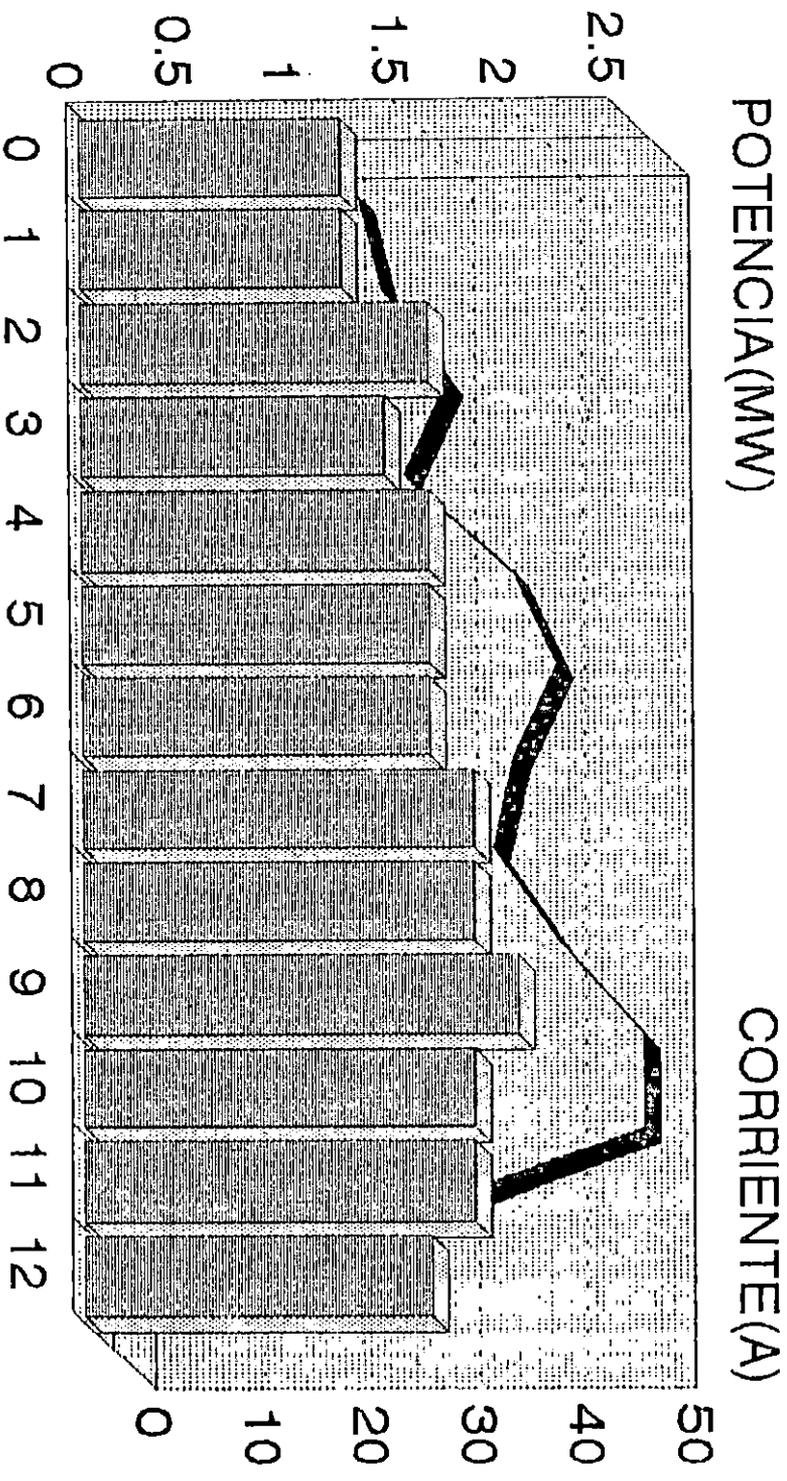
5.- Debe tenerse mucho cuidado por parte del personal de CLES a la hora de efectuar una reparación o una labor de mantenimiento de rutina, maximamente cuando se efectúan en "vivo". Por esto mismo se muestran a continuación unas tablas que indican las distancias mínimas de acercamiento a los conductores. Estos son datos que CLES tiene, y sería bueno darlos a conocer al personal respectivo de cada empresa.

**ANEXO A**

**CURVAS DE CARGA  
FEBRERO 1994**

# CURVA DE DEMANDA

3/02/94

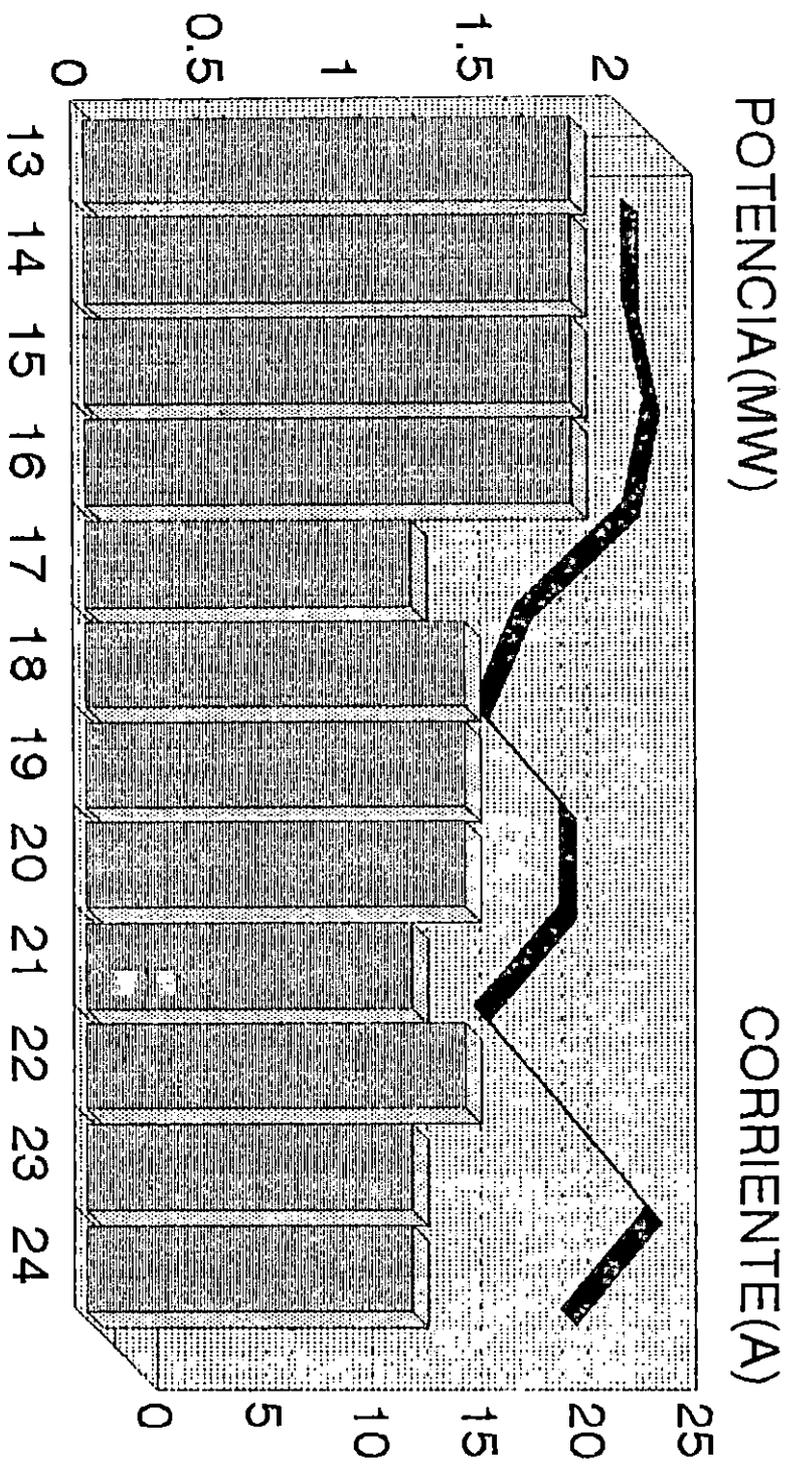


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 1.2      | 22        |
| 1.2      | 24        |
| 1.6      | 30        |
| 1.4      | 26        |
| 1.6      | 36        |
| 1.6      | 40        |
| 1.6      | 36        |
| 1.8      | 34        |
| 1.8      | 40        |
| 2        | 48        |
| 1.8      | 48        |
| 1.8      | 24        |
| 1.6      | 23        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

3/02/94

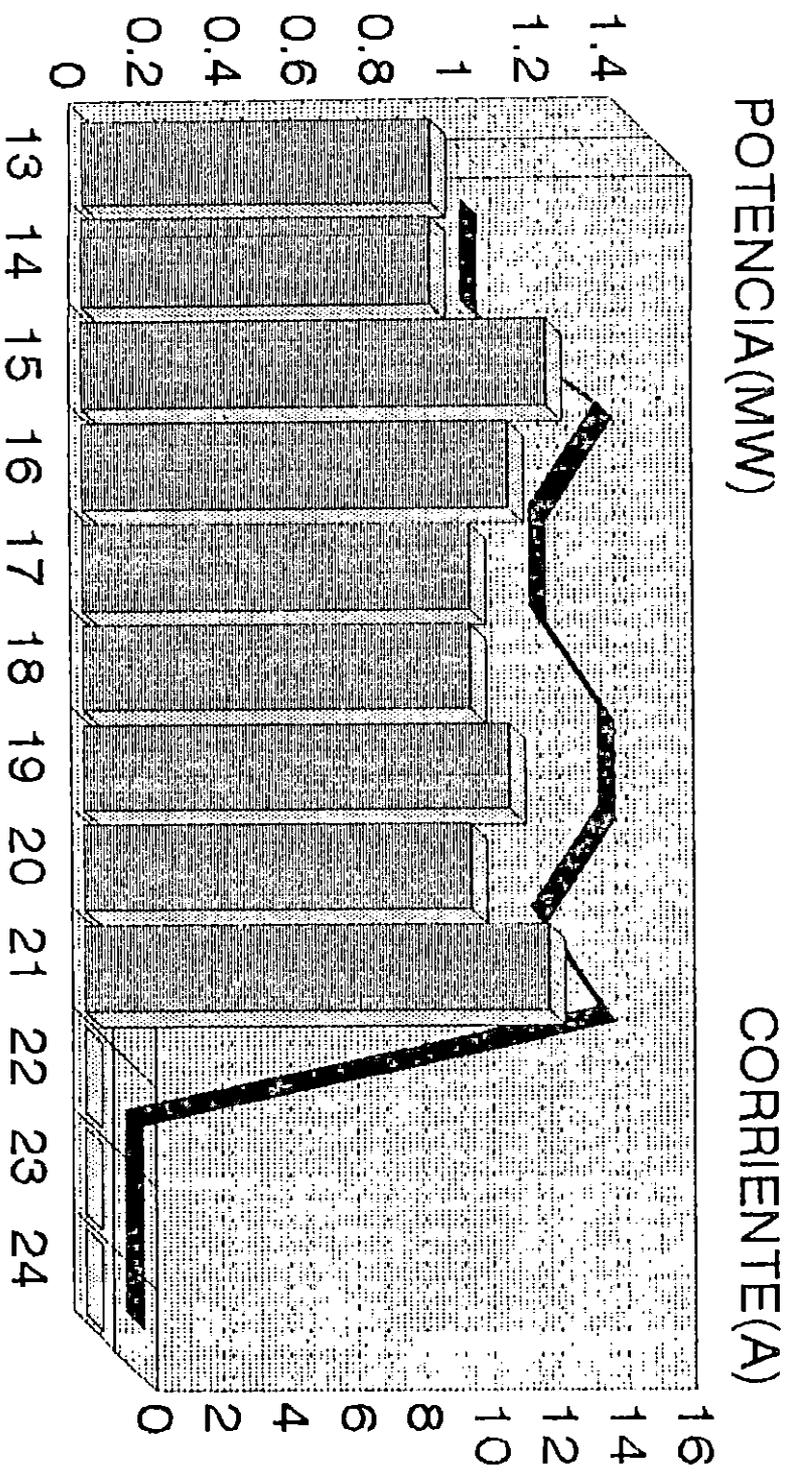


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 1.8      | 23        |
| 1.8      | 23        |
| 1.8      | 24        |
| 1.8      | 23        |
| 1.2      | 18        |
| 1.4      | 16        |
| 1.4      | 20        |
| 1.4      | 20        |
| 1.2      | 16        |
| 1.4      | 20        |
| 1.2      | 24        |
| 1.2      | 20        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

6/02/94

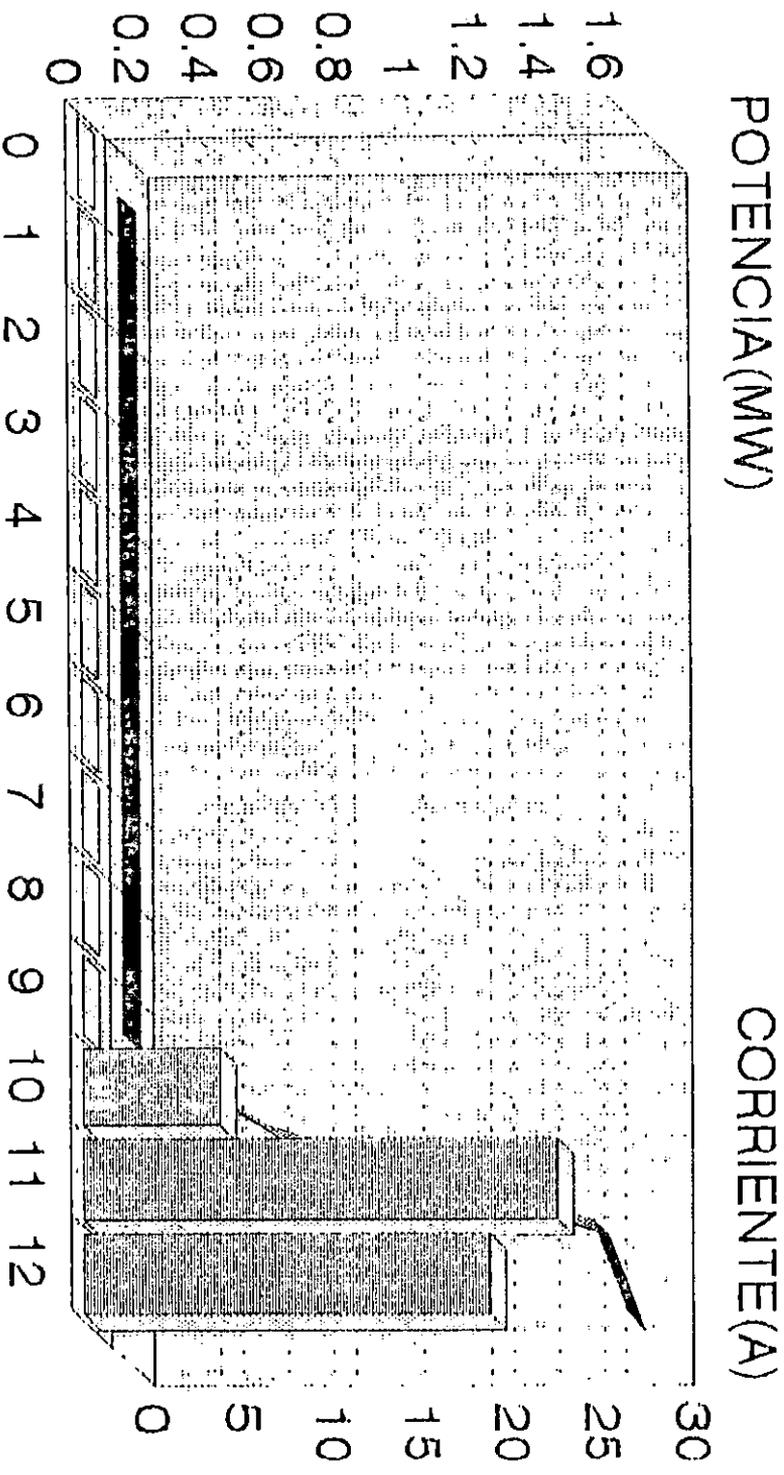


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 0.9      | 10        |
| 0.9      | 10        |
| 1.2      | 14        |
| 1.1      | 12        |
| 1        | 12        |
| 1        | 14        |
| 1.1      | 14        |
| 1        | 12        |
| 1.2      | 14        |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

7/02/94

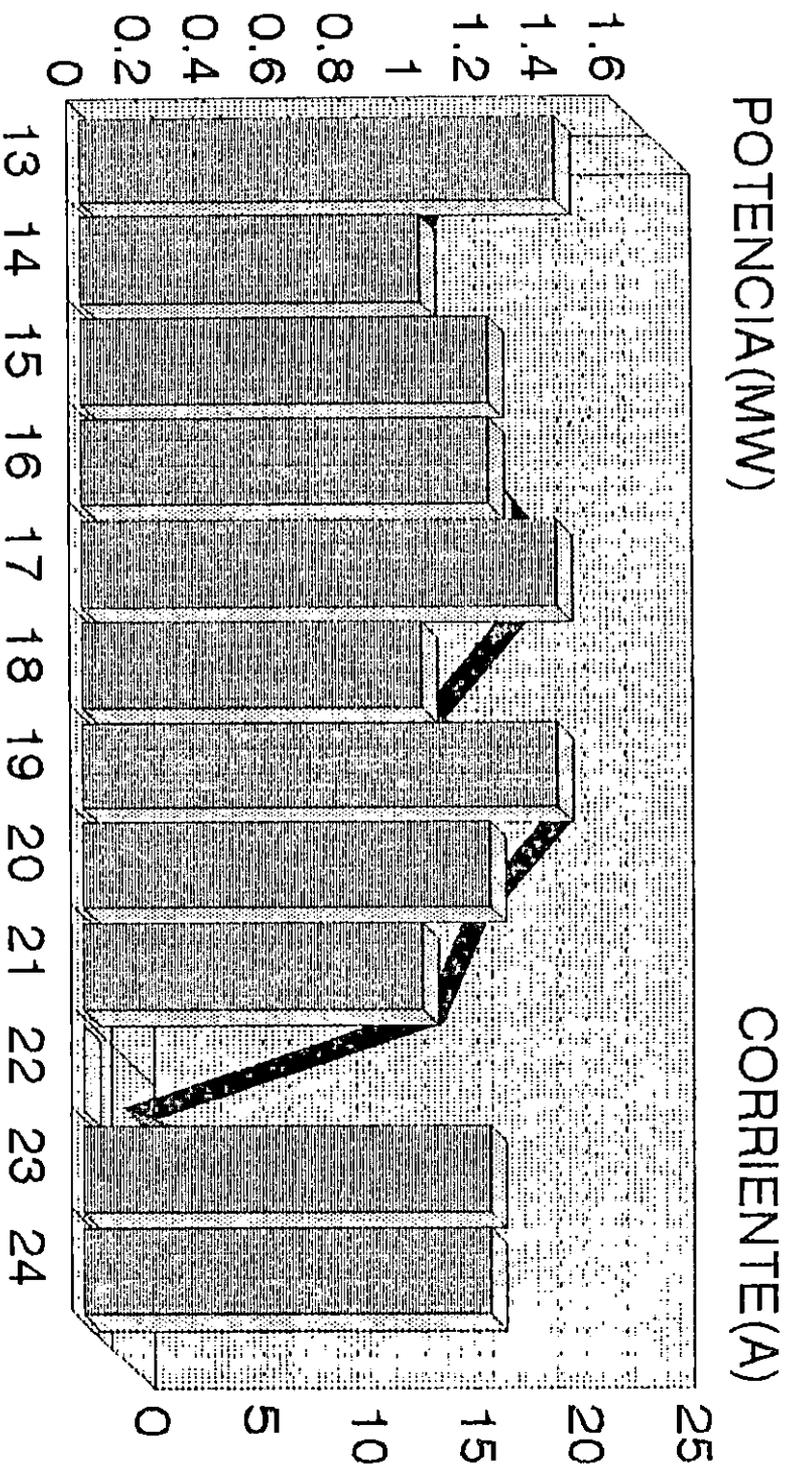


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0.4      | 8         |
| 1.4      | 26        |
| 1.2      | 28        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

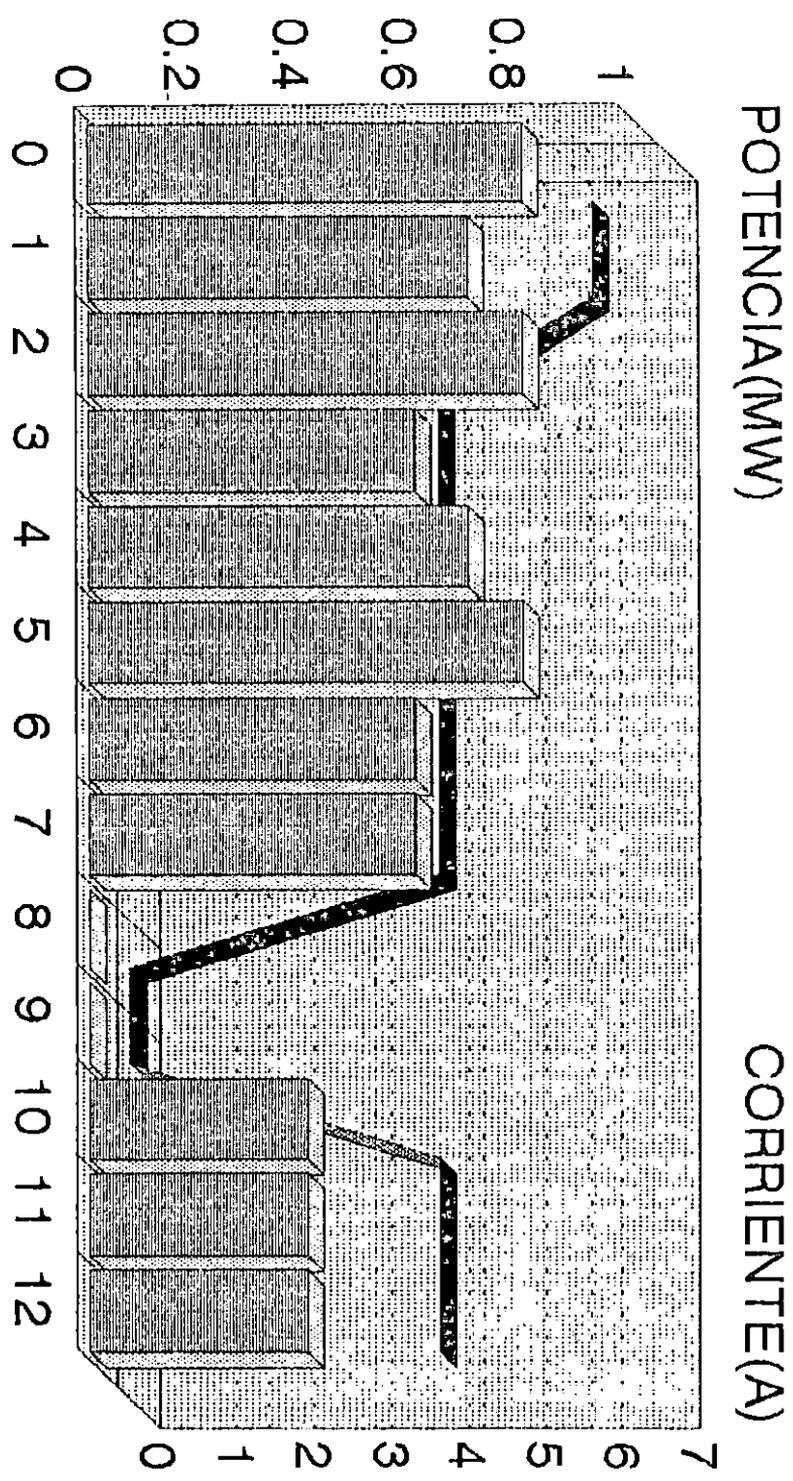
12/02/94



| POTENCIA | CORRIENTE | HORAS |
|----------|-----------|-------|
| 1.4      | 14        | 13    |
| 1        | 12        | 14    |
| 1.2      | 14        | 15    |
| 1.2      | 18        | 16    |
| 1.4      | 18        | 17    |
| 1        | 14        | 18    |
| 1.4      | 20        | 19    |
| 1.2      | 16        | 20    |
| 1        | 14        | 21    |
| 0        | 0         | 22    |
| 1.2      | 12        | 23    |
| 1.2      | 10        | 24    |

# CURVA DE DEMANDA

20/02/94



| POTENCIA | CORRIENTE | HORAS |
|----------|-----------|-------|
| 0.8      | 6         | 0     |
| 0.7      | 6         | 1     |
| 0.8      | 4         | 2     |
| 0.6      | 4         | 3     |
| 0.7      | 4         | 4     |
| 0.8      | 4         | 5     |
| 0.6      | 4         | 6     |
| 0.6      | 4         | 7     |
| 0        | 0         | 8     |
| 0        | 0         | 9     |
| 0.4      | 4         | 10    |
| 0.4      | 4         | 11    |
| 0.4      | 4         | 12    |

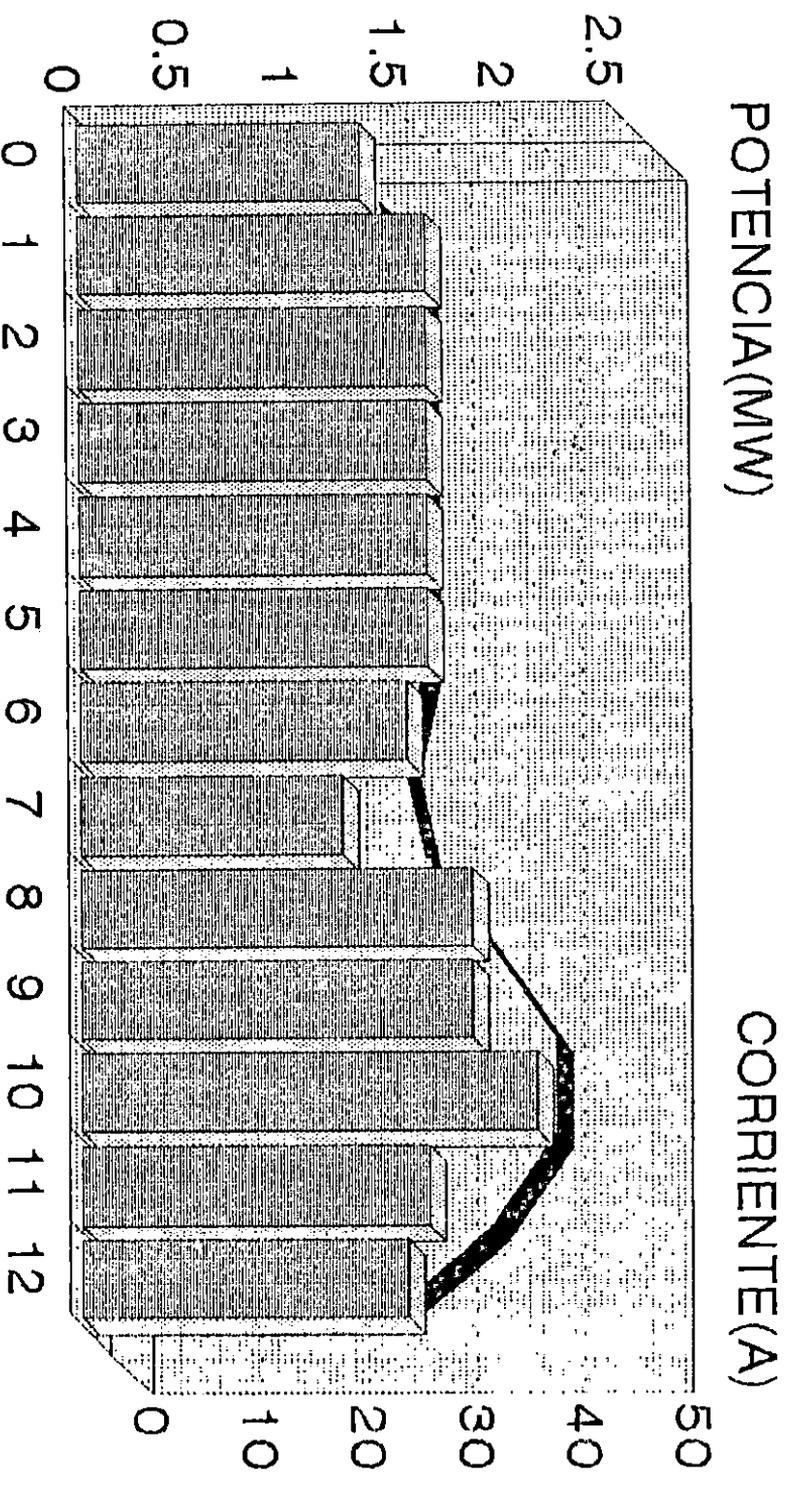
HORAS

**ANEXO B**

**CURVAS DE CARGA  
FEBRERO 1993**

# CURVA DE DEMANDA

3/02/93

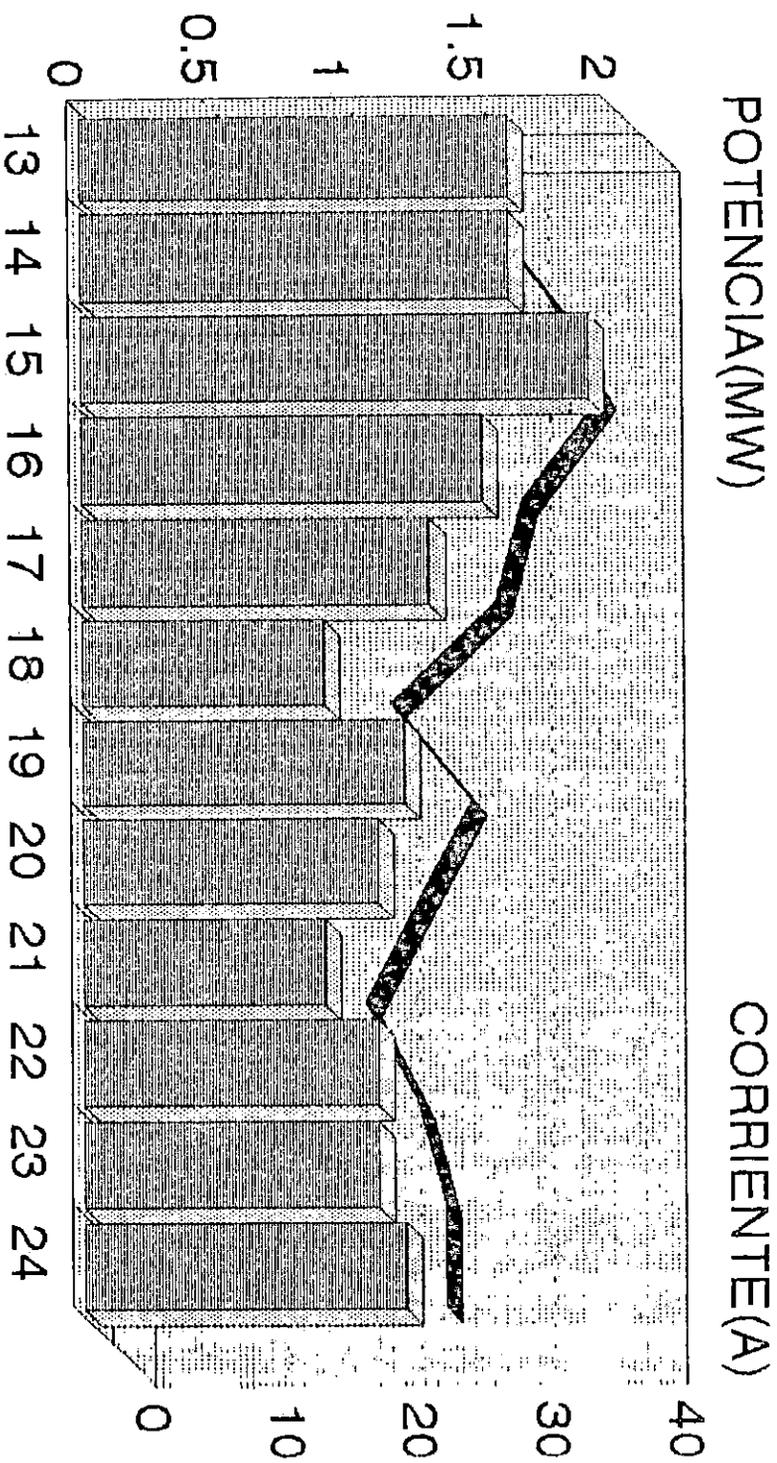


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 1.3      | 24        |
| 1.6      | 28        |
| 1.6      | 28        |
| 1.6      | 28        |
| 1.6      | 28        |
| 1.6      | 28        |
| 1.6      | 28        |
| 1.5      | 26        |
| 1.2      | 28        |
| 1.8      | 34        |
| 1.8      | 40        |
| 2.1      | 40        |
| 1.6      | 34        |
| 1.5      | 24        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

3/02/93

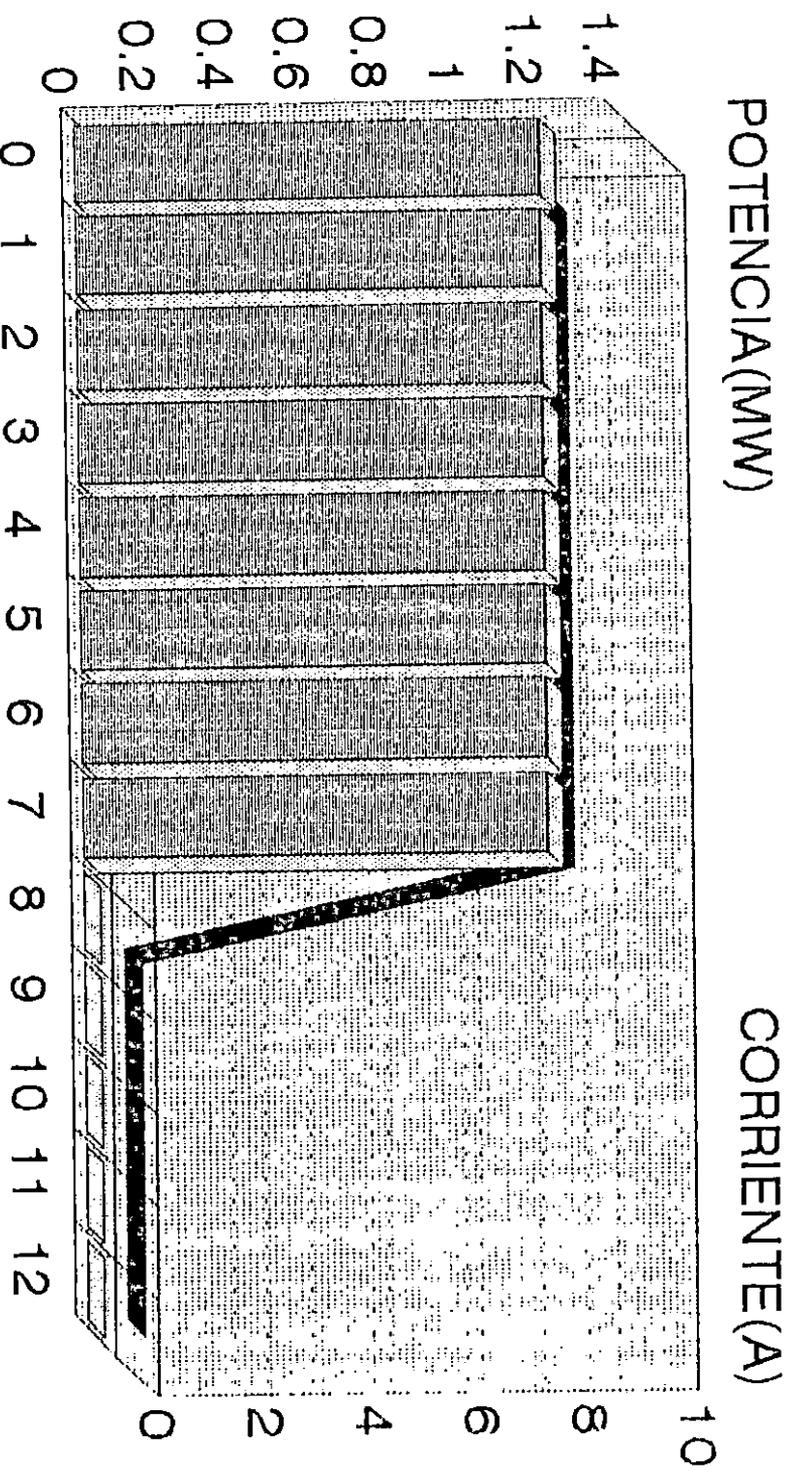


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 1.6      | 26        |
| 1.6      | 32        |
| 1.9      | 36        |
| 1.5      | 30        |
| 1.3      | 28        |
| 0.9      | 20        |
| 1.2      | 26        |
| 1.1      | 22        |
| 0.9      | 18        |
| 1.1      | 22        |
| 1.1      | 24        |
| 1.2      | 24        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

14/02/93



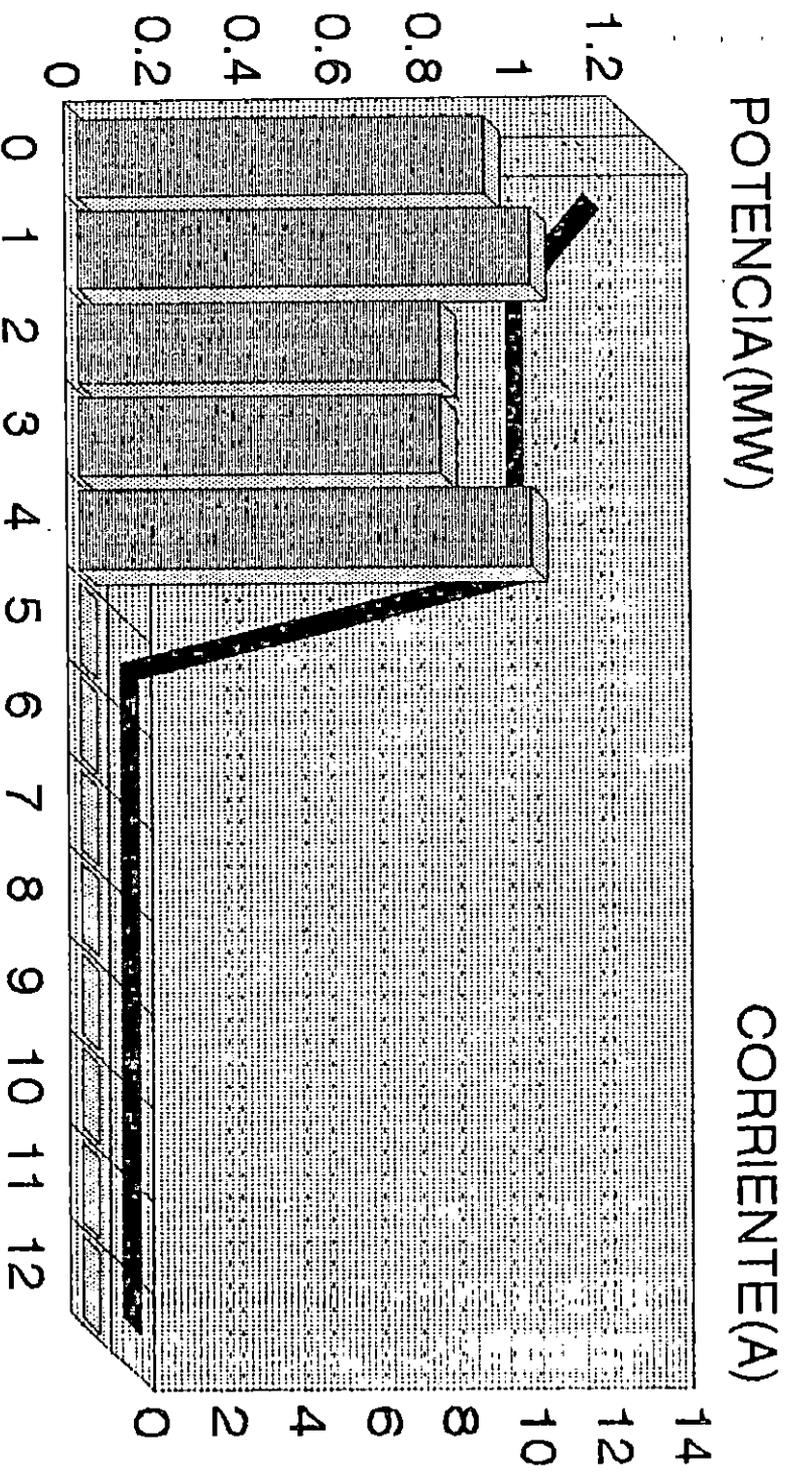
| POTENCIA | CORRIENTE | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|----------|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|---|---|---|---|---|
| 1.2      | 8         | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 1.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

HORAS



# CURVA DE DEMANDA

18/02/93

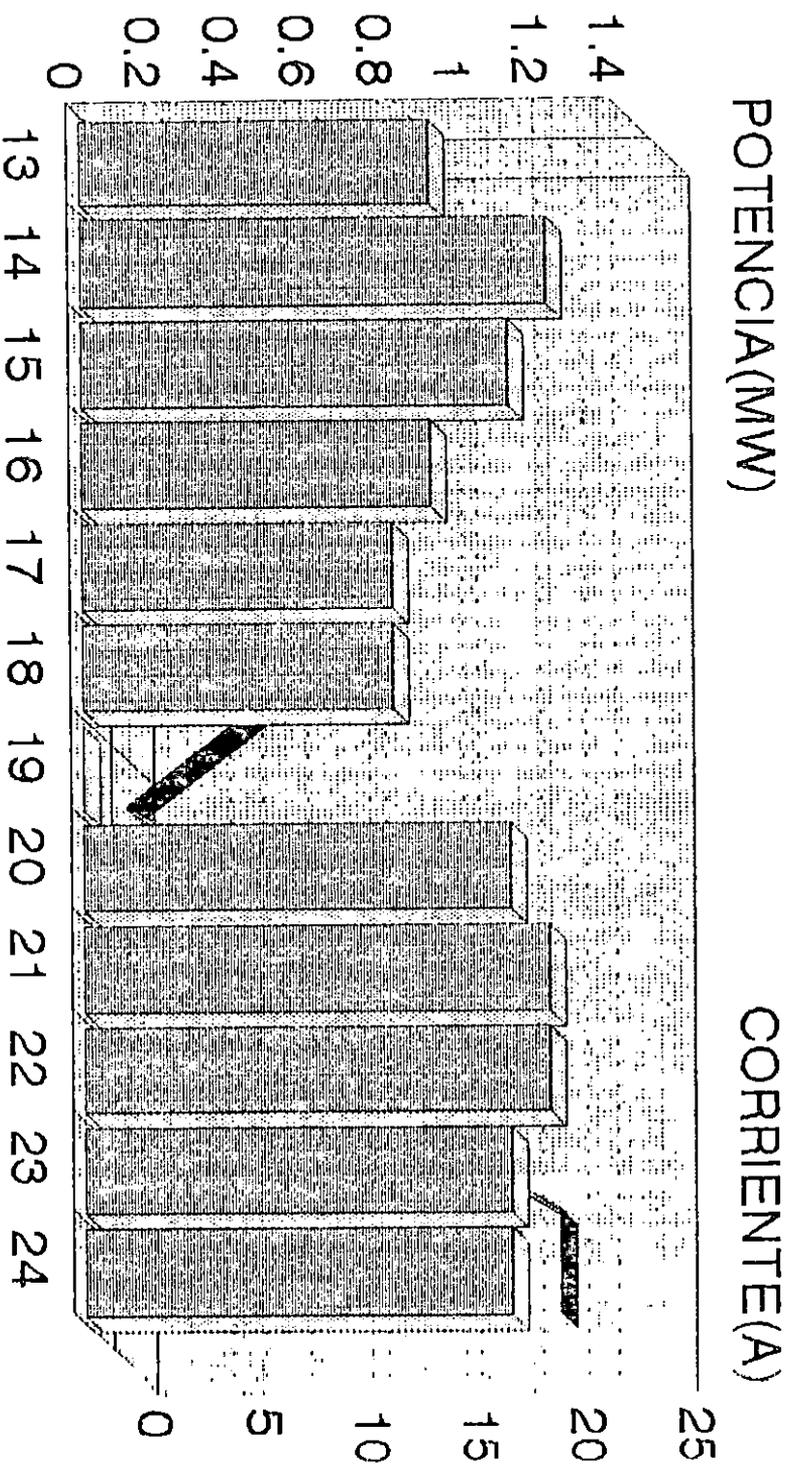


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 0.9      | 12        |
| 1        | 10        |
| 0.8      | 10        |
| 0.8      | 10        |
| 1        | 10        |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

18/02/93

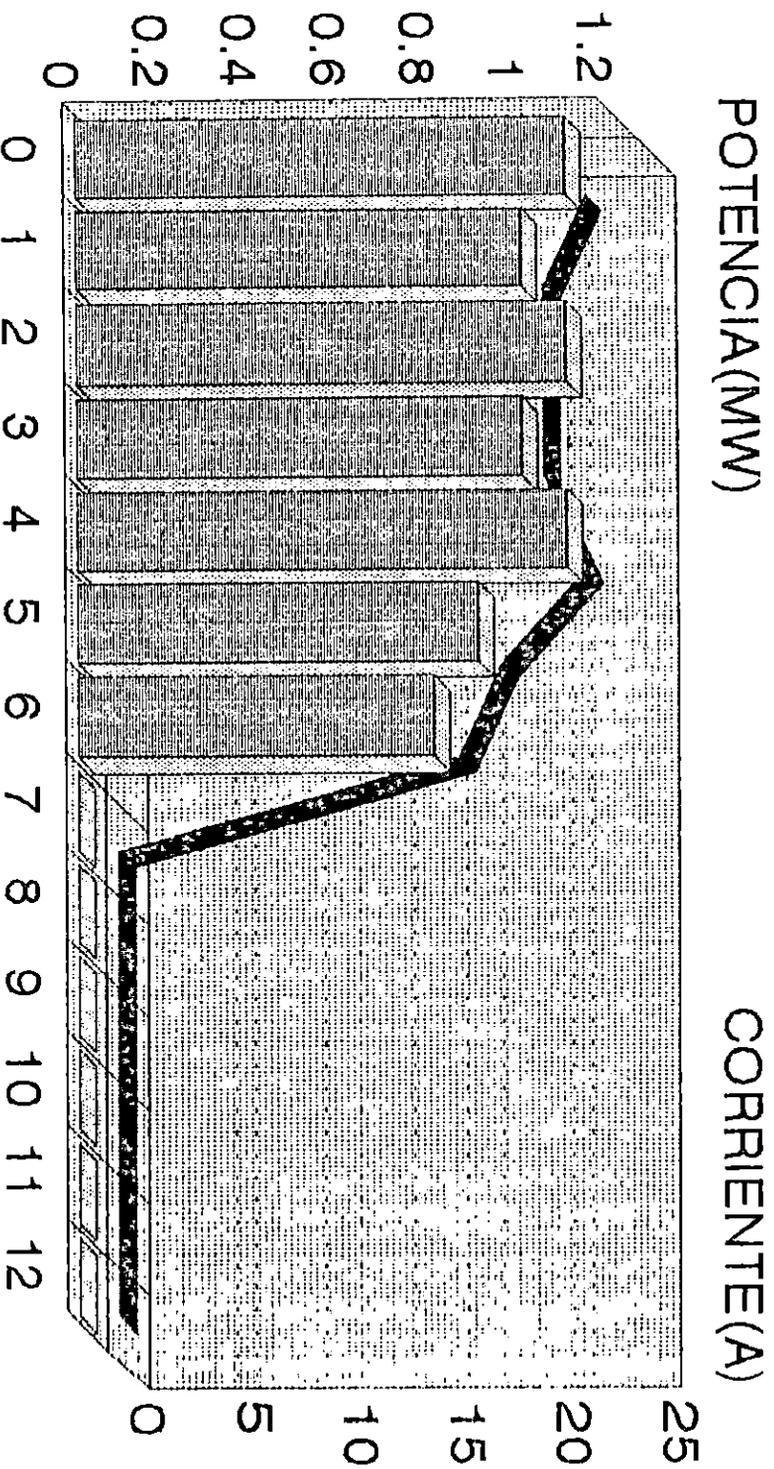


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 0.9      | 10        |
| 1.2      | 10        |
| 1.1      | 10        |
| 0.9      | 10        |
| 0.8      | 6         |
| 0.8      | 6         |
| 0        | 0         |
| 1.1      | 10        |
| 1.2      | 12        |
| 1.2      | 12        |
| 1.1      | 20        |
| 1.1      | 20        |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

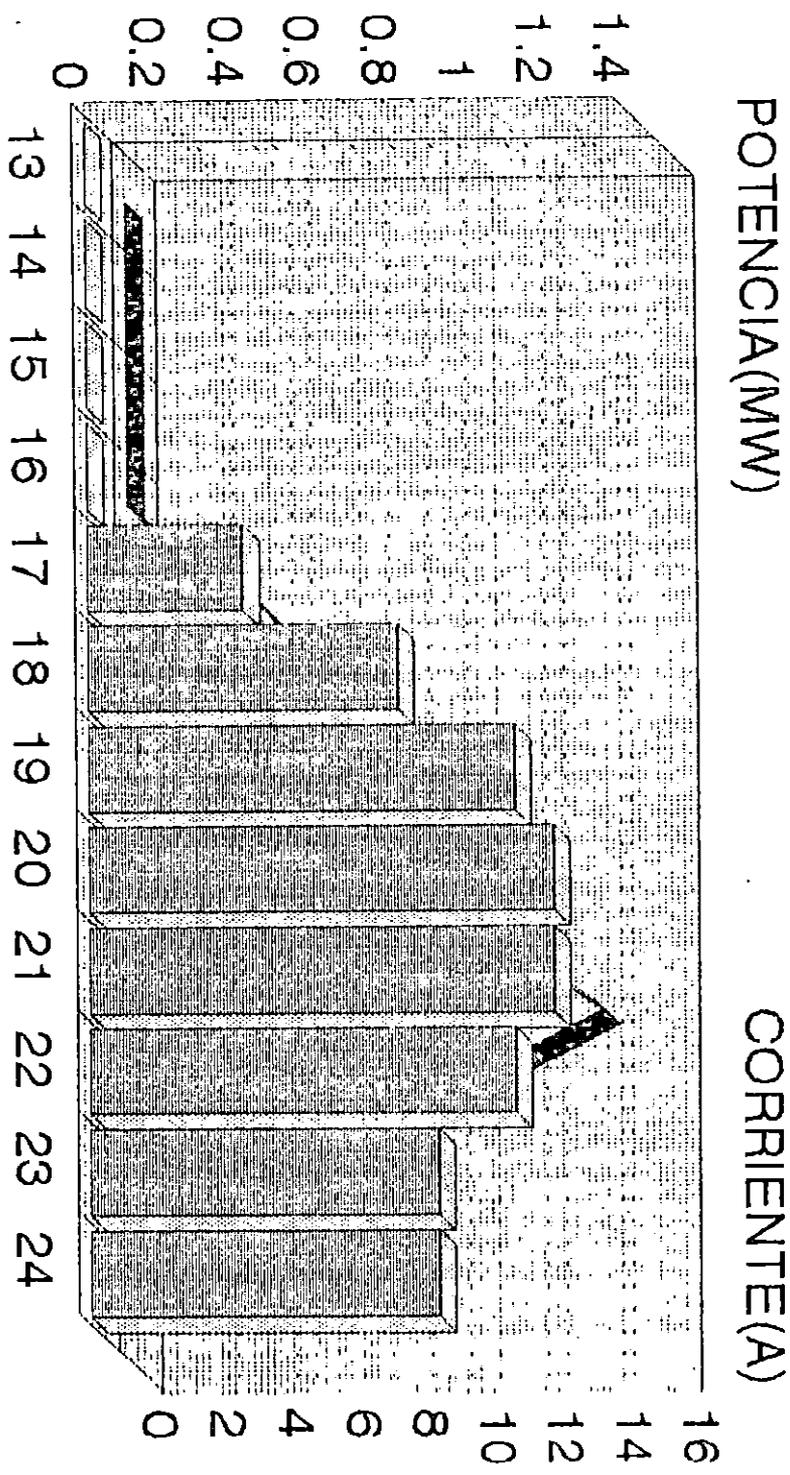
21/02/93



| POTENCIA | CORRIENTE | HORAS |
|----------|-----------|-------|
| 1.1      | 22        | 0     |
| 1        | 20        | 1     |
| 1.1      | 20        | 2     |
| 1        | 20        | 3     |
| 1.1      | 22        | 4     |
| 0.9      | 18        | 5     |
| 0.8      | 16        | 6     |
| 0        | 0         | 7     |
| 0        | 0         | 8     |
| 0        | 0         | 9     |
| 0        | 0         | 10    |
| 0        | 0         | 11    |
| 0        | 0         | 12    |

# CURVA DE DEMANDA

21/02/93

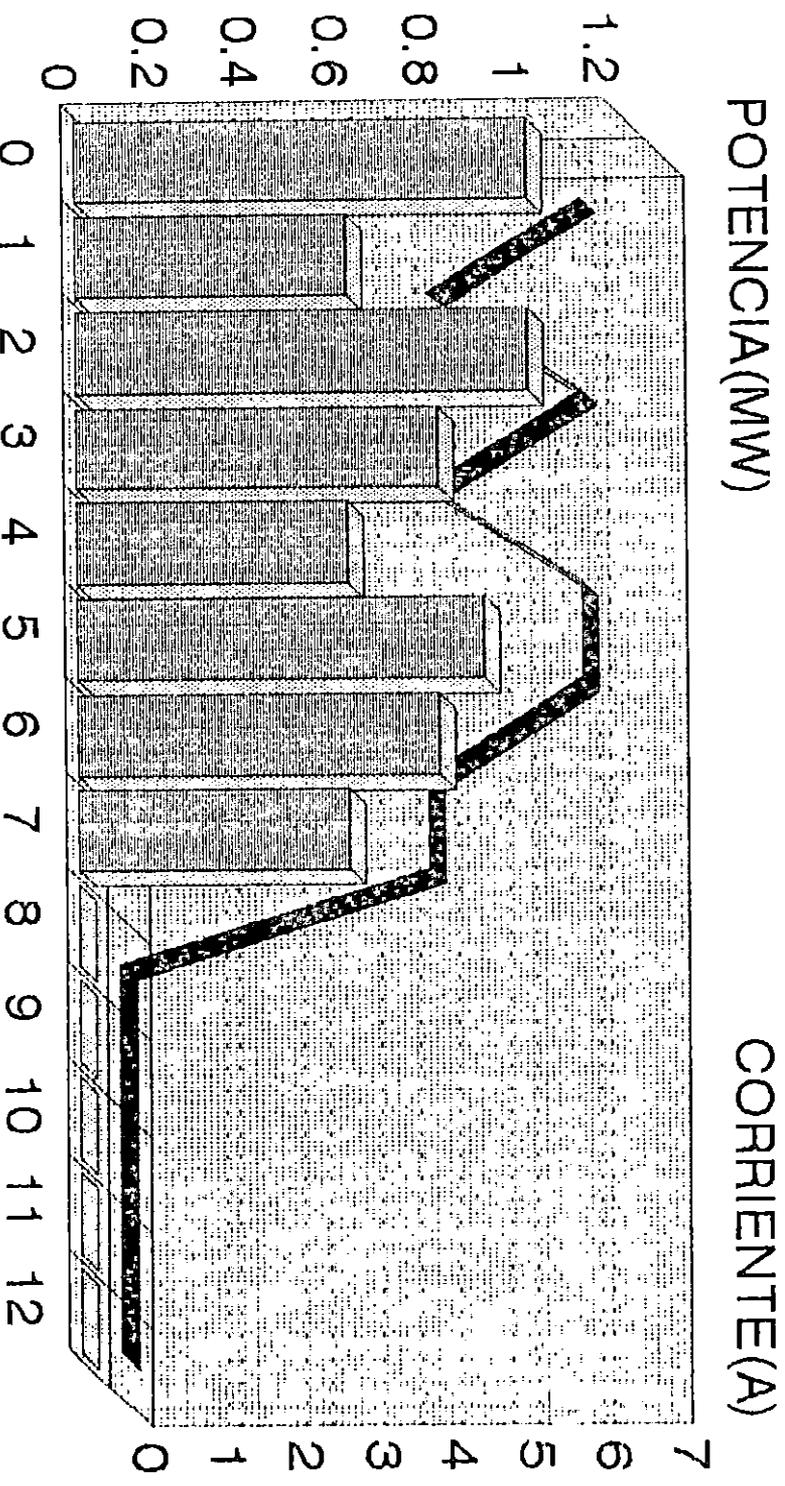


| POTENCIA | CORRIENTE |
|----------|-----------|
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0        | 0         |
| 0.4      | 4         |
| 0.8      | 6         |
| 1.1      | 8         |
| 1.2      | 10        |
| 1.2      | 12        |
| 1.1      | 8         |
| 0.9      | 6         |
| 0.9      | 5         |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

28/02/93

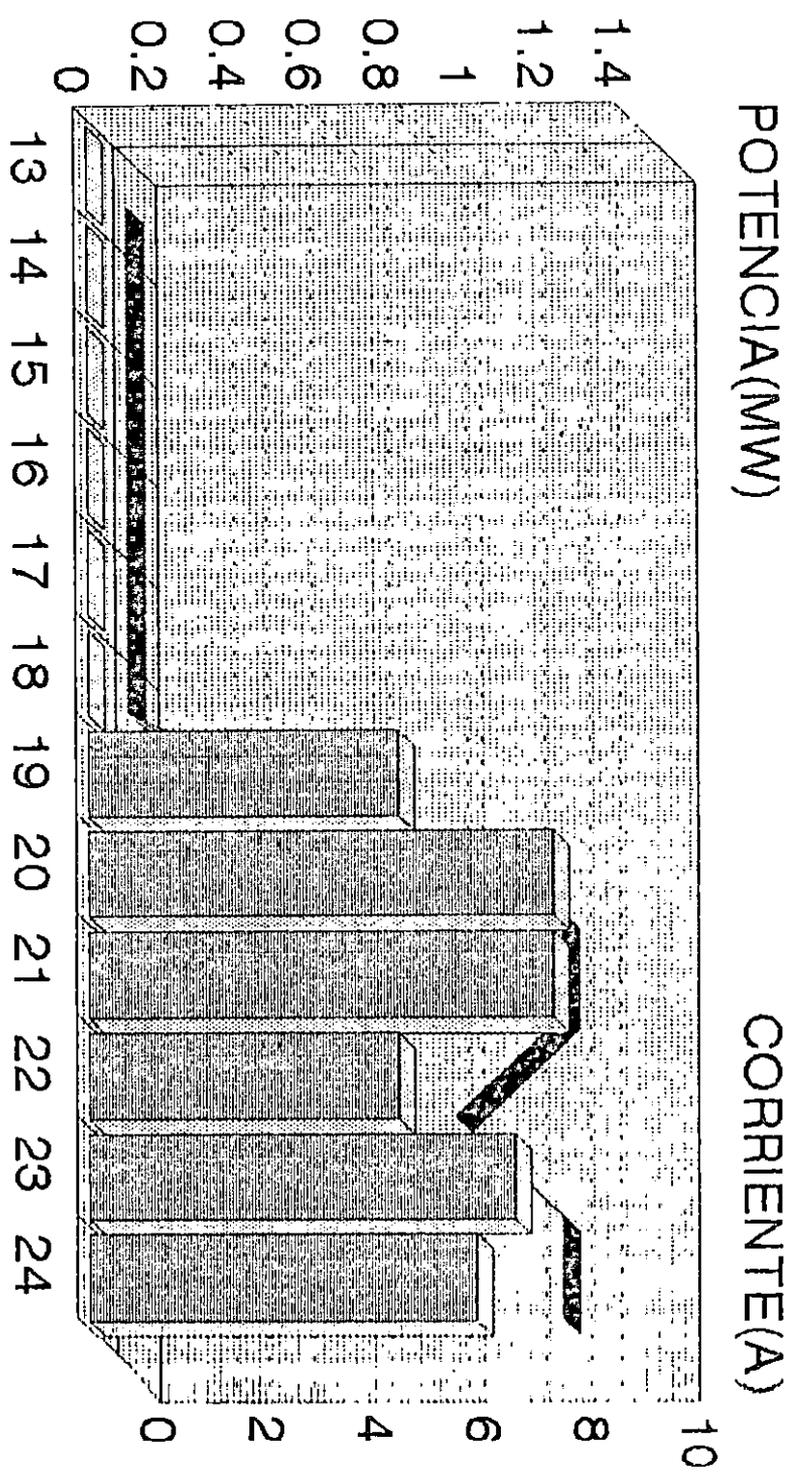


| POTENCIA | CORRIENTE | 1   | 6 | 4   | 6   | 4   | 6   | 4   | 6 | 4 | 6 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|----------|-----------|-----|---|-----|-----|-----|-----|-----|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1        | 6         | 0.6 | 1 | 0.8 | 0.6 | 0.9 | 0.8 | 0.6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

HORAS

# CURVA DE DEMANDA

28/02/93

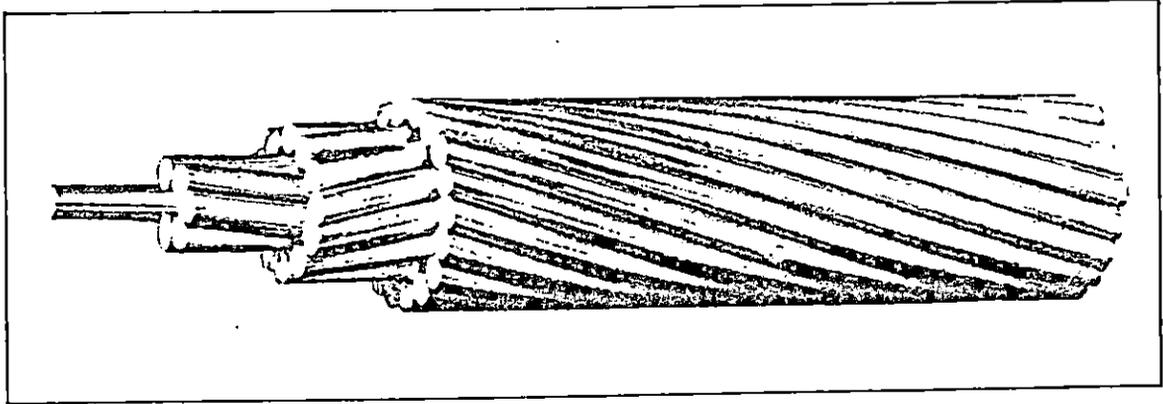


| POTENCIA | CORRIENTE | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.8 | 1.2 | 1.2 | 0.8 | 1.1 | 1 |
|----------|-----------|---|---|---|---|---|---|---|-----|-----|-----|-----|-----|---|
|          |           | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4   | 8   | 8   | 6   | 8   | 8 |

HORAS

# CONDUCTORES ACSR

CABLES DE ALUMINIO REFORZADO CON ACERO, DESNUDO., PARA LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION.



## APLICACIONES:

Los conductores desnudos ACSR<sup>1</sup> son usados como líneas de transmisión y distribución primaria y secundaria de energía eléctrica. Estos conductores ofrecen un esfuerzo mecánico óptimo en el diseño de líneas. Diferentes combinaciones de almas de acero permiten obtener el esfuerzo mecánico deseado sin sacrificar la capacidad de conducción de corriente.

## ESPECIFICACIONES:

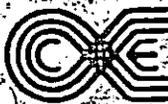
Los conductores ACSR son manufacturados para cumplir las especificaciones de ASTM<sup>2</sup> B-230, B-231, B-232 y B-498.

## CONSTRUCCION:

Los conductores están contruidos con hilos de aluminio (aleación 1350-H-19) cableados concéntricamen- te alrededor de un alma de acero galvanizado clase A<sup>3</sup>.

Una protección anticorrosiva adicional puede proveerse mediante la aplicación de grasa en el alma de acero o en el cable completo.

1. Aluminum conductor steel reinforced.
2. American Society for testing and material.
3. También puede construirse con alma de acero recubierto con aluminio (Aluminum clad steel).

 **CONELCA, S.A.**  
CONDUCTORES ELECTRICOS DE CENTRO AMERICA, S.A.

**phelps  
dodge**

CARRÉTERA PANAMERICANA KM:11, ILOPANGO, EL SALVADOR, C. A.

**CABLES DE ALUMINIO TIPO ACSR  
(ALUMINUM CONDUCTOR STEEL REINFORCED)  
CARACTERISTICAS DIMENSIONALES, MECANICAS Y ELECTRICAS**

| Palabra<br>Cave | Calibre<br>AWG o<br>MCM | No. de hilos y diám.<br>(No./mm) |          | Area<br>(mm <sup>2</sup> ) |        | Diámetro<br>exterior<br>(mm) | Peso<br>(kg/km) |          |       | Carga<br>rupt.<br>(kg) | Resistencia <sup>1</sup><br>(Ω/km) |            | Ampa-<br>cidad <sup>2</sup><br>(Ampe-<br>rios) | Equi. en<br>Cu AWG<br>MCM |
|-----------------|-------------------------|----------------------------------|----------|----------------------------|--------|------------------------------|-----------------|----------|-------|------------------------|------------------------------------|------------|--|---------------------------|
|                 |                         | Aluminio                         | Acero    | Aluminio                   | Total  |                              | Total           | Aluminio | Acero |                        | dc<br>20°C                         | ac<br>75°C |  |                           |
| Turkey          | 6                       | 6/1.679                          | 1/1.679  | 13.29                      | 15.48  | 5.037                        | 53.7            | 36.4     | 17.3  | 540                    | 2.1130                             | 2.6840     | 110  | 8                         |
| Swan            | 4                       | 6/2.118                          | 1/2.118  | 21.16                      | 24.71  | 6.355                        | 85.3            | 57.9     | 27.4  | 844                    | 1.3290                             | 1.7160     | 145  | 6                         |
| Swanate         | 4                       | 7/1.961                          | 1/2.614  | 21.16                      | 26.52  | 6.528                        | 99.7            | 58.0     | 41.7  | 1070                   | 1.3120                             | 1.7390     | 145  | 6                         |
| Sparrow         | 2                       | 6/2.672                          | 1/2.672  | 33.61                      | 39.23  | 8.016                        | 135.7           | 92.1     | 43.6  | 1293                   | 0.8330                             | 1.1090     | 195  | 4                         |
| Sparate         | 2                       | 7/2.474                          | 1/3.299  | 33.61                      | 42.19  | 8.247                        | 158.7           | 92.2     | 66.5  | 1651                   | 0.8270                             | 1.1190     | 195  | 4                         |
| Robin           | 1                       | 6/3.000                          | 1/3.000  | 42.39                      | 49.48  | 9.000                        | 171.0           | 116.0    | 55.0  | 1610                   | 0.6630                             | 0.8890     | 220  | 3                         |
| Raven           | 1/0                     | 6/3.371                          | 1/3.371  | 53.48                      | 62.39  | 10.112                       | 215.9           | 146.5    | 69.4  | 1987                   | 0.5250                             | 0.7150     | 255  | 2                         |
| Quail           | 2/0                     | 6/3.782                          | 1/3.782  | 67.42                      | 78.65  | 11.346                       | 272.5           | 185.0    | 87.5  | 2004                   | 0.4170                             | 0.5810     | 295  | 1                         |
| Pigeon          | 3/0                     | 6/4.247                          | 1/4.247  | 85.03                      | 99.23  | 12.751                       | 343.5           | 233.2    | 110.3 | 3000                   | 0.3310                             | 0.4690     | 340  | 1/0                       |
| Penguin         | 4/0                     | 6/4.770                          | 1/4.770  | 107.23                     | 125.10 | 14.300                       | 433.2           | 294.2    | 139.0 | 3787                   | 0.2620                             | 0.3840     | 390  | 2/0                       |
| Waxwing         | 266.8                   | 18/3.091                         | 1/3.091  | 135.16                     | 142.64 | 15.469                       | 431.6           | 373.5    | 58.1  | 3121                   | 0.2120                             | 0.2600     | 480  | 3/0                       |
| Partridge       | 266.8                   | 26/2.573                         | 7/2.002  | 135.16                     | 157.16 | 16.307                       | 546.2           | 375.0    | 171.2 | 5126                   | 0.2100                             | 0.2570     | 490  | 3/0                       |
| Ostrich         | 300.0                   | 26/2.728                         | 7/2.121  | 152.00                     | 176.77 | 17.272                       | 614.6           | 421.2    | 193.4 | 5761                   | 0.1870                             | 0.2280     | 530  | 188.7                     |
| Merlin          | 336.4                   | 18/3.472                         | 1/3.472  | 170.45                     | 179.94 | 17.374                       | 543.2           | 470.3    | 72.9  | 3937                   | 0.1680                             | 0.2060     | 560  | 4/0                       |
| Linnet          | 336.4                   | 26/2.888                         | 7/2.245  | 170.45                     | 198.19 | 18.288                       | 689.0           | 471.7    | 217.3 | 6400                   | 0.1670                             | 0.2030     | 570  | 4/0                       |
| Oriole          | 336.4                   | 30/2.690                         | 7/2.690  | 170.45                     | 210.26 | 18.821                       | 784.3           | 473.2    | 311.1 | 7847                   | 0.1650                             | 0.2020     | 575  | 4/0                       |
| Chickadee       | 397.5                   | 18/3.774                         | 1/3.774  | 201.42                     | 212.58 | 18.872                       | 642.9           | 555.1    | 87.8  | 4509                   | 0.1420                             | 0.1740     | 620  | 250.0                     |
| Brant           | 397.5                   | 24/3.269                         | 7/2.179  | 201.42                     | 227.42 | 19.609                       | 761.9           | 558.1    | 203.8 | 6622                   | 0.1410                             | 0.1730     | 630  | 250.0                     |
| Ibis            | 397.5                   | 26/3.139                         | 7/2.441  | 201.42                     | 234.19 | 19.888                       | 814.0           | 558.0    | 256.0 | 7394                   | 0.1410                             | 0.1730     | 640  | 250.0                     |
| Lark            | 397.5                   | 30/2.924                         | 7/2.924  | 201.42                     | 248.39 | 20.472                       | 927.1           | 559.5    | 367.6 | 9208                   | 0.1400                             | 0.1720     | 640  | 250.0                     |
| Pelican         | 477.0                   | 18/4.135                         | 1/4.135  | 241.68                     | 255.10 | 20.676                       | 770.9           | 666.7    | 104.2 | 5352                   | 0.1180                             | 0.1450     | 700  | 300.0                     |
| Flicker         | 477.0                   | 24/3.581                         | 7/2.388  | 241.68                     | 273.03 | 21.488                       | 915.2           | 669.7    | 245.5 | 7802                   | 0.1180                             | 0.1440     | 710  | 300.0                     |
| Hawk            | 477.0                   | 26/3.439                         | 7/2.675  | 241.68                     | 281.03 | 21.793                       | 977.7           | 669.7    | 308.0 | 8845                   | 0.1180                             | 0.1440     | 720  | 300.0                     |
| Hen             | 477.0                   | 30/3.203                         | 7/3.203  | 241.68                     | 298.06 | 22.428                       | 1111.7          | 671.2    | 40.5  | 10795                  | 0.1170                             | 0.1430     | 720  | 300.0                     |
| Heron           | 500.0                   | 30/3.279                         | 7/3.279  | 253.35                     | 312.46 | 22.962                       | 1165.2          | 703.9    | 461.3 | 11317                  | 0.1110                             | 0.1360     | 745  | 314.0                     |
| Osprey          | 556.5                   | 18/4.465                         | 1/4.465  | 282.00                     | 297.68 | 22.327                       | 898.9           | 776.8    | 122.1 | 6214                   | 0.1020                             | 0.1250     | 770  | 350.0                     |
| Parakeet        | 556.5                   | 24/3.868                         | 7/2.578  | 282.00                     | 318.58 | 23.216                       | 1067.0          | 781.3    | 285.7 | 8981                   | 0.1010                             | 0.1240     | 790  | 350.0                     |
| Dove            | 556.5                   | 26/3.716                         | 7/2.891  | 282.00                     | 327.03 | 23.546                       | 1139.9          | 781.3    | 358.5 | 10251                  | 0.1010                             | 0.1240     | 790  | 350.0                     |
| Eagle           | 556.5                   | 30/3.459                         | 7/3.459  | 282.00                     | 347.03 | 24.206                       | 1297.7          | 782.8    | 514.9 | 12610                  | 0.1000                             | 0.1230     | 800  | 350.0                     |
| Peacock         | 605.0                   | 24/4.034                         | 7/2.690  | 306.58                     | 346.32 | 24.206                       | 1160.8          | 849.7    | 311.1 | 9798                   | 0.0928                             | 0.1142     | 830  | 380.5                     |
| Squab           | 605.0                   | 26/3.874                         | 7/3.012  | 306.58                     | 356.45 | 24.536                       | 1239.6          | 849.7    | 389.9 | 11022                  | 0.0925                             | 0.1135     | 830  | 380.5                     |
| Woodduck        | 605.0                   | 30/3.607                         | 7/3.607  | 306.58                     | 378.13 | 25.248                       | 1410.8          | 851.2    | 559.6 | 13109                  | 0.0919                             | 0.1129     | 840  | 380.5                     |
| Teal            | 605.0                   | 30/3.607                         | 19/2.164 | 306.58                     | 376.45 | 25.248                       | 1398.9          | 851.2    | 547.7 | 13608                  | 0.0919                             | 0.1125     | 840  | 380.5                     |
| Kingbird        | 636.0                   | 18/4.775                         | 1/4.775  | 322.26                     | 340.13 | 23.876                       | 1076.8          | 888.4    | 138.4 | 7121                   | 0.0889                             | 0.1093     | 840  | 400.0                     |
| Rook            | 636.0                   | 24/4.135                         | 7/2.756  | 322.26                     | 364.06 | 24.816                       | 1218.8          | 892.9    | 325.9 | 10251                  | 0.0883                             | 0.1093     | 860  | 400.0                     |
| Grosbeak        | 636.0                   | 26/3.973                         | 7/3.089  | 322.26                     | 374.77 | 25.146                       | 1302.1          | 892.9    | 409.2 | 11431                  | 0.0879                             | 0.1063     | 860  | 400.0                     |
| Scoter          | 636.0                   | 30/3.698                         | 7/3.698  | 322.26                     | 397.48 | 25.883                       | 1482.2          | 894.4    | 587.8 | 13789                  | 0.0876                             | 0.1073     | 870  | 400.0                     |
| Egret           | 636.0                   | 30/3.698                         | 19/2.220 | 322.26                     | 395.81 | 25.883                       | 1470.3          | 894.4    | 575.9 | 14288                  | 0.0876                             | 0.1076     | 870  | 400.0                     |
| Swift           | 636.0                   | 36/3.376                         | 1/3.376  | 322.26                     | 331.23 | 23.622                       | 958.4           | 888.4    | 70.0  | 6214                   | 0.0889                             | 0.1083     | 845  | 400.0                     |

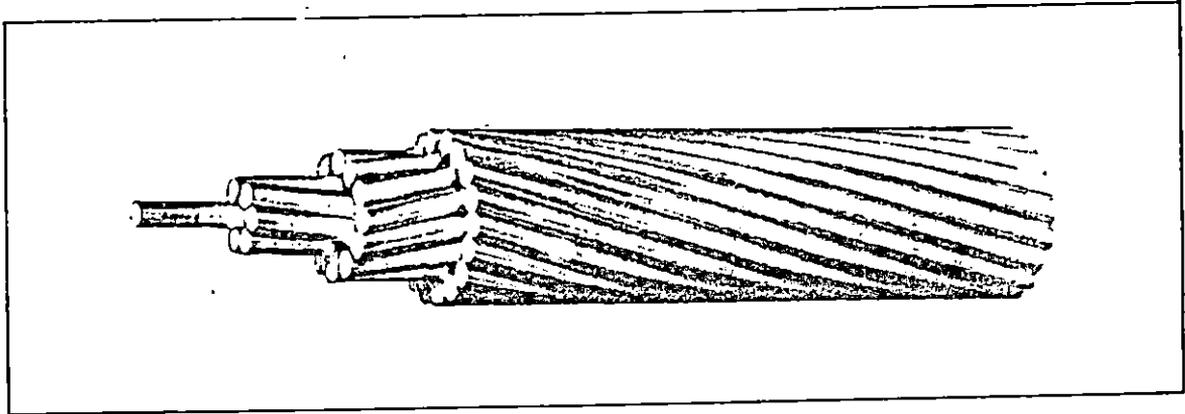
CABLES DE ALUMINIO TIPO ACSR (cont.)

| Palabra Clave | Calibre AWG ó MCM | No. de hilos y diám. |          | Área (mm <sup>2</sup> ) |        | Diámetro exterior (mm) | Peso (kg/km) |          |       | Carga rupt. (kg) | Resistencia <sup>1</sup> (Ω/km) |         | Ampacidad <sup>2</sup> (Amperios) | Equi. en Cu AWG MCM |
|---------------|-------------------|----------------------|----------|-------------------------|--------|------------------------|--------------|----------|-------|------------------|---------------------------------|---------|-----------------------------------|---------------------|
|               |                   | Aluminio             | Acero    | Aluminio                | Total  |                        | Total        | Aluminio | Acero |                  | dc 20°C                         | ac 75°C |                                   |                     |
| Goose         | 636.0             | 54/2.756             | 7/2.756  | 322.26                  | 364.00 | 24.816                 | 1218.8       | 892.9    | 325.9 | 10569            | 0.0883                          | 0.1119  | 840                               | 400.0               |
| Flamingo      | 666.6             | 24/4.234             | 7/2.822  | 337.74                  | 381.55 | 25.400                 | 1276.8       | 936.1    | 340.7 | 10750            | 0.0843                          | 0.1037  | 880                               | 419.0               |
| Gannet        | 666.6             | 26/4.067             | 7/3.162  | 337.74                  | 389.48 | 25.756                 | 1364.6       | 936.1    | 428.5 | 11975            | 0.0840                          | 0.1033  | 885                               | 419.0               |
| Stilt         | 715.5             | 24/4.387             | 7/2.924  | 362.58                  | 409.55 | 26.314                 | 1372.1       | 1004.5   | 367.6 | 11567            | 0.0784                          | 0.0968  | 920                               | 450.0               |
| Starling      | 715.5             | 26/4.214             | 7/3.277  | 362.58                  | 421.61 | 26.695                 | 1465.8       | 1004.5   | 461.3 | 12882            | 0.0781                          | 0.0961  | 930                               | 450.0               |
| Redwing       | 715.5             | 30/3.922             | 19/2.352 | 362.58                  | 445.22 | 27.457                 | 1653.4       | 1007.5   | 645.9 | 15694            | 0.0778                          | 0.0955  | 940                               | 450.0               |
| Crow          | 715.5             | 54/2.924             | 7/2.924  | 362.58                  | 409.55 | 26.314                 | 1370.6       | 1004.6   | 366.1 | 11748            | 0.0784                          | 0.0994  | 910                               | 450.0               |
| Coot          | 795.0             | 36/3.774             | 1/3.774  | 402.84                  | 414.00 | 26.416                 | 1196.5       | 1110.2   | 86.3  | 7575             | 0.0712                          | 0.0869  | 970                               | 500.0               |
| Macaw         | 795.0             | 42/3.495             | 7/2.449  | 402.84                  | 435.90 | 26.797                 | 1278.3       | 1116.1   | 162.2 | 9117             | 0.0715                          | 0.0883  | 970                               | 500.0               |
| Tern          | 795.0             | 45/3.376             | 7/2.250  | 402.84                  | 430.71 | 27.000                 | 1333.4       | 1116.0   | 217.3 | 10024            | 0.0712                          | 0.0879  | 970                               | 500.0               |
| Cuckoo        | 795.0             | 24/4.623             | 7/3.081  | 402.84                  | 455.03 | 27.737                 | 1523.9       | 1116.1   | 407.8 | 12655            | 0.0709                          | 0.0873  | 985                               | 500.0               |
| Condor        | 795.0             | 54/3.081             | 7/3.081  | 402.84                  | 455.03 | 27.737                 | 1523.9       | 1116.1   | 407.8 | 12791            | 0.0709                          | 0.0869  | 990                               | 500.0               |
| Drake         | 795.0             | 26/4.442             | 7/3.454  | 402.84                  | 468.45 | 28.143                 | 1628.1       | 1116.2   | 511.9 | 14288            | 0.0705                          | 0.0869  | 990                               | 500.0               |
| Mallard       | 795.0             | 30/4.135             | 19/2.482 | 402.84                  | 494.71 | 28.956                 | 1837.9       | 1119.1   | 718.8 | 17418            | 0.0699                          | 0.0860  | 1000                              | 500.0               |
| Crane         | 874.5             | 54/3.233             | 7/3.233  | 443.10                  | 500.58 | 29.108                 | 1675.7       | 1227.7   | 448.0 | 14061            | 0.0643                          | 0.0817  | 1035                              | 550.0               |
| Ruddy         | 900.0             | 45/3.592             | 7/2.395  | 456.06                  | 487.42 | 28.727                 | 1510.5       | 1263.5   | 247.0 | 11068            | 0.0627                          | 0.0784  | 1050                              | 566.0               |
| Canary        | 900.0             | 54/3.279             | 7/3.279  | 456.06                  | 515.16 | 29.515                 | 1724.8       | 1263.5   | 461.3 | 14470            | 0.0623                          | 0.0771  | 1050                              | 566.0               |
| Catbird       | 954.0             | 36/4.135             | 1/4.135  | 483.42                  | 496.84 | 28.956                 | 1437.6       | 1333.4   | 104.2 | 8981             | 0.0594                          | 0.0732  | 1090                              | 600.0               |
| Phoenix       | 954.0             | 42/3.828             | 7/2.126  | 483.42                  | 508.26 | 29.337                 | 1532.8       | 1339.3   | 193.5 | 10614            | 0.0594                          | 0.0738  | 1090                              | 600.0               |
| Rail          | 954.0             | 45/3.698             | 7/2.466  | 483.42                  | 516.84 | 29.591                 | 1599.8       | 1339.3   | 260.5 | 11748            | 0.0594                          | 0.0738  | 1070                              | 600.0               |
| Cardinal      | 954.0             | 54/3.376             | 7/3.376  | 483.42                  | 546.00 | 30.378                 | 1829.0       | 1339.3   | 489.7 | 15331            | 0.0591                          | 0.0732  | 1090                              | 600.0               |
| Snowbird      | 1033.5            | 42/3.985             | 7/2.215  | 523.68                  | 550.64 | 30.556                 | 1662.3       | 1451.0   | 211.3 | 11521            | 0.0548                          | 0.0682  | 1125                              | 650.0               |
| Ortolan       | 1033.5            | 45/3.848             | 7/2.565  | 523.68                  | 559.87 | 30.785                 | 1733.7       | 1451.0   | 282.7 | 12565            | 0.0548                          | 0.0682  | 1120                              | 650.0               |
| Curlew        | 1033.5            | 54/3.513             | 7/3.513  | 523.68                  | 591.55 | 31.623                 | 1980.7       | 1451.0   | 529.7 | 16601            | 0.0545                          | 0.0676  | 1150                              | 650.0               |
| Bluejay       | 1113.0            | 45/3.995             | 7/2.664  | 563.93                  | 602.97 | 31.979                 | 1867.6       | 1562.6   | 305.0 | 13517            | 0.0509                          | 0.0636  | 1190                              | 700.0               |
| Finch         | 1113.0            | 54/3.647             | 19/2.189 | 563.93                  | 635.42 | 32.842                 | 2129.6       | 1570.0   | 559.6 | 17735            | 0.0509                          | 0.0633  | 1210                              | 700.0               |
| Bunting       | 1192.5            | 45/4.135             | 7/2.756  | 604.26                  | 645.81 | 33.071                 | 2000.1       | 1674.2   | 325.9 | 14515            | 0.0476                          | 0.0594  | 1240                              | 750.0               |
| Grackle       | 1192.5            | 54/3.774             | 19/2.266 | 604.26                  | 680.64 | 33.985                 | 2281.4       | 1681.6   | 599.8 | 19006            | 0.0476                          | 0.0591  | 1260                              | 750.0               |
| Skylark       | 1272.0            | 36/4.775             | 1/4.775  | 644.51                  | 662.58 | 33.471                 | 1916.8       | 1776.9   | 139.9 | 11975            | 0.0446                          | 0.0558  | 1285                              | 800.0               |
| Bittern       | 1272.0            | 45/4.270             | 7/2.847  | 644.51                  | 689.03 | 34.163                 | 2134.0       | 1785.8   | 348.2 | 15467            | 0.0446                          | 0.0561  | 1290                              | 800.0               |
| Pheasant      | 1272.0            | 54/3.899             | 19/2.339 | 644.51                  | 726.45 | 35.113                 | 2433.1       | 1794.7   | 638.4 | 19777            | 0.0443                          | 0.0554  | 1320                              | 800.0               |
| Dipper        | 1351.5            | 45/4.402             | 7/2.934  | 684.51                  | 732.26 | 35.204                 | 2266.5       | 1897.4   | 369.1 | 16420            | 0.0420                          | 0.0528  | 1340                              | 850.0               |
| Martin        | 1351.5            | 54/4.018             | 19/2.410 | 684.51                  | 771.61 | 36.170                 | 2584.9       | 1906.3   | 678.6 | 21001            | 0.0420                          | 0.0522  | 1370                              | 850.0               |
| Bobolink      | 1431.0            | 45/4.529             | 7/3.020  | 725.10                  | 775.48 | 36.246                 | 2400.4       | 2009.0   | 391.4 | 17373            | 0.0397                          | 0.0502  | 1390                              | 900.0               |
| Plover        | 1431.0            | 54/4.135             | 19/2.482 | 725.10                  | 816.77 | 37.211                 | 2738.2       | 2019.4   | 718.8 | 22271            | 0.0394                          | 0.0495  | 1420                              | 900.0               |
| Nuthatch      | 1510.5            | 45/4.653             | 7/3.101  | 765.16                  | 818.06 | 37.236                 | 2532.9       | 2120.6   | 412.3 | 18189            | 0.0374                          | 0.0456  | 1440                              | 950.0               |
| Parrot        | 1510.5            | 54/4.247             | 19/2.548 | 765.16                  | 861.93 | 38.227                 | 2890.0       | 2131.1   | 758.9 | 23451            | 0.0374                          | 0.0472  | 1470                              | 950.0               |
| Lapwing       | 1590.0            | 45/4.775             | 7/3.183  | 805.80                  | 861.29 | 38.202                 | 2666.8       | 2232.2   | 434.6 | 19142            | 0.0358                          | 0.0456  | 1490                              | 1000.0              |
| Falcon        | 1590.0            | 54/4.359             | 19.2.616 | 805.80                  | 907.74 | 39.243                 | 3041.8       | 2242.7   | 799.1 | 24721            | 0.0354                          | 0.0449  | 1520                              | 1000.0              |

1. Basada en el 61 por ciento de conductividad a 20°C. IACS para el aluminio y 8 por ciento para el acero.  
 2. La ampacidad está dada para una temperatura de 25°C en el ambiente y 50°C en el conductor, viento de 0.61 m/seg y un coeficiente de emisividad de 0.5 en la sombra.

Los datos de la presente tabla se proveen como información de diseño, estando sujetos a tolerancias normales de manufactura. Conelca, S. A., se reserva el derecho de mejorar el diseño sin previo aviso.

# CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO AAC, CLASE A Y AA



## APLICACIONES:

Los conductores de aluminio tipo AAC<sup>1</sup> se utilizan principalmente en líneas de transmisión y en líneas de distribución primaria y secundaria, donde los vanos requeridos son relativamente cortos y se desee un conductor liviano (comparado con un cable ACSR del mismo calibre).

## ESPECIFICACIONES:

Los conductores AAC son manufacturados para cumplir las especificaciones aplicables de ASTM<sup>2</sup> B-230 y B-231.

## CONSTRUCCION:

Los conductores AAC están fabricados con alambres de aluminio, 1350 H-19, cableados concéntricamente.

1. All aluminum Conductor.
2. Amer. Society for Testing and Materials.

 **CONELCA, S.A.**  
CONDUCTORES ELECTRICOS DE CENTRO AMERICA, S. A.

**phelps  
dodge**

CARRETERA PANAMERICANA KM. 11, ILOPANGO, EL SALVADOR, C. A.

CABLES DE ALUMINIO TIPO AAC  
CARACTERISTICAS DIMENSIONALES Y ELECTRICAS

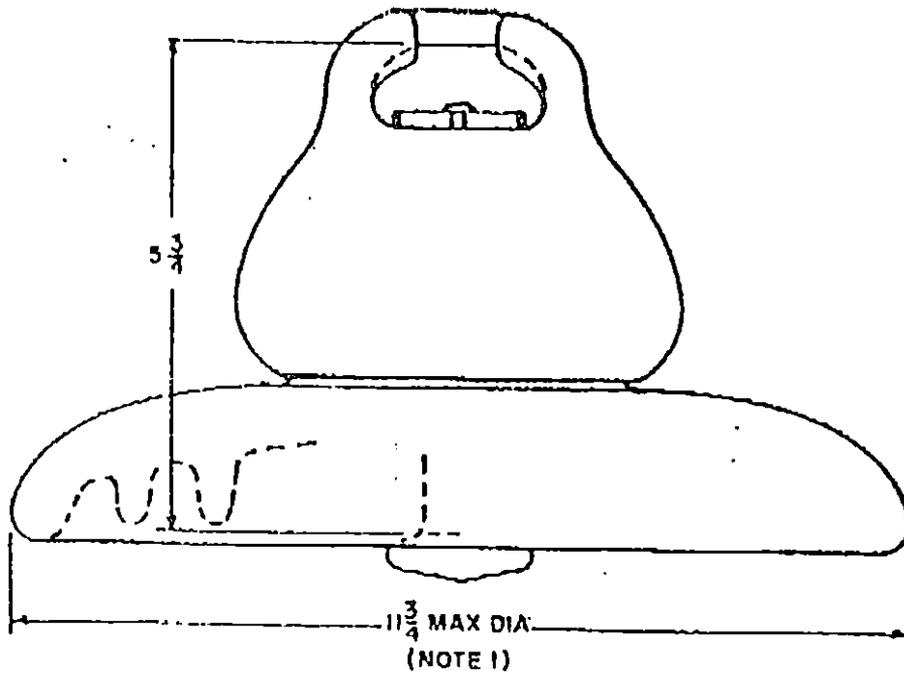
| Palabra<br>Clave | Calibre<br>AWG o<br>MCM | No. Hilos | Diámetro<br>de un<br>hilo | Clase de<br>Cableado | Area<br>(mm <sup>2</sup> ) | Diámetro<br>exterior<br>(mm) | Peso<br>(kg/km) | Carga de<br>ruptura<br>(kg) | RESISTENCIA <sup>2</sup><br>Ω /km |             | Ampa-<br>cidad <sup>1</sup><br>(Ampe-<br>rios) | Equivalente<br>aprox. en Cu<br>AWG o MCM |
|------------------|-------------------------|-----------|---------------------------|----------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------------|-------------|--|--|
|                  |                         |           |                           |                      |                            |                              |                 |                             | dc<br>20°C                        | dc<br>75 °C |  |  |
| Peachbell        | 6                       | 7         | 1.554                     | A                    | 13.29                      | 4.663                        | 36.4            | 255                         | 2.1670                            | 2.6480      | 110  | 8  |
| Rose             | 4                       | 7         | 1.961                     | A                    | 21.16                      | 5.883                        | 57.9            | 400                         | 1.3650                            | 1.6670      | 145  | 6  |
| Iris             | 2                       | 7         | 2.474                     | A - AA               | 33.61                      | 7.422                        | 92.0            | 612                         | 0.8560                            | 1.0470      | 195  | 4  |
| Pansy            | 1                       | 7         | 2.776                     | A - AA               | 42.39                      | 8.331                        | 116.8           | 744                         | 0.6790                            | 0.8300      | 225  | 3  |
| Ponpy            | 1/0                     | 7         | 3.119                     | A - AA               | 53.48                      | 9.357                        | 146.2           | 903                         | 0.5380                            | 0.6590      | 260  | 2  |
| Aster            | 2/0                     | 7         | 3.503                     | A - AA               | 67.42                      | 10.508                       | 184.3           | 1139                        | 0.4270                            | 0.5220      | 305  | 1  |
| Phlox            | 3/0                     | 7         | 3.932                     | A - AA               | 85.03                      | 11.796                       | 232.3           | 1397                        | 0.3380                            | 0.4130      | 350  | 1/0                                      |
| Oxlip            | 4/0                     | 7         | 4.417                     | A - AA               | 107.23                     | 13.251                       | 293.0           | 1737                        | 0.2690                            | 0.3280      | 410  | 2/0                                      |
| Daisy            | 266.8                   | 7         | 4.961                     | AA                   | 135.16                     | 14.884                       | 372.8           | 2191                        | 0.2130                            | 0.2610      | 475  | 3/0                                      |
| Laurel           | 266.8                   | 19        | 3.010                     | A                    | 135.16                     | 15.050                       | 372.5           | 2254                        | 0.2130                            | 0.2610      | 475  | 3/0                                      |
| Tulip            | 336.4                   | 19        | 3.381                     | A                    | 170.45                     | 16.904                       | 470.0           | 2790                        | 0.1690                            | 0.2070      | 550  | 4/0                                      |
| Daffodil         | 350.0                   | 19        | 3.447                     | A                    | 177.35                     | 17.247                       | 489.0           | 2898                        | 0.1640                            | 0.1990      | 565  | 220                                      |
| Canna            | 397.5                   | 19        | 3.675                     | A - AA               | 201.42                     | 18.377                       | 553.9           | 3225                        | 0.1430                            | 0.1760      | 615  | 250                                      |
| Cosmos           | 477.0                   | 19        | 4.023                     | AA                   | 241.68                     | 20.117                       | 673.8           | 3792                        | 0.1190                            | 0.1470      | 690  | 300                                      |
| Syringa          | 477.0                   | 37        | 2.883                     | A                    | 241.68                     | 20.193                       | 666.4           | 3942                        | 0.1190                            | 0.1470      | 690  | 300                                      |
| Zinnia           | 500.0                   | 19        | 4.120                     | AA                   | 253.35                     | 20.599                       | 698.5           | 3973                        | 0.1140                            | 0.1400      | 710  | 314                                      |
| Hyacinth         | 500.0                   | 37        | 2.951                     | A                    | 253.35                     | 20.650                       | 698.5           | 4132                        | 0.1140                            | 0.1400      | 710  | 314                                      |
| Dahlia           | 556.5                   | 19        | 4.346                     | AA                   | 282.00                     | 21.742                       | 777.4           | 4423                        | 0.1020                            | 0.1260      | 760  | 350                                      |
| Mistletoe        | 556.5                   | 37        | 3.114                     | A                    | 282.00                     | 21.798                       | 779.6           | 4509                        | 0.1020                            | 0.1260      | 760  | 350                                      |
| Meadowsweet      | 600.0                   | 37        | 3.233                     | A - AA               | 304.00                     | 22.631                       | 838.1           | 4853                        | 0.0948                            | 0.1168      | 800  | 377                                      |
| Orchid           | 636.0                   | 37        | 3.330                     | A - AA               | 322.26                     | 23.310                       | 888.5           | 5171                        | 0.0896                            | 0.1102      | 830  | 400                                      |
| Violet           | 715.5                   | 37        | 3.533                     | AA                   | 362.58                     | 24.740                       | 999.6           | 5806                        | 0.0794                            | 0.0984      | 900  | 450                                      |
| Nasturtium       | 715.5                   | 61        | 2.751                     | A                    | 362.58                     | 24.765                       | 999.6           | 5942                        | 0.0794                            | 0.0984      | 900  | 450                                      |
| Petunia          | 750.0                   | 37        | 3.617                     | AA                   | 380.06                     | 25.319                       | 1048.2          | 5942                        | 0.0758                            | 0.0926      | 920  | 470                                      |
| Cattail          | 750.0                   | 61        | 2.794                     | A                    | 380.06                     | 25.349                       | 1048.2          | 6123                        | 0.0758                            | 0.0926      | 920  | 470                                      |
| Arbutus          | 795.0                   | 37        | 3.724                     | AA                   | 402.84                     | 26.065                       | 1111.0          | 6305                        | 0.0715                            | 0.0889      | 960  | 500                                      |
| Lilac            | 795.0                   | 61        | 2.901                     | A                    | 402.84                     | 26.111                       | 1110.6          | 6486                        | 0.0715                            | 0.0889      | 960  | 500                                      |
| Anemone          | 874.5                   | 37        | 3.904                     | AA                   | 443.10                     | 27.330                       | 1221.6          | 6804                        | 0.0650                            | 0.0810      | 1020   | 550                                      |
| Crocus           | 874.5                   | 61        | 3.040                     | A                    | 443.10                     | 27.356                       | 1221.6          | 7167                        | 0.0650                            | 0.0810      | 1020   | 550                                      |
| Magnolia         | 954.0                   | 37        | 4.079                     | AA                   | 483.42                     | 28.550                       | 1332.8          | 7439                        | 0.0597                            | 0.0745      | 1080   | 600                                      |
| Goldenrod        | 954.0                   | 61        | 3.178                     | A                    | 483.42                     | 28.600                       | 1332.8          | 7666                        | 0.0597                            | 0.0745      | 1080   | 600                                      |
| Bluebell         | 1033.5                  | 37        | 4.244                     | AA                   | 523.68                     | 29.718                       | 1443.8          | 8029                        | 0.0551                            | 0.0689      | 1130   | 650                                      |
| Larkspur         | 1033.5                  | 61        | 3.307                     | A                    | 523.68                     | 29.769                       | 1443.8          | 8301                        | 0.0551                            | 0.0689      | 1130   | 650                                      |
| Marigold         | 1113.0                  | 61        | 3.432                     | A - AA               | 563.93                     | 30.886                       | 1555.1          | 8936                        | 0.0512                            | 0.0643      | 1190   | 700                                      |
| Hawthorn         | 1192.5                  | 61        | 3.551                     | A - AA               | 604.26                     | 31.958                       | 1669.2          | 9571                        | 0.0476                            | 0.0604      | 1240   | 750                                      |
| Narcissus        | 1272.0                  | 61        | 3.668                     | A - AA               | 644.51                     | 32.944                       | 1776.9          | 9979                        | 0.0446                            | 0.0568      | 1290   | 800                                      |
| Columbine        | 1351.5                  | 61        | 3.780                     | A - AA               | 684.51                     | 34.011                       | 1888.5          | 10614                       | 0.0420                            | 0.0538      | 1340   | 850                                      |
| Carnation        | 1431.0                  | 61        | 3.891                     | A - AA               | 725.16                     | 35.027                       | 1998.6          | 11022                       | 0.0397                            | 0.0509      | 1400   | 900                                      |
| Glaudiolus       | 1510.5                  | 61        | 3.998                     | A - AA               | 765.16                     | 35.992                       | 2110.2          | 11612                       | 0.0377                            | 0.0486      | 1430   | 950                                      |
| Coreopsis        | 1590.0                  | 61        | 4.100                     | AA                   | 805.80                     | 36.896                       | 2224.9          | 12247                       | 0.0358                            | 0.0463      | 1480   | 1000                                     |

1. Los valores de ampacidad están dados para una temperatura de 50 °C en el conductor y 25 °C en el ambiente, viento de 0.61 m/seg. Factor de emisividad de 0.5 en la sombra.
2. La resistencia está basada en 610/o de conductividad IACS a 20 °C.

Los datos de la presente tabla se proveen como información de diseño, estando sujetos a tolerancias normales de manufactura. Conelca, S. A., se reserva el derecho de mejorar el diseño sin previo aviso.

**ANEXO D**  
**ESPECIFICACIONES Y DATOS TECNICOS**





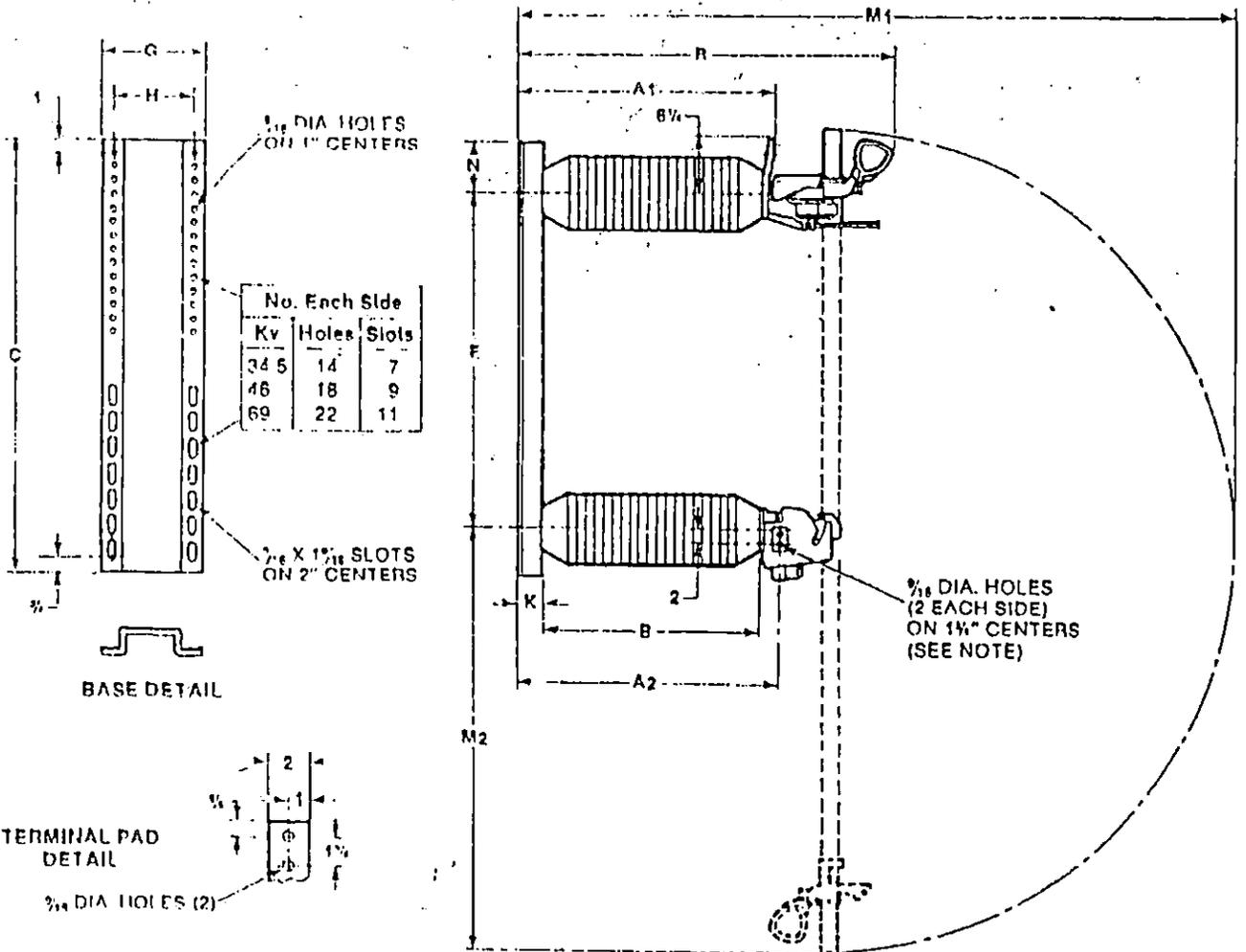
**NOTES:**

- (1) For specific diameter and tolerance, see manufacturer's drawings.
- (2) All dimensions are in inches.
- (3) The connecting length of a string of six insulators selected at random shall be equal to 6 times the nominal spacing of the insulators  $\pm 3/4$  in.
- (4) Dimensions and tolerances shall be determined, after galvanizing (where applicable), by the ball and socket gages in Fig. 15 and 16.
- (5) The connecting hardware parts defined by gages in Fig. 15 and 16 are designated as Type K.

|  | Rating | See American National Standard C29.1-1976, Section |
|--|--------|--|
| <b>Dimensions</b>                                    |        |  |
| Leakage distance, inches                             | 11     | 2.5.2  |
| <b>Mechanical Values</b>                             |        |  |
| Combined mechanical and electrical strength, pounds  | 36 000 | 5.2  |
| Mechanical impact strength, inch-pounds              | 90     | 5.1.2.2  |
| Tension proof, pounds                                | 18 000 | 7.2.1  |
| Time load, pounds                                    | 24 000 | 5.3  |
| <b>Electrical Values</b>                             |        |  |
| Low-frequency dry flashover, kilovolts               | 80     | 4.2  |
| Low-frequency wet flashover, kilovolts               | 50     | 4.3  |
| Critical impulse flashover, positive, kilovolts      | 125    | 4.7  |
| Critical impulse flashover, negative, kilovolts      | 130    | 4.7  |
| Low-frequency puncture, kilovolts                    | 110    | 4.1.1  |
| <b>Radio-Influence Voltage Data</b>                  |        |  |
| Low frequency test voltage, 1mt to ground, kilovolts | 10     | 4.9  |
| Maximum RIV at 1000 kHz, microvolts                  | 50     | 4.9  |

**Fig. 7**  
**Suspension Insulator, Class 52-8**

Vertical, 180° Opening Style  
**SMD-50**  
 34.5, 48, and 69 Kv



NOTE: Dimension between terminal pad surfaces on hinge is 8 1/4 inches.

| Fuse Type | Rating |      |              |      |                | Catalog Number                           |                                     | Dimensions in inches (to nearest 1/8") |                |    |     |     |    |    |    |                |                |    |     | Net Weight, Lbs. |
|-----------|--------|------|--------------|------|----------------|--|-------------------------------------|--|----------------|----|-----|-----|----|----|----|----------------|----------------|----|-----|------------------|
|           | Kv     |      | Amperes, Rms |      |                | Complete Mounting (Including Live Parts) | Live Parts (Including End Fillings) | A <sub>1</sub>                         | A <sub>2</sub> | B  | C   | F   | G  | H  | K  | M <sub>1</sub> | M <sub>2</sub> | N  | R   |                  |
|           | Nom.   | Max  | BIL          | Max  | Interr. (Sym.) |  |                                     |  |                |    |     |     |    |    |    |                |                |    |     |                  |
| SMD 50    | 34.5   | 38   | 200          | 100E | 6700           | 86534R3                                  | 3500R2                              | 20%                                    | 22             | 18 | 35% | 29% | 8% | 7  | 2  | 82%            | 38%            | 3% | 31% | 120              |
|           | 48     | 48.3 | 250          | 100E | 8000           | 86535R3                                  | 3500R2                              | 25%                                    | 26%            | 22 | 43  | 33% | 10 | 8% | 2% | 70%            | 42%            | 4% | 38  | 166              |
|           | 69     | 72.5 | 350          | 100E | 3350           | 86536R3                                  | 3500R2                              | 33%                                    | 34%            | 30 | 82  | 41% | 10 | 8% | 2% | 88%            | 80%            | 8% | 44  | 240              |

Ⓢ Symmetrical ratings assigned are based on available short-circuit current at locations where the X/R ratio is 15. The interrupting ratings expressed in amperes rms asymmetrical are 1.6 times the symmetrical ratings listed. Higher symmetrical ratings have been determined for these fuses applied

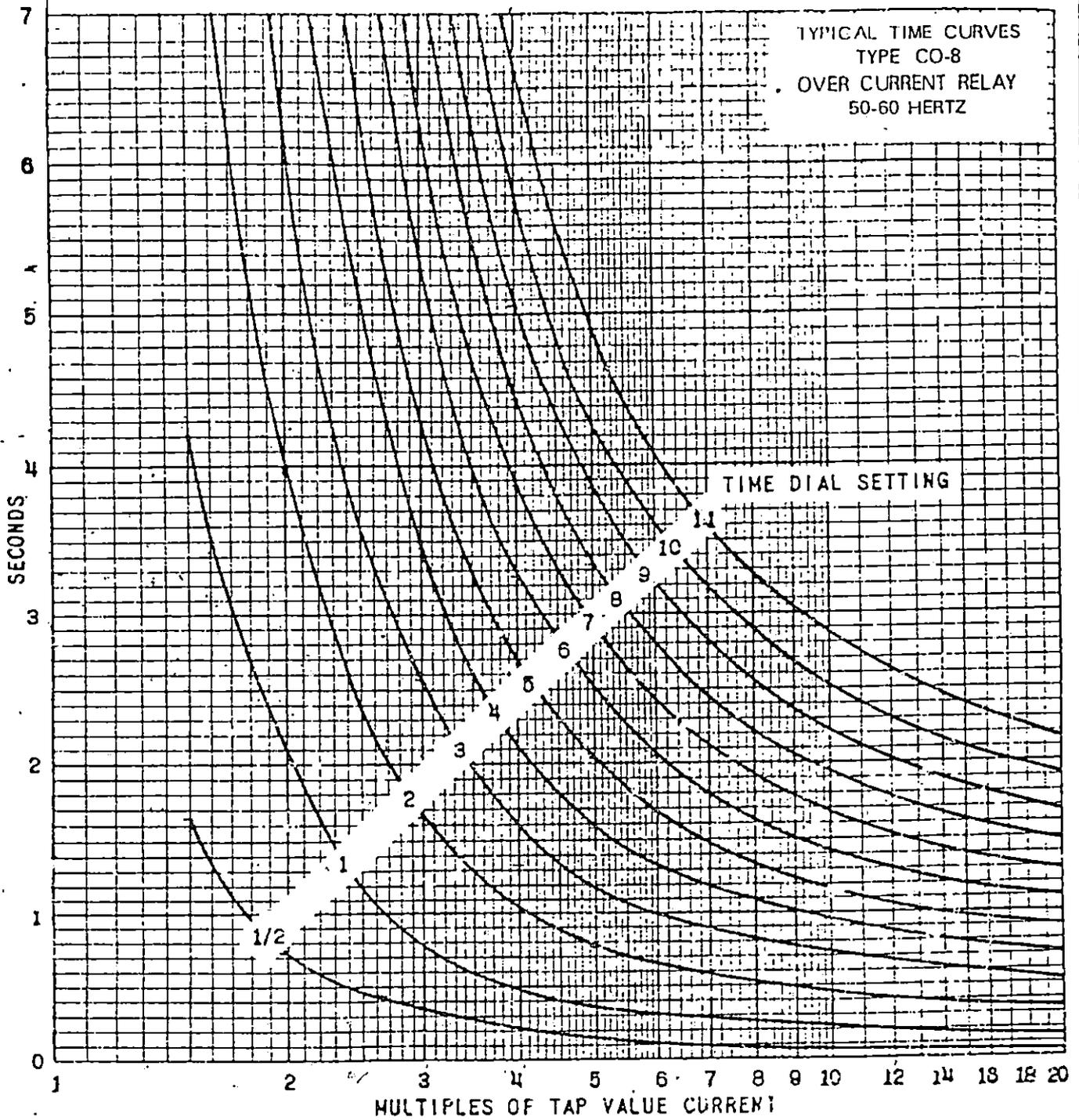
at lower system voltages and in locations, where X/R = 10 and X/R = 5. These higher ratings as well as asymmetrical ratings are given in S&C Descriptive Bulletin 212-30.



S&C ELECTRIC COMPANY • Chicago  
 S&C ELECTRIC CANADA LTD. • Toronto

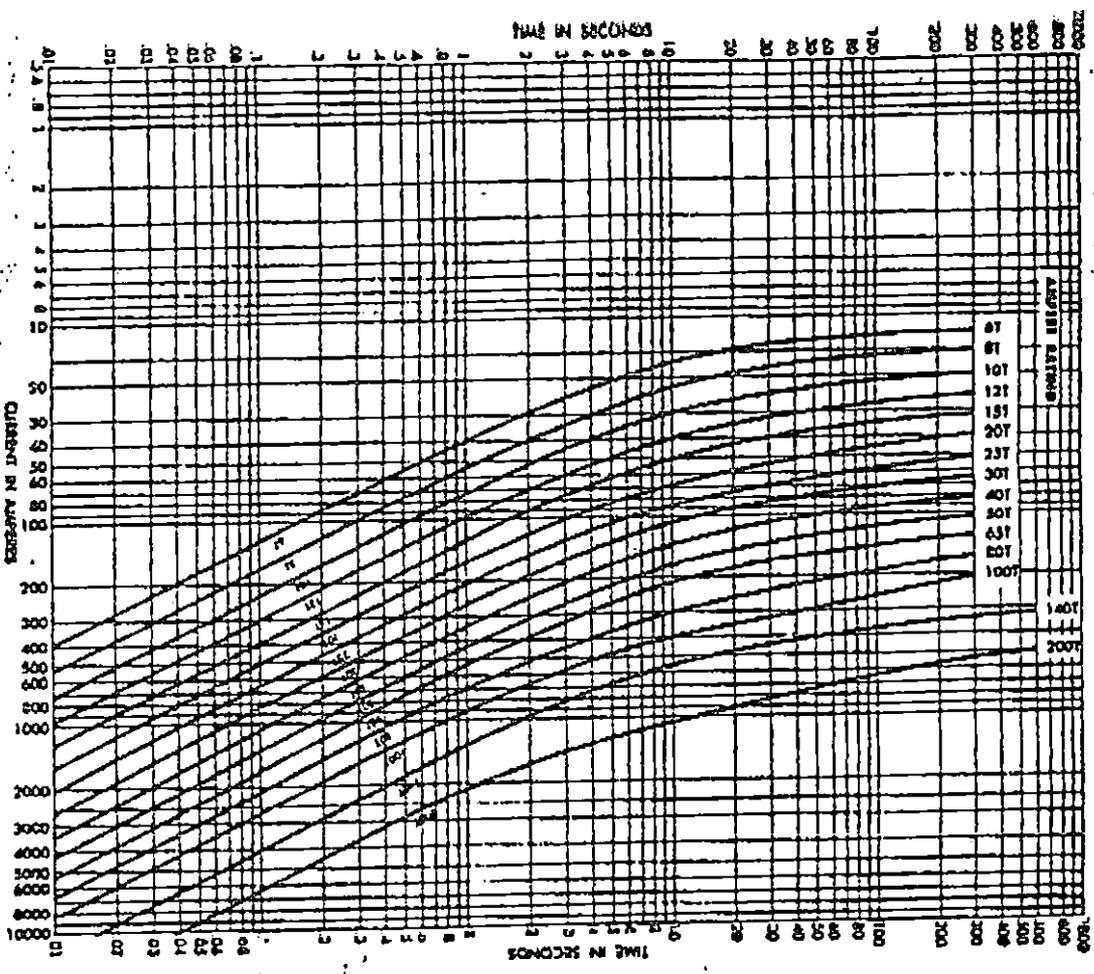
DESCRIPTIVE BULLETIN **212-31**

Page 3 of 19  
 March 15, 1993

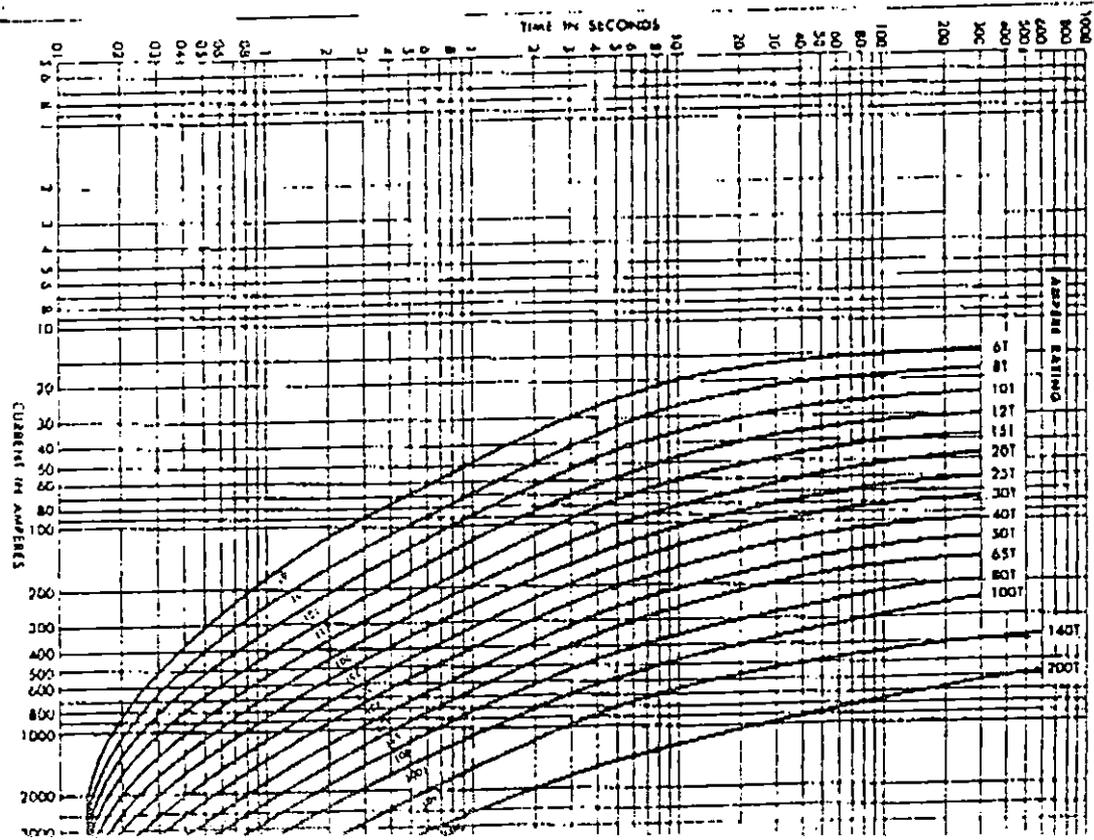


418248

Fig. 10 Typical Time Curve of the Type CO-8 Relay



Curve No. 60B-37—Minimum Melting Time



Curve No. 60B-38—Maximum Clearing Time

Post-it brand fax transmittal memo 7571 # of pages 4

To: \_\_\_\_\_ From: \_\_\_\_\_

Co: \_\_\_\_\_ Co: \_\_\_\_\_

Phone: \_\_\_\_\_ Phone: \_\_\_\_\_

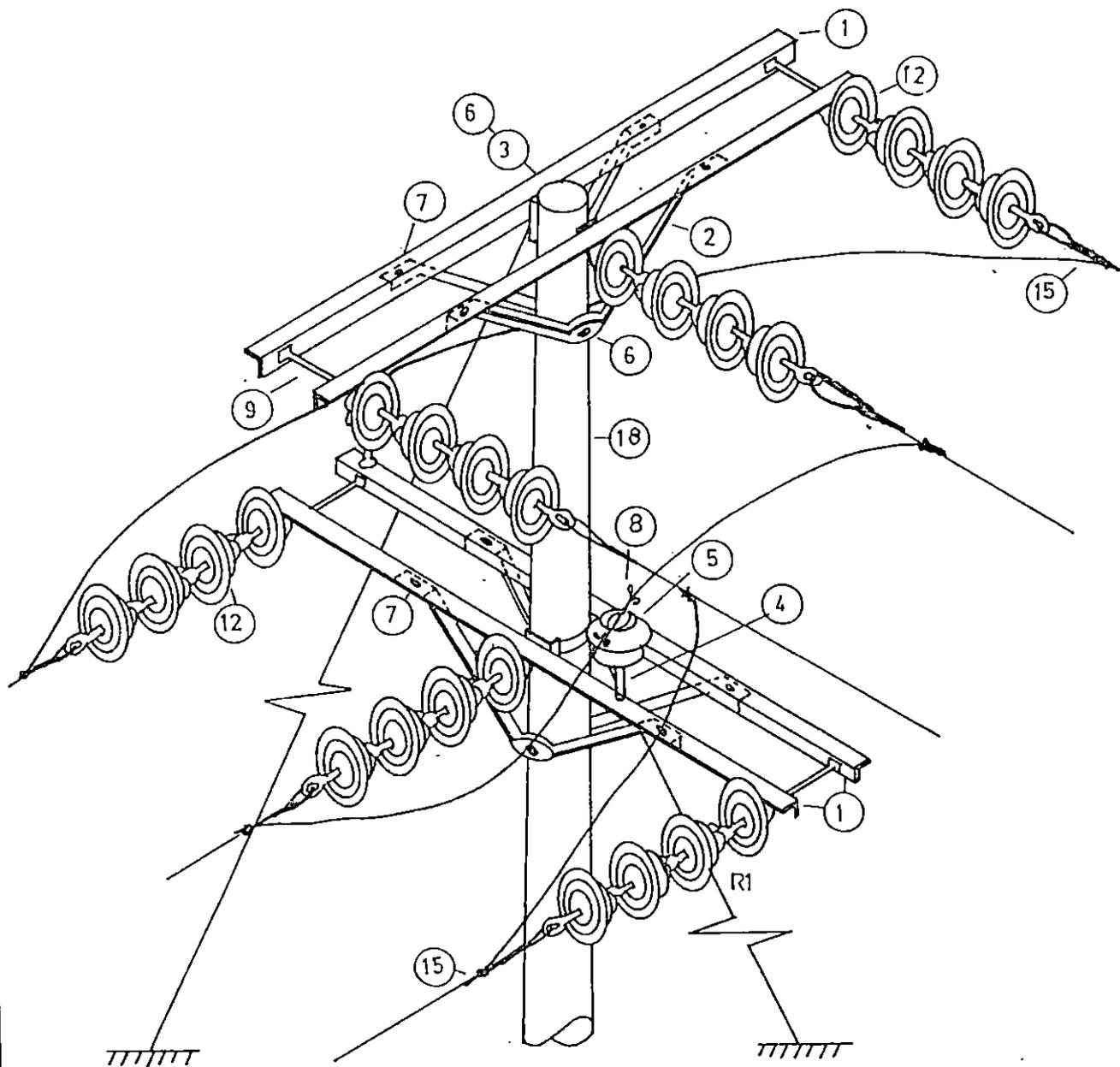
Fax: 415-2-3377 Fax: 415-2-3377

| VOLTAJE FASE A FASE |  | MINIMA DISTANCIA DE ACERCAMIENTO |
|---------------------|--|----------------------------------|
|                     |  | FASE PERTIGA ( METROS )          |
| 2.1 - 15            |  | 0.6                              |
| 15 - 35             |  | 0.7                              |
| 35 - 46             |  | 0.8                              |
| 46 - 72             |  | 0.9                              |
| 72 - 121            |  | 1.0                              |
| 136 - 145           |  | 1.1                              |
| 161 - 169           |  | 1.2                              |
| 230 - 242           |  | 1.5.                             |
| 345 - 362           |  | 2.1                              |
| 500 - 552           |  | 3.4                              |
| 700 - 765           |  | 4.6                              |

TABLA DE DISTANCIAS MINIMAS DE ACERCAMIENTO

| VOLTAJE<br>FASE A FASE<br>KV | MINIMA DISTANCIA DE ACERCAMIENTO |                    |
|------------------------------|----------------------------------|--------------------|
|                              | FASE A TIERRA METROS             | FASE A FASE METROS |
|                              | 30 - 35                          | 0.7                |
| 35.1 - 46                    | 0.8                              | 0.8                |
| 46 - 72                      | 0.9                              | 0.9                |
| 72 - 121                     | 1.0                              | 1.4                |
| 138 - 145                    | 1.1                              | 1.5                |
| 161 - 169                    | 1.2                              | 1.7                |
| 230 - 242                    | 1.5                              | 2.5                |
| 345 - 362                    | 2.1                              | 4.1                |
| 500 - 552                    | 3.3                              | 6.1                |

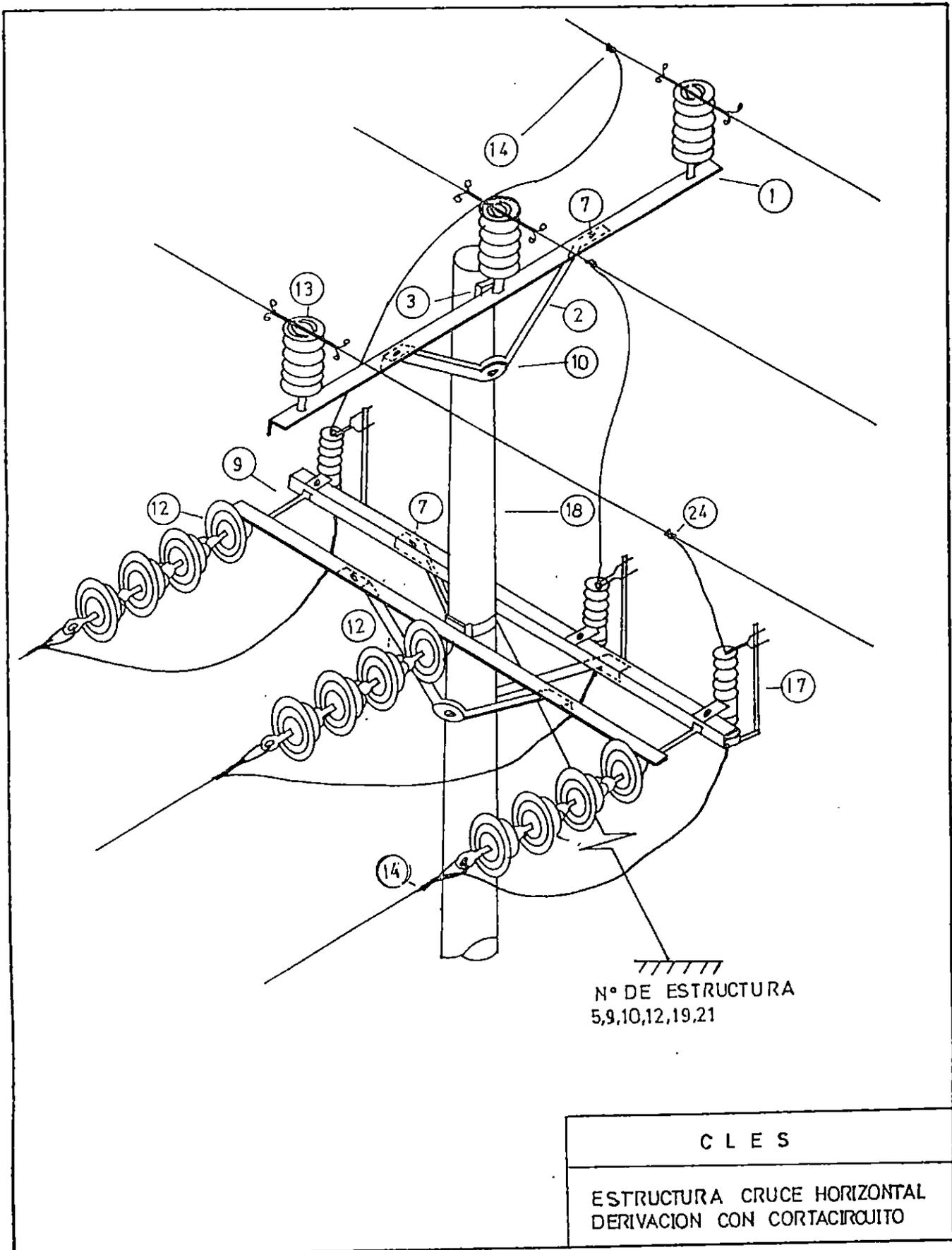
| REF. | DESCRIPCION                      |
|------|----------------------------------|
| 1    | CRUCERO DE HIERRO 9' 10"         |
| 2    | TIRANTE EN V DE 45"              |
| 3    | ALMOADILLA PARA CRUCERO          |
| 4    | ESPIGA DE HIERRO 46 KV           |
| 5    | AISLADOR DE ESPIGA 46 KV         |
| 6    | PERNO MAQUINA 5/8" 10"           |
| 7    | PERNO MAQUINA 1/2" 1 1/2"        |
| 8    | ALAMBRE N°4 PARA AMARRE          |
| 9    | PERNO DOBLE 5/8" 12"             |
| 10   | PERNO MAQUINA 5/8" 12"           |
| 11   | TUERCA DE ARGOLLA 5/8"           |
| 12   | AISLADORES DE SUSPENSION 46 KV   |
| 13   | AISLADOR DE COLUMNA 46 KV        |
| 14   | CLAVISE DE REMATE PEQUENO        |
| 15   | REMATE PREFORMADO PARA 336.4 MCM |
| 16   | CONECTOR PARA 336.4 MCM          |
| 17   | CORTACIRCUITO 46 KV              |
| 18   | POSTE- CONCRETO 40'              |
| 19   | MALLA                            |

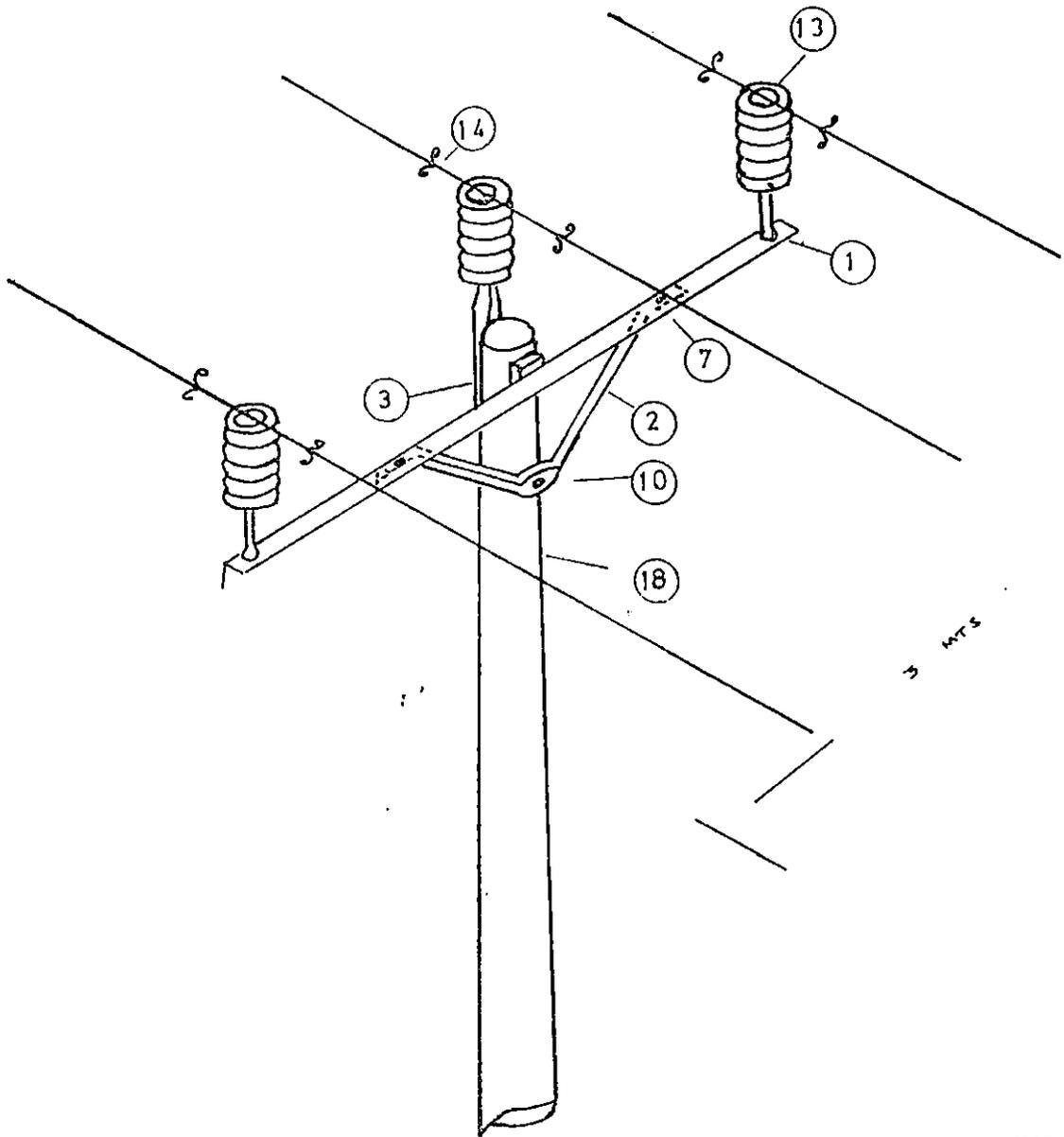


N° DE ESTRUCTURA  
1

C L E S

ESTRUCTURA CRUCE HORIZONTAL  
DOBLE REMATE

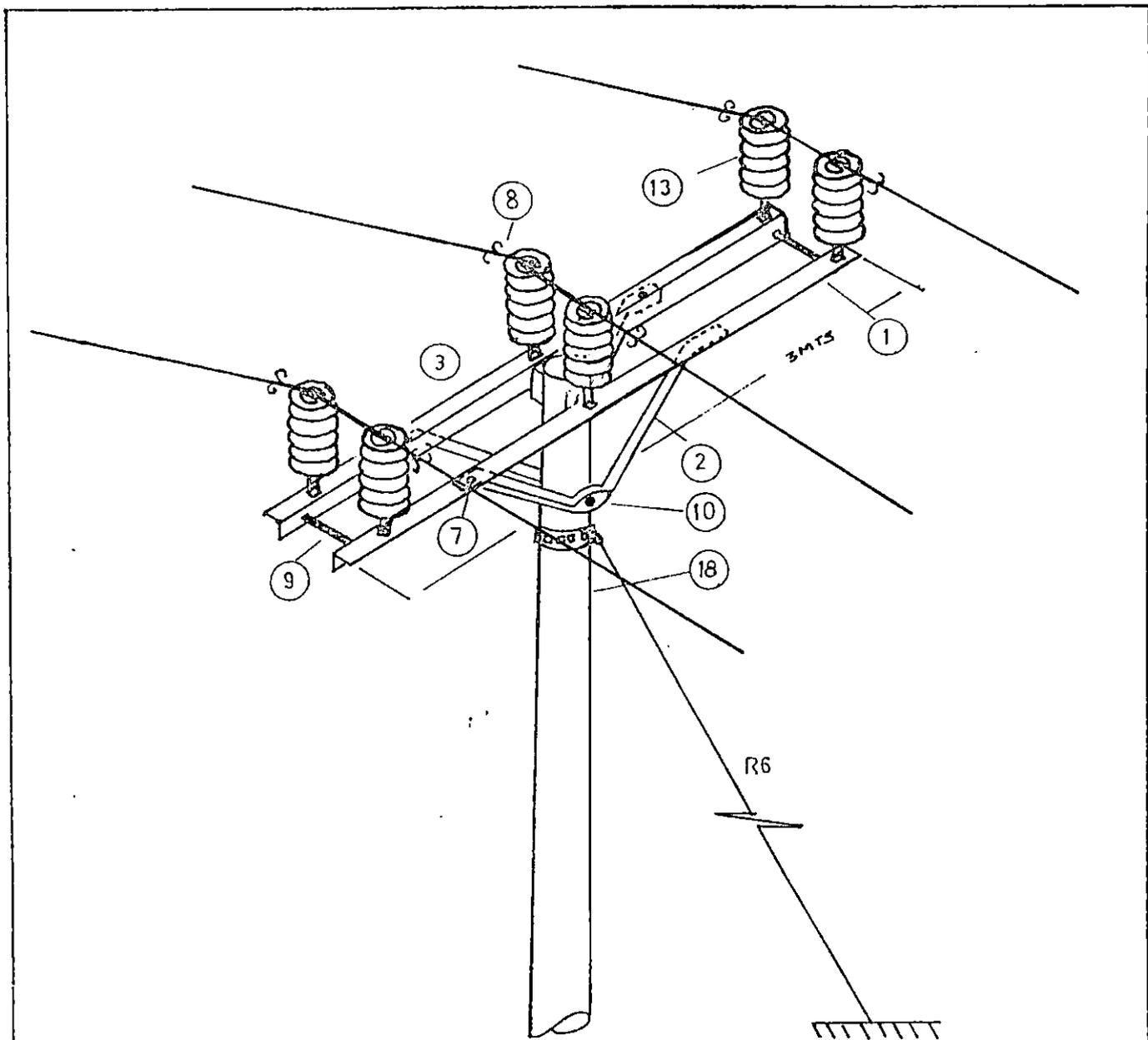




N DE ESTRUCTURA  
2,3,4,11,16,20,22,17,5

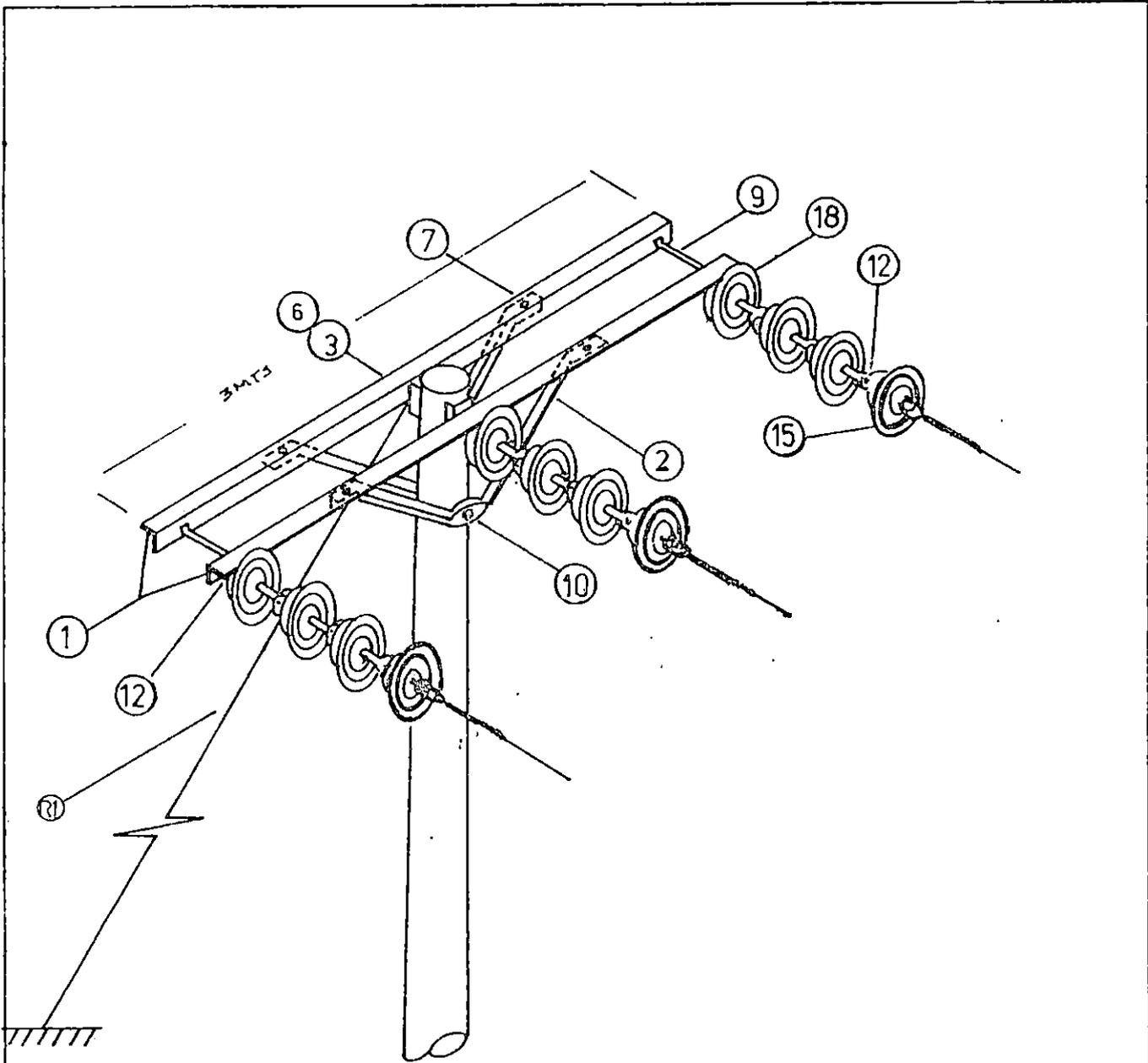
C L E S

ESTRUCTURA TANGENTE  
TIPO A



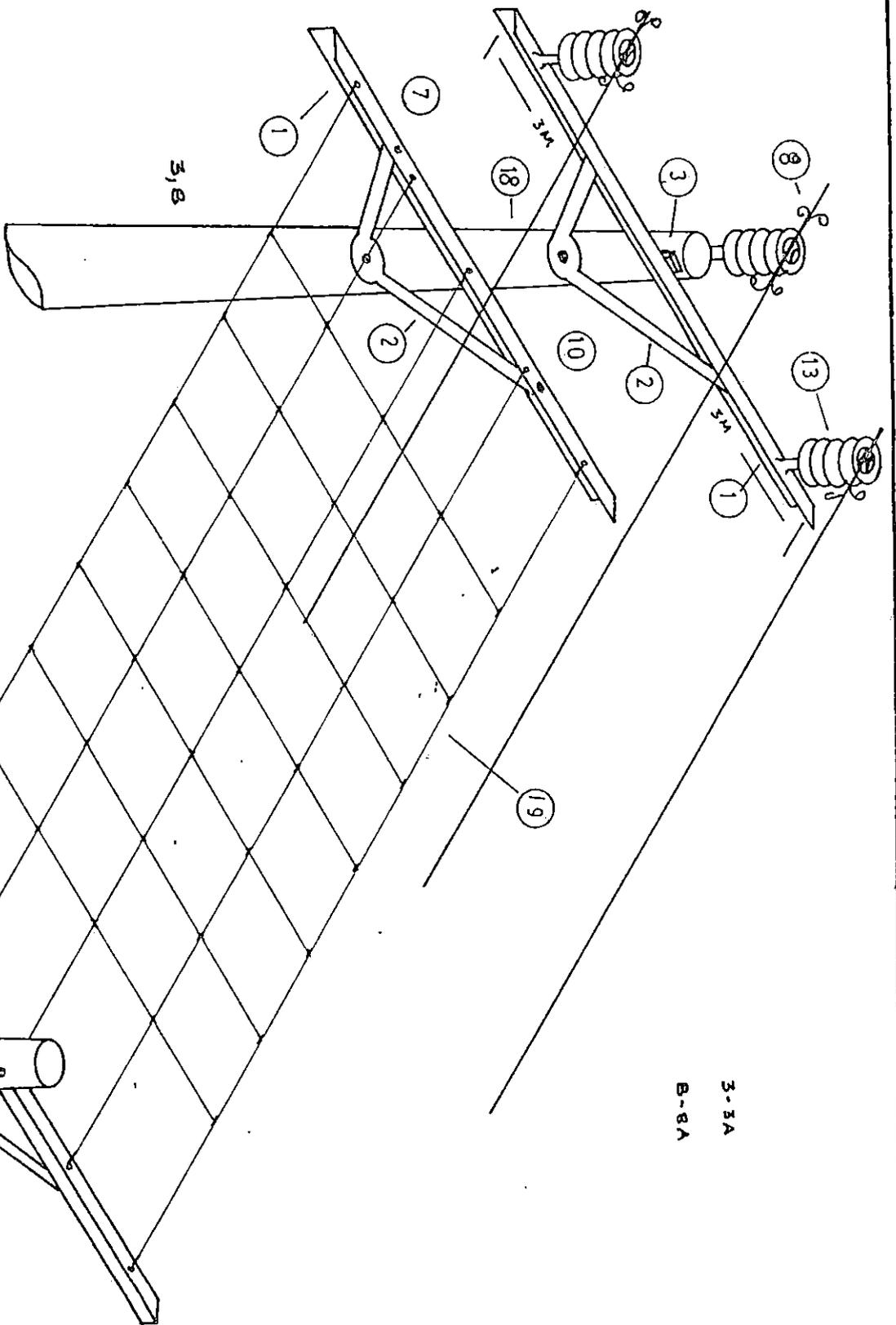
Nº DE ESTRUCTURA  
67141510

|            |         |
|------------|---------|
| C L E S    |         |
| ESTRUCTURA | TIPO B2 |



N° DE ESTRUCTURA  
13,23 .

|                          |
|--------------------------|
| CLES                     |
| ESTRUCTURA REMATE TIPO C |



3-3A  
 B-8A

CLES

MALLA PROTECTORA

