

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Proyecto de Normalización de Armados para Redes de Sub - Transmisión en Electrificación Rural ”

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

DANIEL ESTEBAN BANDA RIVERA

PROMOCION: 1985 - 2

LIMA • PERU • 1989

INDICE

PROLOGO

1.- INTRODUCCION.	Pág. 3
2.- CRITERIOS GENERALES PARA EL ESTUDIO DE LA NORMALIZACION DE ARMADOS EN EL AMBITO RURAL.	
2.1 Generalidades.	6
2.2 Criterios Generales de los Armados empleados y los Normalizados.	7
2.3 Rol del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. en la Normalización.	8
2.3.1 Comité de Normalización de ELECTROPERU.	8
2.3.2 Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria.	11
2.4 Proceso de Elaboración de una Norma del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.	12
2.4.1 Etapas de la Norma.	12
2.4.2 Ordenamiento de una Norma o Diseño Típico.	15
2.4.3 Requisitos Generales de las Normas y Diseños Típicos.	16
3.- ANALISIS DE ARMADOS EMPLEADOS POR LAS EMPRESAS REGIONALES DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD E EL AMBITO RURAL.	
3.1 Generalidades.	18

3.2 Evaluación de los Armados empleados por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad del País.	19
3.2.1 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte "ELECTRONORTE S.A." y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Nor-Oeste "ELECTRONOROESTE S.A."	19
3.2.2 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente "ELECTRORIENTE S.A."	25
3.2.3 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este "ELECTROSURESTE S.A."	26
3.2.4 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro "ELECTROCENTRO S.A."	27
3.2.5 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte Medio "HIDRANDINA S.A."	29
3.2.6 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Oeste "ELECTROSUROESTE S.A."	32
3.2.7 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Lima "ELECTROLIMA S.A."	33
3.2.8 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Tacna y Moquegua "ELECTROSUR S.A."	36
3.2.9 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio "E.R.S.A."	37

3.3 Evaluación de los Armados empleados por la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A.	37
3.4 Resumen de las características de los Armados empleados en Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural.	39
4.- CRITERIOS TECNICO-ECONOMICOS PARA LA SELECCION DE ARMADOS EN EL AMBITO RURAL.	
4.1 Generalidades.	42
4.2 Características Principales de las Líneas de Sub-Transmisión (L.S.) y Redes de Distribución Primaria (R.D.P.) empleadas para la Normalización de Armados y Consideraciones para la Evaluación Técnica y Económica.	43
4.2.1 Características Principales de las L.S. y R.D.P. empleadas para la Normalización de Armados.	43
4.2.2 Consideraciones para la Evaluación Técnica.	51
4.2.3 Consideraciones para la Evaluación Económica.	53
4.3 Evaluación Técnica de los Armados para su empleo en el Diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural.	53
4.3.1 Cálculo Eléctrico de los conductores.	54
4.3.2 Cálculo Mecánico de los conductores.	64
4.3.3 Uso de las minicomputadoras en la programación de los cálculos eléctricos y	

mecánicos de conductores.	103
4.4 Evaluación Económica del empleo de Armados Normalizados en el Diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural.	114
4.5 Conclusiones.	114
5.- PROCESO DE IMPLEMENTACION DE LOS ARMADOS NORMALIZADOS.	
5.1 Generalidades.	118
5.2 Empleo del "Proyecto de Normalización de Armados" en el Diseño de Líneas y Redes de Sub-Transmisión en Electrificación Rural.	118
5.2.1 Selección del Nivel de Tensión.	120
5.2.2 Selección de los Armados.	120
5.2.3 Selección del material del conductor.	121
5.2.4 Cálculo Eléctrico de Conductores.	121
5.2.5 Cálculo Mecánico de Conductores.	125
6.- EXPERIENCIAS SOBRE LA NORMALIZACION DE ARMADOS EN EL AMBITO RURAL.	153
6.1 Generalidades.	
6.2 Experiencias de la "Rural Electrification Administration" de los Estados Unidos de Norteamérica en la Normalización de Armados.	154
6.3 Experiencias en el país sobre la Normalización de Armados.	155
6.3.1 Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.	155
6.3.2 Sub-Gerencia de Electrificación Provincial,	

VIII

Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A.	156
6.3.3 Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad.	156
6.3.4 Dirección General de Electricidad - Ministerio de Energía y Minas (DGE-MEM).	157
6.4 Conclusiones.	158
7.- PROYECTO DE NORMA C.N. "ARMADOS NORMALIZADOS EN EL AMBITO RURAL".	
7.1 Objeto.	160
7.2 Alcance.	161
CONCLUSIONES.	
BIBLIOGRAFIA.	
APENDICE.	

"PROYECTO DE NORMALIZACIÓN DE ARMADOS PARA REDES
DE SUB-TRANSMISION EN ELECTRIFICACION RURAL"

PROLOGO

En el Capítulo 2, se describen los criterios generales para realizar el presente estudio, detallando el rol del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. y el proceso de elaboración de una norma de este Comité.

En el Capítulo 3, se realiza un análisis de los armados empleados por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad (E.R.S.P.E.) y por la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A., resumiendo las características de los armados más empleados en el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en electrificación rural.

En el Capítulo 4, se realiza la evaluación técnica y económica de la Normalización de Armados, más empleados en el diseño de líneas de subtransmisión y redes de distribución primaria, en el ámbito rural haciendo énfasis en la Normalización del diseño mismo de las líneas; y en el Capítulo 5, se detalla el proceso de implementación de los armados normalizados, presentándonos un ejemplo de cálculo para facilitar el máximo empleo del presente Estudio y su respectiva norma.

En el Capítulo 6, se describen las experiencias sobre la Normalización de Armados por parte de la "Rural Electrification Administration" REA de los Estados Unidos de Norteamérica y las experiencias sobre el tema

en el país.

Finalmente en el Capítulo 7, concluimos el presente estudio con el Proyecto de Norma "Armados Normalizados en el Ambito Rural", en la cual resumimos los resultados que facilitan el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria.

Agradezco la importante ayuda brindada por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. y en especial a mi asesor el Ing.Jorge Ponce Flores.

INTRODUCCION

En primer lugar veamos la definición de normalización que da el ITINTEC en su documento "Principales Logros" (Octubre 1,985):" la Normalización es una disciplina que trata del establecimiento, aplicación y adecuación de reglas destinadas a conseguir y mantener un ordenamiento, dentro de un campo determinado, con el fin de procurar beneficios para la sociedad, acordes con su desarrollo económico y social".

Es decir, la normalización debe ser entendida en la forma en que se ha definido, es decir, que su fin es procurar beneficios para la sociedad. Aunque este concepto es claro y aparentemente obvio, para que se cumpla en la práctica se requiere de una toma de conciencia de entidades gubernamentales, así como de las gerencias de las empresas estatales y privadas, para considerar a la normalización como una inversión, la misma que aparentemente no rinde beneficios a corto plazo, pero que a la larga se constituye en una sólida malla en la que interactúan, en forma ordenada distintos intereses.

Esfuerzos en este sentido se están realizando en estos momentos, como

por ejemplo los realizados por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., al cual pertenecen todas las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, y es en este sentido que esta Tesis desea colaborar, en esta importante tarea de la "Normalización", considerando además que a través de ella podemos medir el grado de desarrollo tecnológico de los distintos países.

En la actualidad la normalización, posibilita el que los usuarios desarrollen trabajos de diseño, valorización y construcción en base a normas, con apreciable eficiencia y eficacia en tiempo y esfuerzo humano.

Las normas constituyen pues la base fundamental para llevar adelante diversas actividades relacionadas con la ciencia y la ingeniería. Con la existencia de las normas técnicas es posible realizar de la mejor manera diversas obras de ingeniería, sin la dificultad que significaría, a falta de normas, la concordancia de opiniones y tendencias que sobre el tema pueda existir.

En el presente estudio se analizarán los armados empleados en el ámbito rural de las Empresas del Sub-Sector Electricidad del país a fin de tener conocimiento de la realidad existente en este aspecto, poder seleccionar dentro de los armados normalizados aquellos de mayor uso en el país y poder normalizar su empleo en el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en electrificación rural.

Para nuestro estudio emplearemos como base los Armados Normalizados

por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., seleccionando aquellos que sean más empleados por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, debido a que la mayor cantidad de recursos humanos, y económicos son utilizados en el diseño y construcción de líneas y redes que emplean dichos armados, logrando así maximizar los beneficios de la normalización de armados.

Luego se realizará el estudio del empleo de armados normalizados, en el diseño de líneas de subtransmisión y redes de distribución primaria en el ámbito rural con una evaluación técnico-económica, buscando la concordancia de opiniones y tendencias que sobre el mismo puedan existir, para obtener la adecuada implementación del presente estudio.

Además se tomarán en cuenta las respectivas opiniones de las diversas instituciones y profesionales relacionados con dicha normalización, a fin de que se logre una adecuada y eficiente implementación del sistema propuesto.

Luego se concluirá el trabajo con una síntesis total reflejada en una norma que sea clara, concisa, responda a los requerimientos de los usuarios y recoja las experiencias de las Empresas Regionales respectivas para no dejar de lado la realidad del Sector.

por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., seleccionando aquellos que sean más empleados por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, debido a que la mayor cantidad de recursos humanos, y económicos son utilizados en el diseño y construcción de líneas y redes que emplean dichos armados, logrando así maximizar los beneficios de la normalización de armados.

Luego se realizará el estudio del empleo de armados normalizados, en el diseño de líneas de subtransmisión y redes de distribución primaria en el ámbito rural con una evaluación técnico-económica, buscando la concordancia de opiniones y tendencias que sobre el mismo puedan existir, para obtener la adecuada implementación del presente estudio.

Además se tomarán en cuenta las respectivas opiniones de las diversas instituciones y profesionales relacionados con dicha normalización, a fin de que se logre una adecuada y eficiente implementación del sistema propuesto.

Luego se concluirá el trabajo con una síntesis total reflejada en una norma que sea clara, concisa, responda a los requerimientos de los usuarios y recoja las experiencias de las Empresas Regionales respectivas para no dejar de lado la realidad del Sector.

CRITERIOS GENERALES PARA EL ESTUDIO DE LA NORMALIZACION
DE ARMADOS EN EL AMBITO RURAL

2.1 Generalidades

En el presente Capítulo se dan los criterios generales que se han tomado en consideración para el desarrollo del presente estudio de normalización de los armados más empleados en el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en electrificación rural en nuestro país.

En el punto 2.3 se detalla el rol del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., su función general, sus atribuciones principales, su composición y estructuración.

Además se indica el trabajo que está realizando el Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria, perteneciente al Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.

Por último en el punto 2.4 se describe el proceso de elaboración de una norma del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.

2.2 Criterios Generales de los Armados empleados y los Normalizados

Del análisis de los armados normalizados por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. y empleados en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en el ámbito rural, por las Empresas Regionales del País (Capítulo 3) y por la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural (Capítulo 6), se concluye que los armados, así como los sistemas utilizados actualmente son bastantes similares, pudiendo seleccionarse algunos armados normalizados por el Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. de uso casi generalizado en redes de sub-transmisión en electrificación rural, a fin de poder normalizar su empleo y dar los primeros pasos para normalizar el diseño respectivo. Es en este sentido, que están dirigidos los esfuerzos del Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria, y la presente Tesis.

Se debe precisar que los objetivos que debe perseguir la Normalización se pueden agrupar en tres categorías:

- Asegurar una buena comunicación entre los distintos elementos involucrados a través de un lenguaje común (terminología, presentación de documentos para facilitar su utilización, etc.);
- Simplificar la gestión y la producción, ordenando los procedimientos internos y sistematizando aplicaciones repetitivas;
- Establecidos los documentos técnicos adecuados, simplificar el uso de las materias primas y evitar la inmovilización inadecuada de materiales.

Cabe señalar que la normalización es una técnica, no un fin en sí misma, y por consiguiente debe aportar a las empresas una ventaja económica, además de un mejoramiento en la calidad del trabajo.

En el presente trabajo buscaremos la obtención de resultados empleando parámetros genéricos, aprovechando a máximo los armados utilizados y plasmando los resultados en cuadros y gráficos , que puedan facilitar el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria, en el ámbito rural a fin de racionalizar y optimizar los recursos de tiempo, recursos humanos y financieros.

2.3 Rol del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. en la Normalización

2.3.1 Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A..

El Comité de Normalización, fue establecido por ELECTROPERU S.A. de conformidad con el Artículo 22 del Reglamento de la Ley General de Electricidad No. 23406, aprobado por D.S. No. 031-82-EM/VM del 01.09.82.

a) Función General

El Comité de Normalización es el órgano técnico encargado de asesorar a las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, en la definición de la política de normalización del uso de equipos y materiales y en la coordinación con la industria manufacturera nacional.

b) Atribuciones Principales

- Recomendar políticas y dictar normas para el uso de equipos y materiales destinados a las actividades de prestación del servicio público de electricidad.

- Normar o recomendar diseños típicos aplicables en la elaboración de proyectos de ingeniería.

- Establecer o recomendar políticas para la coordinación con la industria manufacturera nacional, a fin de promover la producción local de equipos y materiales requeridos para la prestación del servicio público de electricidad.

- Desarrollar la investigación tecnológica para los fines de normalización, realizándola directamente por ELECTROPERU S.A. y/o las Empresas Regionales o mediante convenios con Universidades, Institutos y otras entidades idóneas.

- Coordinar con los órganos normativos del país, en los aspectos relacionados con la normalización.

- Evaluar periódicamente los resultados de la aplicación de las normas técnicas.

c) Composición

El Comité de Normalización está conformado por

delegados de ELECTROPERU S.A., como ente coordinador y de las Empresas Regionales Filiales, pudiendo incluir representantes del Ministerio de Energía y Minas y del ITINTEC como invitados.

d) Estructuración

El Comité de Normalización está conformado por:

- El Comité Central;
- Secretaría Ejecutiva;
- Comités Técnicos.

Comité Central

Es el órgano de dirección del Comité de Normalización y como tal se encargará de delinear la política de normalización para el uso de equipos y materiales para la prestación del servicio público de electricidad y de coordinación con la industria manufacturera nacional.

Secretaría Ejecutiva

Es el órgano encargado de ejecutar a través de los Comités Técnicos, los acuerdos emanados del Comité Central, de supervisar su cumplimiento y de realizar la adecuada comunicación de los acuerdos del Comité Central a las Empresas Regionales. Es igualmente la encargada de apoyar administrativamente al Comité Central y de asesorarlo en todo lo concerniente a la normalización sobre el uso de equipos y materiales, para lo cual no sólo coordinará los estudios que encargue el Comité Central, sino que además

podrá elevar al Comité las propuestas en la materia que considere necesarias.

Comités Técnicos

Elaborar las normas técnicas para el uso de materiales y equipos en la prestación del servicio público de electricidad y elaborar diseños típicos aplicables a los proyectos de Ingeniería, coordinando con la industria manufacturera nacional y organismos vinculados a la normalización en los casos necesarios.

2.3.2 Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria

El Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria, perteneciente al Comité de Normalización, viene laborando desde Mayo de 1985, en la normalización de equipos, materiales y armados, en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria.

En la actualidad han terminado de elaborar la Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en postes de madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria".(ver Anexo A).

Esta Norma tiene por objeto establecer las especificaciones generales para el diseño y construcción de líneas y redes de distribución primaria en la electrificación de zonas rurales, así como los armados y sus características técnicas. Será utilizada en la elaboración de la Ingeniería

de los proyectos de sistemas con puesta a tierra múltiple del conductor neutro y de sistemas aislados.

Aparte de la Norma señalada, el Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria, ha preparado otros interesantes trabajos, algunos de los cuales han sido empleados en el presente estudio.

Es en este aspecto que el presente estudio desea colaborar con esta tarea de normalización de armados, dando los primeros pasos en un punto muy importante que es la normalización del diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria mediante el empleo de tablas que faciliten los cálculos y la tarea de diseño.

2.4 Proceso de Elaboración de una Norma del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.

Las normas técnicas del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., vienen elaborándose de acuerdo a los lineamientos que a continuación detallamos.

2.4.1 Etapas de la Norma

Una Norma del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., debe cumplir las siguientes etapas:

a) Necesidad de Normalización

Inicialmente debe surgir la necesidad de normalización que establezca criterios, pautas o términos que regulen entre sí las Empresas Regionales, usuario, proyectistas,

ejecutores de obras, fabricantes, entidades públicas relacionadas, sobre asuntos que se presentan continuamente.

La idea de la Normalización y su empleo en el diseño de líneas de sub-transmisión en el ámbito rural ha surgido de la necesidad de racionalizar y optimizar los recursos de tiempo, recursos humanos y financieros, buscando unificar criterios, en lo referente al empleo de armados, materiales y equipos en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria.

b) Esquema de Norma

Se designa así al documento preparado por los Comités Técnicos en base a la experiencia de todas las Empresas así como a consultas realizadas a fabricantes de materiales relacionados con los temas a normarse o establecerse.

En el caso de la elaboración de la Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria", del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., se realizaron consultas a los siguientes fabricantes e instituciones, entre otros:

- CEPER Fabricante de conductores eléctricos;
- INDECO Fabricante de conductores

- eléctricos;
- TRIPLE C Fabricante de conductores eléctricos;
 - FABRACE S.A. Fabricante de ferretería para líneas aéreas de baja, media y alta tensión;
 - INSTITUTO DE INVESTIGACIONES DE LA AMAZONIA PERUANA (IIAP) Referente a postes de madera;
 - UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA
UNA Laboratorio de Preservación y Secado;
 - CIMSA Fabricante de postes de madera tratada.

c) Proyecto de Norma

Se designará así al esquema revisado luego de haber sido sometido a discusión interna en las diferentes empresas.

Este proyecto, cuando se requiera, será puesto en conocimiento de las personas e instituciones relacionados con él, tales como fabricantes, montadores, etc., con la finalidad de compatibilizar algunos criterios.

d) Norma Aprobada

Se designará así al proyecto aprobado por el Comité Central del Comité de Normalización, ya sea con carácter de obligatoriedad o de recomendación.

2.4.2 Ordenamiento de una Norma o Diseño Típico

Una Norma generalmente deberá contener los capítulos que a continuación se indican, pudiendo omitirse algunos y en casos especiales incluir capítulos no considerados, de acuerdo a las necesidades del tema tratado:

a) Objeto

En este capítulo se indicará el propósito de la norma, para definir explícitamente el tema.

b) Alcance

En este capítulo se deberá precisar la aplicación de la norma especificando sus limitaciones.

c) Referencias

En este capítulo se hará referencia a otros documentos que tengan relación con la norma que se trata.

d) Definiciones

En este capítulo se deberán incluir las definiciones necesarias para dejar claramente establecido los términos a fin de evitar interpretaciones diversas.

e) Descripción

En este capítulo se deberán incluir las prescripciones, disposiciones y recomendaciones que deberán considerarse en los diseños e instalaciones y las características básicas de los equipos y materiales a normalizar.

f) Anexos

Es un capítulo opcional, donde se incluirán algunas prescripciones, disposiciones o recomendaciones complementarias y más detalladas de alguna parte del capítulo "e".

g) Indice

Cuando se trate de normas que por su extensión así lo justifiquen, se deberá incluir al principio del documento, el índice que precise la ubicación de los respectivos capítulos o párrafos.

2.4.3 Requisitos Generales de las Normas y Diseños Típicos

a) Condiciones básicas

Al estructurarse una norma en cualquiera de sus etapas deberá cumplir las condiciones siguientes:

- Claridad, concisión y coherencia de la redacción;
- Uniformidad en la terminología y en la redacción, utilizando un sólo término y siempre el mismo, para un mismo concepto;
- Empleo de los símbolos , abreviaturas, unidades, etc. aprobados en los documentos oficiales correspondientes;
- Disposición general del documento, estructura general, orden de los capítulos, divisiones, subdivisiones y su numeración como se muestra en la Norma C.N. -NO-007 del Anexo A.

b) Formatos

En cuanto al postulado y su contenido, la codificación, ordenamiento del texto, uso de las expresiones numéricas y unidades, figuras, tablas y anexos, serán como se muestra en la Norma C.N.-NO-007 del Anexo A.

ANALISIS DE ARMADOS EMPLEADOS POR LAS EMPRESAS REGIONALES
DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD EN EL AMBITO RURAL

3.1 Generalidades

En el presente capítulo se analizarán los armados empleados por las Empresas Regionales del Servicio Público de Electricidad, en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en el ámbito rural, teniendo en consideración que la diversidad de diseños, y la falta de documentación existente en algunas empresas, fué una limitante para esta tarea.

Además en este capítulo, se detallarán las características principales de las líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria como son: sistemas empleados, niveles de tensión, tipo y sección de conductores, y tipos de postes. Cabe recalcar que una mayor profundización, sólo en lo concerniente a especificaciones técnicas de materiales y equipos, ameritaría un estudio aparte.

3.2 Evaluación de los Armados empleados por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad en el país.

A continuación se analizará los armados empleados en Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria, por las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad (E.R.S.P.E.), en el ámbito rural del país.

3.2.1 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte "ELECTRONORTE S.A." y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Nor-Oeste "ELECTRONOROESTE S.A."

ELECTRONORTE fué creada por Resolución Ministerial R.M. No. 321-83-EM/DGE (21.12.83), cuya área de responsabilidad abarcaba los Departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque y Amazonas y las Provincias de San Ignacio, Jaén, Cutervo, Chota, Santa Cruz y San Miguel del Departamento de Cajamarca (ver figura No.1). Actualmente se ha creado una nueva Empresa Regional ELECTRONOROESTE S.A. que abarca los Departamentos de Piura y Tumbes. La información que a continuación se detalla, corresponde al área de responsabilidad de ELECTRONORTE Y ELECTRONOROESTE en conjunto.

El sistema empleado en todos los servicios que se atienden en la región norte, es el trifásico, tres hilos con neutro aislado. Las redes son esencialmente aéreas.

Los niveles de tensión empleados son los siguientes:



Fig No 1

- 2.3 KV en Chiclayo, Lambayeque, Eten, Pimentel, Talara, Chulucanas, Tambogrande, Zorritos, Caleta Grau, margen izquierda del río Tumbes y Chota;
- 4.8 KV en Piura y Castilla;
- 6.6 KV en Rodríguez de Mendoza;
- 10 KV en el Sistema Chiclayo, Sistema Illimo, Chongoyape, Zaña, San José, Motupe, Jaén, Chachapoyas, Bagua Chica, Bellavista, Pedro Ruíz, Luya, Lamud, Leymebamba, Pueblos de la margen derecha del río Tumbes, Piura, Castilla, Catacaos, Sullana, Querecotillo, Marcavelica, y Salitral;
- 33 KV en la Interconexión de las tres provincias de Tumbes;
- 66 KV en la Línea Piura-Sullana; y además existen algunas zonas con tensiones de 13.2, y 13.8 KV, habiéndose aprobado algunos proyectos de 20 KV.

En cuanto a los conductores empleados podemos indicar:

- En las líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en Tumbes tenemos aproximadamente 19% de conductores de aleación de aluminio calibre No. 2 AWG, 37% de conductores de cobre, calibre No. 4 AWG, 39% de conductores de cobre calibre No. 6 AWG y 5% de conductores de cobre calibre No. 8 AWG;
- En la red de distribución primaria en la ciudad de Piura, un 75% de los conductores son de Aluminio, aunque actualmente se están instalando conductores de cobre. También existen algunas zonas que fueron atendidas por la

ex-concesionaria EEPSA (Empresa Eléctrica de Piura S.A.) que cuentan con líneas con conductor de aluminio con alma de acero, siendo su estado general bueno;

- Las Líneas de Sub-Transmisión de Lambayeque, están conformados en un 29% por conductores de cobre calibre No. 4 AWG, 20% por conductores de cobre calibre No. 6 AWG, 19% por conductores de aleación de aluminio calibre No. 2 AWG, 7% por conductores de aleación de aluminio calibre No. 2/0 AWG, un 6% por conductores de aleación de aluminio calibre 4 AWG, un 19% por conductores de aleación de aluminio de 250 M.C.M.;
- Las Redes de Distribución Primaria de Amazonas y Cajamarca, están conformadas por conductores de cobre con calibres No. 4, 6 y 8 AWG, con una distribución porcentual de 8, 73 y 19% respectivamente.

En lo concerniente a los postes empleados podemos indicar:

- La Línea de Sub-Transmisión Piura-Sullana - 66 KV, con 35 Km de longitud está conformada por postes de fierro, que necesitan mantenimiento, especialmente en sus bases en donde se encuentran corroídos;
- Las Líneas de Sub-Transmisión de Lambayeque están conformadas en un 64% por postes de concreto armado centrífugado (C.A.C.), 21% por postes de madera y un 16% por postes de fierro;
- En la ciudad de Chiclayo las Redes de Distribución Primaria, aproximadamente el 60% de los postes son de madera y el 40% son de concreto armado centrífugado. El

casco urbano presenta redes primarias en 2.3 KV conformado por postes de madera que se encuentran en completo estado de deterioro;

- Las Redes de Distribución Primaria de Amazonas y Cajamarca, están conformadas en su mayoría por postes de CAC y en menor porcentaje por postes de madera. La postería de madera está en mal estado, siendo necesario su remodelación integral. Los postes de CAC son de 11m y normalmente llevan crucetas de 1.2m;
- En el servicio de Pedro Ruíz Gallo, la postería está compuesta por postes de madera tratada con sales Osmone K-33, de 11 metros de longitud, instaladas en el año 1980. El estado de conservación de esta postería es mala principalmente por las inclemencias del tiempo. Esta postería se refuerza con calzaduras de "Taya", árbol de gran resistencia a la humedad;
- El resto de servicios que cuentan con postes de madera, tienen las redes sobre "palos" de eucalipto, sin tratar. Las condiciones climáticas hacen que se cambien cada dos años.

En lo referente a otras características de las Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria, damos a continuación algunos ejemplos:

- Línea Pimentel-ELECTRONORTE

Tensión	10 KV
Longitud	7.5 Km
Disposición de conductores	Triangular

Longitud promedio de vanos	80 m
Aisladores	Clase ANSI 55-5
Postes	Madera
- Línea Monsefú-Reque-ELECTRONORTE	
Tensión	10 KV
Longitud	6.5 Km
Disposición de conductores	Triangular zona Rural Vertical zona Urbana
Longitud promedio de vanos	120 m zona Rural 70 m zona Urbana
Aisladores	Clase ANSI 55-5
Postes	CAC 12/200 y 12/300
- Línea Monsefú-Eten	
Tensión	10 KV
Longitud	2.8 Km
Disposición de conductores	Vertical
Longitud promedio de vanos	100 m
Aisladores	Clase ANSI 55-5
Postes	CAC 12/200
- Línea Ferreñafe	
Tensión	10 KV
Longitud	17.3 Km
Disposición de conductores	Triangular (2 ternas)
Longitud promedio de vanos	102 m
Postes	CCA Clase 13/300,13/400, y

- L.S y R.D.P. en Amazonas y Cajamarca, tienen principalmente disposición triangular y van soportados por aisladores tipo PIN clase ANSI 55.4 y 55.5, siendo su nivel de aislamiento bueno, a pesar de la altitud.

3.2.2 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente "ELECTROORIENTE S.A."

Creada por Resolución Ministerial R.M. No. 320-83-EM/DGE del 21.12.83, cuya área de responsabilidad abarca los departamentos de Loreto y San Martín.

En la ciudad de Iquitos (Dpto. Loreto), se emplea el sistema trifásico con neutro aislado, con un nivel de tensión en distribución primaria de 10 KV.

La red primaria es aproximadamente un 90% aérea, con postes de concreto de 12 y 13 metros. Anteriormente se empleaban postes de madera de la región denominadas "Palisangre" y "Chungo" y crucetas de cedro. Dichos postes no eran tratados y sufrían pudrimiento en la zona de empotramiento y en el agujero del perno de fijación de la cruceta al poste, así como el ataque de insectos. Sin embargo su durabilidad ha sido buena, encontrándose postes en regular estado de conservación después de haber operado cerca de 30 años.

Además de las experiencias que se ha tenido en la utilización de postes de madera en la zona se puede comentar que los que han sido de huacapú, quinilla roja, machirango han durado de 30 a 40 años (madera buena); los de itauba, lagarto caspi, mohena, han durado de 10 a 15 años (madera regular), también se han usado postes de inferior calidad, como mohena blanca, espintana negra, que han durado 3 años aproximadamente. Dentro de la clase madera buena, esta se encuentra en montaña adentro y su extracción es difícil y costosa.

Los conductores empleados son de cobre sólido de temple duro calibre No. 8 AWG y cobre cableado, temple semiduro calibre No. 6 al 1/0 AWG.

En cuanto a los aisladores tipo PIN se emplean los de clase ANSI 55-5 y para los de tipo suspensión clase ANSI 52-3.

3.2.3 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este "ELECTRO SUR ESTE S.A."

Creada por Resolución Ministerial R.M. NO. 318-83-EM/DGE del 21.12.83, cuya área de influencia abarca los departamentos de Apurímac, Cuzco, Puno y Madre de Dios.

A continuación se dan características de algunas líneas existentes en esta Empresa Regional:

- Línea Urubamba- Ollantaytambo 10 KV, construída con tecnología francesa, y en la cual han utilizado postes de

madera, crucetas de fierro, aisladores de vidrio (tipo PIN y Suspensión) y con disposición horizontal de los conductores en casi todo su recorrido;

- Líneas en postería de madera instaladas por ELECTRO SUR ESTE, en el Valle Sagrado de los Incas, donde se han empleado doble poste en los ángulos.

Cabe anotar que ELECTRO SUR ESTE S.A., emplea para algunas secciones, conductores desnudos sólidos en redes de distribución primaria, con resultados satisfactorios.

3.2.4 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro "ELECTROCENTRO S.A."

Creada por R.M. No. 319-83-EM/DGE del 21.12.83, y que abarca los Departamentos de Ucayali, Pasco y Junín, y las provincias de:

- Leoncio Prado, Huamalíes, Dos de Mayo, Huánuco, Ambo y Pachitea del Dpto. de Huánuco;
- Huancavelica, Angaraes, Acobamba y Tayacaja del Dpto. de Huancavelica;
- Huanta, Huamanga, La Mar, Cangallo y Víctor Fajardo del Dpto. de Ayacucho;

De la información encontrada podemos indicar:

- En el Valle de Mantaro, las Redes de Distribución Primaria a 13.2 KV son trifásicas con cuatro conductores, existiendo derivaciones monofásicas a 7.62 KV. En la construcción de las redes se han empleado los armados

normalizados por la Rural Electrification Administration.

- En lo concerniente a postes, desde el año 1979 en las nuevas electrificaciones se están instalando postes de eucalipto tratado. El tratamiento es a base de sales CCA (Cromo-Cobre-Arsénico) y CCB (Cromo-Cobre-Boro). Para un poste de 11m la duración del tratamiento es de aproximadamente 48 horas, el proceso de secado lo hacen bajo sombra durante un período de 90 días. La duración del poste depende del lugar de donde procede el árbol y del terreno donde se instala. Los postes procedentes de árboles que han crecido en terreno seco (ladera de cerro), son más resistentes que los que crecen a orillas de los ríos o zonas húmedas.

- ELECTROCENTRO está coordinando con la Universidad del Centro a fin de efectuar pruebas en postes de madera y tiene especial interés en las pruebas de retención de las sustancias preservantes.

- En relación a los conductores el 95% de las redes del Valle de Mantaro están constituidas por conductores de aleación de aluminio y en menor escala de conductores ACSR, no se han presentado problemas con estos conductores y la tendencia es ir limitando el uso del ACSR.

- Con respecto a los aisladores emplean la clase 55-4 para

el tipo Pin y la clase 52-4 para el tipo Suspensión;
hasta la fecha no tienen problemas con los aisladores.

3.2.5 Empresa Regional del Servicio Público de Electricidad del Norte Medio - "HIDRANDINA S.A."

Creada por Resolución Ministerial R.M. No. 089-83-EM/DGE del 23.12.83, abarcando los departamentos de Ancash y La Libertad; las Provincias de Contumaza, Cajamarca, San Pablo, Celendín, Hualgayoc y Cajabamba del dpto. de Cajamarca y la Provincia de Marañón del dpto. de Huánuco; y el Distrito de Pativilca de la provincia de Chancay del dpto. de Lima.

A continuación damos referencia de algunas líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria:

- Línea de Chimbote-Nepeña 13.2 KV, instalada en postes de madera tratada y con armados similares a los de REA;
- Línea Poroto-Simbal 10 KV, en la provincia de Trujillo dpto. de La Libertad, emplea el sistema trifásico trifilar con neutro aislado, siendo la configuración triangular la más empleada, el conductor es cableado de cobre duro calibre 4 AWG. En cuanto a los postes, se emplearon para estructuras de alineamiento postes de madera de 11m. clase 7 grupo D; y para estructuras de ángulo y anclaje, postes de madera de 11m. clase 6 grupo D. Las crucetas son de madera de 3 1/2" x 4 1/2" x 8', y 3 1/2" x 4 1/2" x 17'.

Los aisladores son de porcelana, para los tipo Pin se emplearon aisladores EEI-Nema clase 55-5 y para los de tipo Suspensión aisladores EEI-Nema clase 52-3.

Los vanos máximos empleados fueron 115 m. (carreteras y avenidas), 157 m. (calles y caminos rurales, y 180 m.(áreas no transitables por vehículos).

Los materiales empleados en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria, podemos resumirlos de la siguiente manera:

a) Postes

- Madera creosotada (Chile), 11m, clase 5 y 7, en buen estado con 20 años de servicio;
- Madera Nacional, 11m clase 5 y 7, en mal estado;
- Concreto Armado Centrifugado de 11m;
- Fierro, 11m, en regular estado, pero no se volverán a usar.

b) Aisladores

- De suspensión 10 KV, de porcelana clase ANSI 52.4, en buen estado con 20 años de servicio;
- Tipo Pin 13.2 KV, de porcelana clase ANSI 56.2, en buen estado con 20 años de servicio.

Cabe resaltar que existe actualmente en buen estado aisladores de porcelana fabricados en Chimbote.

c) Crucetas

- De madera tratada de dimensiones 4" x 4" x 1.30m, para soporte de línea y cortacircuitos en buen estado;
- De concreto armado (Simétrica) de 1.50 y 1.30m, en buen estado.

d) Conductor

- Cobre duro 2/0,3/0 y 1/0 AWG, en zonas sin contaminación, en buen estado;

Cabe recalcar, que HIDRANDINA, tuvo experiencias negativas en Chimbote con postes de madera de selva tratada en autoclave con sales CCA, de la firma Comercial Industrial Maderera S.A. (CIMSA), los cuales a los tres años de instalados presentaban pudrición en la zona de empotramiento. La empresa CIMSA, remitió las siguientes recomendaciones para una mayor duración de dichos postes:

- a) Los postes preservados con sales CCA, dependiendo de la zona de servicio, deben ser sometidos a inspección en un lapso no menor de 5 años ni mayor de 8 años;
- b) En los casos en que la inspección lo amerite, se debe dar un post-tratamiento "in situ" mediante la aplicación de preservantes en pasta y vendajes especiales para este fin;
- c) Para el caso particular de Chimbote, CIMSA recomendaba la colocación de preservante en pasta y vendajes dentro del primer año de instalados los postes, ampliando así el tiempo de inspección entre 8 y 10 años.

Cabe resaltar que el primer PSE ejecutado con el sistema MRT (Sistema Monofásico con Retorno Total por Tierra) se encuentra en Pira (Ancash), está concluido y está en operación. Dicho PSE cuenta con una línea de 20Km. en 20KV, conductor de cobre de 13.3mm², postes de madera tratada en la zona, aisladores de porcelana y vanos promedio de 120m. El sistema emplea sólo dos puestas a tierra, una en la Sub-estación (S.E.) de salida en Huaraz y otra en la S.E. de llegada en Pira.

Se está concluyendo los estudios definitivos de los PSE de Cobriza, Huanta y Ayacucho, que en una primera etapa contemplan la utilización del sistema MRT, con conductores de aluminio y postes de madera tratada en la zona.

3.2.6 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Oeste "ELECTROSUROESTE S.A."

Creada por R.M. No. 086-83-EM/DGE del (05.04.83) y Ley No.24093 (07.02.85), cuya área de influencia es el dpto. de Arequipa.

En esta Empresa Regional, se emplean conductores de aluminio y aluminio con alma de Acero (ACSR) en Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria.

Los niveles de tensión son de 380/220 V, 10KV, 33KV y 138 KV.

Emplean crucetas de madera (importada y nacional) en postes de madera y en postes de concreto.

Los aisladores mayormente usados son para tipo PIN los de clase ANSI 55-5 y los de tipo Suspensión clase 52-3.

Además las frecuencias empleadas son de 50 y 60 hz, tendiendo actualmente el cambio hacia la segunda frecuencia, siendo actualmente empleada esta frecuencia por aproximadamente el 50% de los usuarios.

3.2.7 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Lima "ELECTROLIMA S.A."

Creada por las Resoluciones Ministeriales R.M No. 088-83-EM/DGE del (05.04.85) y R.M.No. 317-83 EM/DGE del (21.12.83), cuya área de responsabilidad es el dpto. de Lima (excluye el distrito de Pativilca de la provincia de Chancay). Incluye dentro de su área de responsabilidad las obras de captación de las aguas de las Lagunas de Marcapomacocha, Antacoto y Sangrar y sus afluentes que son transvasadas a la Vertiente del Pacífico a través del túnel Transandino, ubicadas en el dpto. de Junín.

En la zona anterior de concesión de ELECTROLIMA previa a la ampliación, la Red de Distribución está conformada en su mayor parte por redes subterráneas (aproximadamente un 70%). A fines de 1983 se tenía en servicio las siguientes cantidades de líneas aéreas:

-Conductores de cobre de	13.3	mm2	133.1 Km	19%
-Conductores de cobre de	21.15	mm2	86.2 Km	13%
-Conductores de cobre de	33.63	mm2	36.5 Km	5%
-Conductores de cobre de	42.15	mm2	12.1 Km	2%
-Conductores de cobre de	67.7	mm2	79.1 Km	12%
-Conductores de aluminio de	33.63	mm2	30.8 Km	4%
-Conductores de aluminio de	67.7	mm2	52.3 Km	8%
-Conductores de aluminio de	125.7	mm2	<u>254.4 Km</u>	<u>37%</u>
			684.5 Km	100%

En la nueva zona que se incorporó a ELECTROLIMA, que involucra a las zonas de Huacho, Supe, Huaral y Cañete las

Redes de Distribución en su mayor parte son aéreas (95% aproximadamente).

En las áreas urbanas y suburbanas aledañas a Lima, la red de distribución está constituida por un sistema de 10KV anillado con puntos normalmente abiertos. En las otras zonas las redes son primordialmente del tipo radial y se tiene conocimiento de que la tensión en la ciudad de Canta es de 13.2 KV, y las demás zonas 10 KV.

En la zona de "Villa El Salvador" la tensión de distribución es de $10/\sqrt{3}$ KV en sus alimentadores troncales. El valor de la tensión en los alimentadores troncales es de 10 KV con el neutro corrido y puesto a tierra, las experiencias a la fecha con este sistema no han sido alentadoras y se estima que dicho sistema no será

considerado en ningún otro proyecto.

Existen en ciertos lugares redes antiguas con una tensión de distribución primaria de 2.3 KV, las cuales paulativamente están siendo sustituidas por redes de 10 KV.

En cuanto a postes aparte de los normalizados de concreto armado, existen postes de otros materiales como madera de pino creosotado y de hierro tubulares pintados.

Para los conductores, ELECTROLIMA ha normalizado las secciones de 16, 35 y 70 mm² en conductores de cobre duro cableado según Norma ITINTEC 370.043; y conductores de aluminio según Normas DIN 48201 e IEC 208/1966 de secciones de 70 y 120 mm². Además, ELECTROLIMA, posee experiencia en la utilización de conductores sólidos de 8 mm² en redes de distribución primaria.

A continuación se dan las características de algunas líneas:

- Chilca

En esta zona se han utilizado tanto la disposición en triángulo, como la disposición vertical con ménsulas normalizadas por ELECTROLIMA. La postería y la ménsula son de concreto armado;

- San Bartolo

Existen líneas con postería de concreto armado y postería de madera tratada importada. Siendo una zona de ambiente

bastante corrosivo.

3.2.8 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Tacna y Moquegua "ELECTROSUR S.A."

Creada por Ley No. 24093 del 07.02.85 y cuya area de responsabilidad son los departamentos de Tacna y Moquegua.

Los niveles de tensión empleados en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria son los siguientes:

- | | |
|-------------|----------|
| - Tacna | 10 KV |
| Alrededores | 2.3 KV |
| - Moquegua | 13.2 KV. |

A continuación se dan características, de algunas líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en Tacna y Moquegua:

- Red de Distribución Primaria "César Vallejo" 10 KV del distrito de Ilo, Provincia Ilo, dpto. de Moquegua.

El sistema empleado es trifásico, con neutro aislado, conductor de cobre de sección 13.3 mm². Los postes empleados son de concreto armado, empleándose para estructuras de anclaje postes de 11 m/300 Kg. Se emplearon crucetas de concreto armado de 1.20 m de longitud, y crucetas de fierro.

Los aisladores tipo PIN son de la clase 55-5, y los tipo

suspensión son antineblina y clase 52-3.

La distribución de los conductores es triangular en casi toda la línea.

3.2.9 Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio "E.R.S.A."

Creada por las Resoluciones Ministeriales R.M. No. 087-83-EM/DGE del 05.04.83 y R.M. No. 315-83-EM/DGE del 21.12.83, cuya área de responsabilidad abarca el dpto. de Ica y las provincias de Castrovirreyna del dpto. de Huancavelica, y Lucanas y Parinacochas del dpto. de Ayacucho.

Cabe mencionar que los armados empleados por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio, son bastante similares a los normalizados por el Comité de Normalización de ELECTROPERU.

3.3 Evaluación de los armados empleados por la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A.

ELECTROPERU S.A. a través de la Sub-Gerencia de Electrificación Rural es la encargada del planeamiento y ejecución a nivel nacional de los sistemas eléctricos en localidades rurales. En el Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, se ha previsto la implementación de alrededor de 130 Pequeños Sistemas Eléctricos (P.S.E.); de los cuales el 70% se ejecutará con sistemas convencionales y el 30% utilizando el sistema monofásico

con retorno total por tierra (M.R.T.).

Se define como Pequeño Sistema Eléctrico al conjunto de centros poblados unidos eléctricamente por líneas de transmisión, que por lo general toman energía en un punto único de alimentación.

El Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, generador del Programa de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, tiene como principal objetivo, racionalizar la aplicación de los escasos recursos disponibles, para extender progresivamente a nivel nacional, la prestación del servicio público de electricidad, asignándole mayor prioridad a la zona del Trapecio Andino y las microregiones priorizadas por el Gobierno.

Es en este sentido que la Sub-Gerencia de Electrificación ha desarrollado Estudios y Obras de Expansión de la Frontera Eléctrica para localidades que actualmente se encuentran dentro del área de responsabilidad de las Empresas Regionales.

Dentro de los lineamientos de la Política del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica, está el de reforzar y ampliar las acciones de normalización tendiendo a un mayor aprovechamiento de las ventajas de la normalización de materiales, equipos eléctricos y diseños con el objeto de abaratar los costos y agilizar los estudios y ejecución de obras de Proyectos de Electrificación Rural para Pequeños Centros Poblados y Areas Rurales propiamente dichos. En concordancia con ésto, el servicio de Normalización y Diseño de la Sub-Gerencia de Electrificación Rural de ELECTROPERU

S.A., ha elaborado Armados que viene empleando.

3.4 Resumen de las características de los Armados empleados en Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural.

A continuación haremos un resumen de las características de los armados más empleados en Electrificación Rural, que puedan servir de base para el presente estudio.

Las características que analizaremos serán:

- a) Sistemas y Niveles de Tensión;
- b) Conductor;
- c) Postes y Crucetas;
- d) Aisladores y ;
- e) Disposición de Conductores.

a) Sistemas y Niveles de Tensión

En resumen los sistemas eléctricos que emplean las Empresas Regionales, en zonas urbanas son del tipo trifásico con neutro aislado en 10 KV y en menor proporción existen sistemas eléctricos en 13.2 KV.

Además debemos indicar que los Sistemas de Distribución de 22.9/13.2 KV y 13.2/7.62 KV son actualmente sistemas normalizados para emplear en zonas rurales.

b) Conductor

Los conductores empleados son:

- Conductor cableado desnudo de cobre duro y semiduro de calibres 4, 6, 8, 1/0, 2/0, 3/0 AWG y 70 mm²;
- Conductor cableado desnudo de aleación de aluminio, de calibres No. 2, 2/0 AWG; y áreas de 250 MCM, 70 mm² y 120 mm²;
Conductor sólido desnudo de cobre, empleado por algunas Empresas Regionales, con sección de 8 AWG;
- Conductor de aluminio con alma de acero (ACSR), empleado en algunos proyectos pero su uso va disminuyendo.

c) Postes y Crucetas

Los postes empleados son de madera tratada, concreto armado centrífugado y en pequeña cantidad postes de fierro.

Las longitudes de postes empleados son mayormente:

- Postes de madera 9, 11, 12 y 13 metros,
- Postes de concreto 12, 13, 15 metros.

Las crucetas empleadas son de madera, concreto armado vibrado y en menor escala de fierro.

d) Aisladores

Los aisladores más empleados son los de porcelana y en menor cantidad los de vidrio.

La selección de aisladores se realiza básicamente con las Normas ANSI, tanto para los tipo PIN como los de tipo Suspensión

Las clases empleadas son:

- Tipo PIN, clases 55-4, 55-5, entre otros;
- Tipo Suspensión, clases 52-3, 52-4, 56-2, entre otros.

e) Disposición de Conductores

Las disposiciones empleadas son básicamente:

- Vertical dentro de las ciudades y;
- Triangular en líneas y Redes Primarias fuera de las ciudades.

CRITERIOS TECNICO-ECONOMICOS PARA SELECCION DE
ARMADOS EN EL AMBITO RURAL

4.1 Generalidades

En el sub-capítulo 4.2 se darán las características de los armados, conductores, postes, crucetas, y sistemas de distribución que servirán de base para el presente Estudio. Además se dan las consideraciones para la evaluación técnica y económica

En el sub-capítulo 4.3, se realiza la evaluación técnica de los armados, concluyendo en cuadros resumen para los factores de caída de tensión, vanos máximos que pueden emplearse para los diferentes armados, parámetros para trazar las curvas de flechas máximas y la plantilla de distribución de apoyos, y los esfuerzos y flechas para calcular las tablas de templado correspondientes. Además explica el uso de las microcomputadoras en los cálculos de la presente Tesis, detallándose los "programas" elaborados para poder realizar los cálculos respectivos, a fin de que esta información pueda ser empleada por otros profesionales que lo requieran

En el sub-capítulo 4.4 se realiza la evaluación económica correspondiente.

Finalmente en el sub-capítulo 4.5, se dan conclusiones resultantes de la evaluación técnica y económica realizada.

4.2 Características Principales de las Líneas de Sub-Transmisión (L.S.) y Redes de Distribución Primaria (R.D.P.) empleadas para la Normalización de Armados y Consideraciones para la Evaluación Técnica y Económica

4.2.1 Características Principales de las L.S. y R.D.P. empleadas para la Normalización de Armados

Para la normalización de armados en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en electrificación rural, seleccionamos de la Norma C.N.-N.O.-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria", aquellos cuyo uso esté generalizado en las E.R.S.P.E. y la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A., debido a que la mayor cantidad de recursos económicos y humanos son utilizados en el diseño y construcción de líneas y redes que emplean dichos armados, logrando así maximizar su empleo y los beneficios de la normalización.

Para la selección también tuvimos en consideración las experiencias de las E.R.S.P.E., de ELECTROPERU, y de los

fabricantes de materiales y equipos, realizándose una evaluación técnico-económica del empleo de dichos armados en el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en el ámbito rural.

A continuación se analizan las características principales de las L.S. y R.D.P. que servirán de base para realizar la evaluación técnica y económica.

a) Armados

En el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria en electrificación rural, básicamente se emplean postes o estructuras de alineamiento, ángulo, anclaje y estructuras terminales o extremos de línea.

Las disposiciones empleadas son:

- Disposición vertical, para zonas urbanas; y
- Disposición triangular para zonas no urbanas.

Por lo anteriormente indicado, para nuestro estudio empleamos los siguientes armados correspondientes a la Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria" (Anexo A):

- Armado de Anclaje, T6;
- Armado de Extremo de Línea, TH5;
- Armado de Extremo de Línea, TV5;

- Armado de 30 a 60 , T3;
- Armado de 5 a 30 , T2;
- Armado de 0 a 5 , T1.

Además analizaremos los Armados M1 y M2 para Sistemas Monofásicos Bifilares y Sistemas Monofásicos con Retorno por Tierra (M.R.T.) en cuanto dichos Armados pueden ser empleados en una primera etapa de implementación de los sistemas trifásicos 22.9/13.2 KV y 13.2/7.62 KV, y convertirse en Armados T1 y T2 respectivamente.

b) Sistemas Eléctricos y Niveles de Tensión

La mayoría de las Empresas Regionales emplean en la actualidad, básicamente el sistema trifásico con neutro aislado en sus líneas y redes.

Pero por medio de la Norma DGE-009-T3-1987, se encuentran normalizados las tensiones emplear para electrificación rural y son: 13.2/7.62 KV y 22.9/13.2 KV, por las múltiples ventajas que posee (Ver Referencia Bibliográfica No.6).

Entonces nuestro análisis abarcará los armados empleados con sistemas trifásicos con neutro corrido, con tensiones de 13.2/7.62 KV y 22.9/13.2 KV, por ser tensiones normalizadas para estas zonas, y además el sistema con neutro aislado de 10 KV por ser muchas veces empleado

c) Postes y Crucetas

Los armados empleados y la Norma con que concluye la presente Tesis pueden ser empleados con postes de madera, de concreto armado o metálicos. Pero se recomienda el empleo de postes de madera, teniendo en consideración que el Perú es un país forestal, estando el 70% de su territorio conformado por bosques y plantaciones, y contando con cerca a 2,500 especies forestales aptas para ser utilizadas como maderas y sus derivados. En nuestro país existen numerosas especies que son aptas para ser utilizadas como postes de madera, siendo la más empleada el Eucaliptus Globulus Labill.

La Universidad Nacional Agraria, desde hace 20 años está realizando estudios de madera, investigando mas de 100 especies de la selva. Y desde 1984 mediante el Proyecto Binacional de Maderas Perú-Brasil, se han realizado estudios de 300 especies de las cuales aproximadamente 15 son utilizables como madera. Serían necesarios estudios de investigación aplicada para determinar las especies aptas para postes.

Para los postes de madera, las crucetas empleadas serán de madera y las diagonales serán de fierro galvanizado. Las características técnicas de los postes, y crucetas serán tomadas de la Norma DGE-015-PD-1 "Norma de Postes, Crucetas y Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución".

Los esfuerzos máximos a considerarse en los conductores según su altitud de instalación y que servirán de base para calcular las cargas que actúan sobre los postes son:

- De 0 a 2000 m.s.n.m, sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga del viento (ver fig. No. 2), a una temperatura mínima de 5 C;
- De 2001 a 3000 m.n.s.m, sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga del viento (ver fig.2 C.N.E.) a una temperatura mínima de -10 C;
- Mayor de 3,000 m.s.n.m. sometidos a la acción de su peso propio, sobrecarga de viento, sobrecarga de hielo (si se comprueba su existencia) a una temperatura mínima de -15 C.

Las flechas máximas de los conductores sera considerándolos sometidos a la acción de su propio peso, tomando como temperatura máxima previsible de 40 C, y para las condiciones normales, emplearemos como temperaturas promedios 10, 20 y 30 C.

d) Conductores

La Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria" nos indica que se emplearán conductores desnudos de cobre duro o aleación de

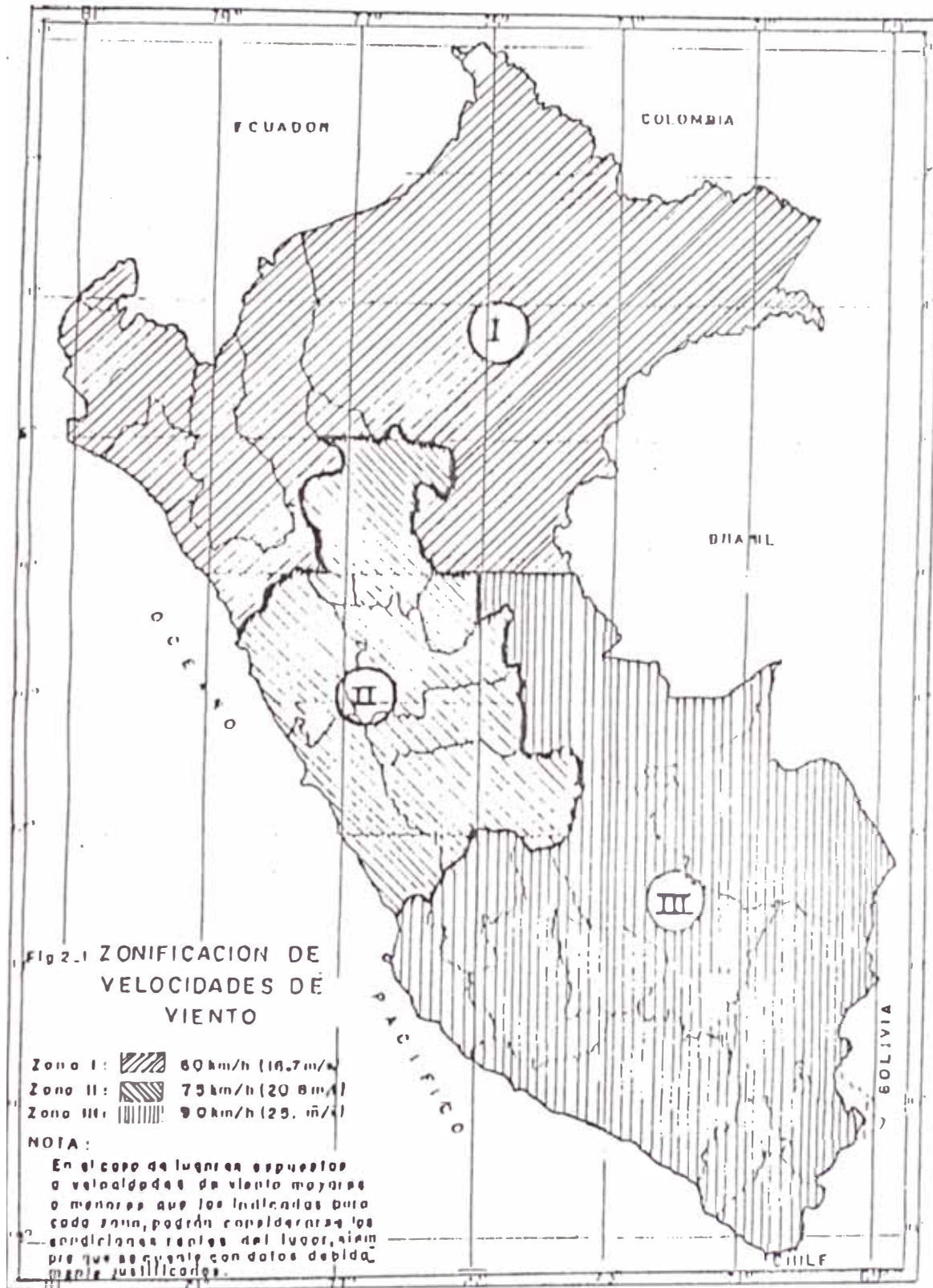


Fig No 2

aluminio, y en casos especiales conductores tipo ACSR.

De consultas realizadas a fabricantes se puede indicar:

- El conductor de cobre de temple semiduro es mas costoso que el de temple duro - aproximadamente en un 25% - porque requiere mayores procesos para su fabricación; además presenta la desventaja de tener menor resistencia a la rotura y la constancia de sus características es difícil de alcanzar. Se recomendó utilizar el conductor de temple duro.

- La fabricación de conductores de aleación de aluminio, tiene como factores limitantes, que el Perú no produce aluminio y que la limpieza de la maquinaria para el procesamiento del alambión de aleación de aluminio requiere de varios días lo cual implica dejar de producir conductores de cobre. Esta paralización se justificaría solamente para la fabricación de pedidos significativos.

- Compran el cobre a precio de Londres y al cambio del día, lo cual influye en el costo de sus productos. Ceper sugirió como alternativa para reducir costos, que ELECTROPERU S.A. compre directamente a CENTROMIN PERU la materia prima, consolidando los requerimientos de las Empresas Regionales, y entregue la materia prima al fabricante para su procesamiento lo cual implicaría un gasto solamente por el servicio.

Además desde el punto de vista de corrosión marina, podemos indicar:

- Conductor tipo ACSR, no es recomendable en zonas costeras;
- Conductor de aleación de aluminio, no es recomendable en zonas costeras en una franja de hasta 5 Km del mar. A partir de 5 Km se puede utilizar pero engrasado,

De lo analizado anteriormente en cuanto a la fabricación de conductores de Cobre y Aluminio, a la corrosión marina y teniendo en cuenta que en L.S. y R.D.P. en zonas rurales, básicamente se emplean conductores de cobre, en este Estudio emplearemos conductores desnudos de Cobre Duro.

De consultas realizadas al Comité de Normalización de ELECTROPERU, se analizarán las siguientes secciones milimétricas de conductores desnudos de cobre duro:

- 10, 16, 25, 35, 50 y 70 mm².

Las características técnicas de los conductores, a emplear serán las indicadas en la Norma DGE 019-CA-2/1983 "Norma de Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea", y en el C.N.E. Tomo IV.

Cualquier otra característica de los armados a analizar serán basados en la Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones

Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria".

4.2.2 Consideraciones para la Evaluación Técnica

En este sub-capítulo, escogeremos los parámetros, datos y rangos, que emplearemos para el presente estudio teniendo en consideración que se emplearán aquellos datos, que den al presente trabajo un uso genérico, efectivo y útil.

Los datos, parámetros y demás información, ha sido tomada básicamente de las referencias de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, del Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. y de los fabricantes nacionales.

Las referencias bibliográficas básicas que se han tomado han sido:

- Código Nacional de Electricidad Tomo IV, Sistemas de Distribución 1,978;
- Norma DGE 015-PO-1 "Norma de Postes, Crucetas, Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución";
Norma DGE 019-CA-2/1983 "Norma de Conductores Eléctricos de Redes de Distribución Aérea";
- CN/SE-152-85 "Criterios para el Diseño de Armados de Construcción".

a) Cálculo de Parámetros Eléctricos

Calculamos los Factores de Caída de Tensión (FCT) teniendo las siguientes variables:

- Sistema de Distribución

. Sistema Trifásico con Neutro Corrido

22.9/13.2 KV, y 13.2/7.62 KV.

. Sistema con Neutro Aislado

10 KV.

. Sistema Monofásico Bifilar

13.2 KV y 7.62 KV.

. Sistema Monofásico con Retorno por Tierra (MRT)

13.2 KV y 7.62 KV.

- Temperatura ambiente (Tan): 20 C;
- Temperaturas de Operación (t): 25, 30, 35 y 40 C;
- Secciones de conductor (S): 10, 16, 25, 35, 50, y 70 mm²; y
- Armados Normalizados : T1, T2, T3, TH5, TV5, T6, M1 y M2.

b) Cálculo Mecánico de los Conductores

Para el cálculo mecánico de conductores partiendo desde la flecha máxima determinamos el vano máximo (D.M.)

respectivo, empleando tres criterios básicos:

- Distancia mínima permisible entre conductores;
- Distancia mínima permisible entre conductor-terreno; y
- Esfuerzo máximo permisible de los conductores.

Además elaboramos cuadros resúmenes que nos permiten determinar la Plantilla de Distribución de Apoyos y las Tablas de Templado correspondientes.

4.2.3 Consideraciones para la Evaluación Económica

Para la evaluación económica cuantificamos la inversión en estudios y costo directo a realizar por la Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, en el período 1,988-1,990 para el diseño y construcción de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria, confirmando la importancia económica que trae la normalización en este campo.

Los datos analizados serán los correspondientes al Plan de Inversiones del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica de ELECTROPERU S.A.

4.3 Evaluación Técnica de los Armados para su empleo en el Diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural.

Para la evaluación técnica realizamos conjuntamente los cálculos para los sistemas trifásicos con neutro corrido, sistemas trifásicos con neutro aislado, sistemas monofásicos bifilares y

sistemas monofásicos con retorno por tierra.

Empleamos los Armados seleccionados de la Norma C.N.-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria", y los datos definidos en los capítulos anteriores.

4.3.1 Cálculo Eléctrico de los conductores.

a) Cálculo de los Parámetros Eléctricos.

Empleamos los Armados del sub-capítulo 4.2.1 (Ver Anexo A) y los datos necesarios se encuentran en el Cuadro No.1

- Reactancia Inductiva

$$X_{l30} = 2 \times \pi \times f \times \left[2 \times 10^{-4} \times \ln \left(\frac{DMG}{D_s} \right) \right]$$

$$DMG = \sqrt[3]{D \times D \times L}$$

Para Líneas Monofásicas Bifilares (Armados M1 y M2):

$$DMG = D$$

Para Líneas Monofásicas con Retorno por Tierra (MRT):

$$DMG = 658.7 \times \sqrt{S/f}$$

$$D_s = K_s \times \sqrt{S}$$

CUADRO No 1

=====

DATOS GENERALES PARA EL CALCULO DE LOS
PARAMETROS ELECTRICOS

DESCRIPCION	SIMBOLO	UNIDAD	CANTIDAD
Coefficiente de Dilatación Térmica		1/°C	0.00382
Frecuencia	f	Hertz	60
Temperatura Máxima de Operación del Conductor	Tcn	°C	75
Temperatura Ambiente Nominal	Tan	°C	30
Temperatura Ambiente	Tamb	°C	25, 30, 35 y 45
Factor de Potencia	Cos ϕ		0.9
Tensión de Línea del Sistema:			
- 13.2/7.62 KV	U	KV	13.20
- 22.9/13.2 KV	U	KV	22.90
-10 KV	U	KV	10.00
Distancia Mínima entre Conductores:			
-Armados T1 y T2	D	m	1.19
-Armados T3, T4 y TV5	D	m	1.20
-Armados TH5	D	m	1.07
-Armados T6	D	m	1.11
-Armados M1 y M2	D	m	1.30
Distancia máxima entre Conductores:			
-Armados T1 y T2	L	m	2.20
-Armados T3, T4 y TV5	L	m	2.40
-Armados TH5 y T6	L	m	2.10

donde:

- S : Sección nominal del conductor (mm²).
- D : Distancia Mínima entre conductores (m).
- L : Distancia Máxima entre conductores (m).
- Ds : Diámetro equivalente del conductor (m).
- DMG : Diámetro Medio Geométrico trifásico (m).
- ρ : Resistividad del terreno (Ω -m).
- f : Frecuencia (hertz).
- XI : Reactancia Inductiva (Ω /Km.).
- Ks : 0.4875 para conductor de 19 hilos, y 0.4642 para conductor de 7 hilos.

- Resistencia Unitaria

$$R_t = R_{20} C \times (1 + \alpha \times (t - 20^\circ\text{C}))$$

Y para Líneas Monofásicas con Retorno por Tierra:

$$R_e = R_t + \pi^2 \times f \times 10$$

donde:

- α : Coeficiente de dilatación térmica (1/ °C);
- t : Temperatura de operación (°C);
- R_{20 °C} : Resistencia a 20 C en c.c. (Ω);
- R_t : Resistencia del conductor a la temperatura de operación (Ω /Km).
- R_e : Resistencia equivalente para Líneas MRT (Ω /Km).

Para el cálculo de la Temperatura de Operación (t):

$$\Delta t = \left[\frac{I}{I_{cn}} \right]^2 \times (T_{cn} - T_{an})$$

$$t = T_{amb.} + \Delta t.$$

donde:

I : Corriente que transporta el conductor (amp);

I_{cn} : Capacidad de corriente en condiciones Nominales (amp);

T_{cn} : Temperatura máxima de operación del conductor (°C);

T_{amb} : Temperatura Ambiente Máxima Promedio (°C);

T_{an} : Temperatura Ambiente Nominal (°C).

De las Normas D.G.E. 019-CA2/1983 (Pág. 9) tenemos lo siguiente:

T_{cn} = 75°C.

T_{an} = 30°C.

Para la Temperatura (T_{amb}) según la altitud sobre el nivel del mar tendremos:

Tamb (°C)	Altitud
35	0-1,000
30	1,001-2,000
25	2,001-3,000
20	3,001-4,000
15	>4 000

Capacidad de corriente de conductores de cobre desnudo según Tabla V Norma DGE 019 (Pág. 9):

Sección Nominal (mm ²)	I _{cn} Capacidad de Corriente (Amperios)
10	101
16	137
25	187
35	231
50	292
70	361

Calcularemos empleando temperaturas de operación de 25, 30, 35 y 40 °C.

- Factor de Caída de Tensión (FCT)

$$FCT = \frac{(R_t \times \cos \phi + X_l \times \sin \phi)}{10 \times U^2 \times \cos \phi}$$

Para Líneas Monofásicas Bifilares:

$$FCT = \frac{(R_t \times \cos \phi + X_l \times \sin \phi)}{5 \times U^2 \times \cos \phi}$$

Para Líneas Monofásicas con Retorno por Tierra:

$$FCT = \frac{(R_e \times \text{Cos } \phi + X_l \times \text{Sen } \phi)}{10 \times U^2 \times \text{Cos } \phi}$$

donde:

$\text{Cos } \phi$: Factor de potencia de la carga.

U : Tensión de línea (KV).

- Caída de Tensión Porcentual ($\Delta V\%$)

$$\Delta V\% = \sum P \times L \times FCT$$

donde:

$\sum P$: Potencia de la carga (KW).

L : Longitud de la línea (Km.).

$\Delta V\%$: Caída de Tensión porcentual (máximo 6% para zonas rurales).

Los resultados se encuentran en los Cuadros No. 2 ,2B, 2C, 2D, 3, 3B , y el resumen de los Factores de Caída de Tensión se encuentran en los Cuadros No. 4 y 5.

4.3.2 Cálculo Mecánico de los conductores

Optimizando nuestro diseño determinaremos cual es el vano máximo (DM) al que podríamos llegar con cada armado, empleando 3 criterios básicos:

- Distancia mínima entre conductores;
- Distancia mínima permisible conductor-terreno;
- Esfuerzos máximos permisibles por los conductores.

Cabe recalcar que los Armados M1 y M2, empleados en líneas monofásicas con retorno por tierra y líneas bifilares, pueden ser empleados en una primera etapa de implementación de sistemas trifásicos. Y en una etapa final pueden convertirse en Armados T1 y T2, adicionando crucetas y otros accesorios.

Además para los Armados M1 y M2 bifilares, son válidos todos los cálculos mecánicos correspondientes a los Armados T1 y T2, realizados en la presente Tesis.

a) Hipótesis de Cálculo

- Hipótesis I

Condición de Tiro Máximo

Temperatura Ambiente : 5 °C de 0 a 2000 m.s.n.m.

-10 °C de 2001 a 3000 m.s.n.m

-15 °C mayor de 3,000 m.s.n.m.

Sin costra de hielo y con costra de hielo de 2 mm de espesor.

Velocidad del Viento : 60, 75, y 90 Km/hr.

- Hipótesis II

Condición de Templado o condiciones normales

Temperatura Ambiente Promedio: 10, 20 y 30 C.

Sin Viento

- Hipótesis III

Condición de flecha máxima.

Temperatura de operación máxima previsible : 40°C (*).

Sin Viento.

b) Determinación de la Flecha Máxima

Para los armados partiremos desde la flecha máxima y así poder explotar al máximo el uso de dichos armados. Según el C.N.E, para la separación entre conductores tenemos:

i) La separación mínima en los postes y en cualquier punto del vano deberá ser:

- Para tensiones inferiores o igual a 11,000V :

0.40m.

- Para tensiones superiores a 11,000 V :

$0.40 + 0.01 \text{ m/KV}$ en exceso de 11 KV

ii) La separación mínima en metros a la mitad del vano debe ser el valor dado por las siguientes fórmulas.

Si los requerimientos señalados en (i) proporcionan una separación mayor, éstas serán aplicadas:

- Para conductores menores de 35 mm² :

Nota: (*)

Por ser zona rural se ha considerado que la Temperatura máxima de operación no supera lo mínimo exigido por el CNE que es de 40 °C.

$$0.0076 \times U + 0.65 \times \sqrt{f_{\text{máx}} - 0.60.}$$

- Para conductores de 35 mm² ó mayores.

$$0.0076 \times U + 0.37 \times \sqrt{f_{\text{máx}}.}$$

Donde $f_{\text{máx}}$ es la flecha máxima en metros, sin viento y U es la tensión de la línea en KV.

Entonces para conductores de secciones menores de 35 mm²:

$$f_{\text{máx}} = \left[\frac{D - 0.0076 \times U}{0.65} \right]^2 + 0.60 \quad \dots(1)$$

Para conductores de secciones de 35 mm² ó mayores.

$$f_{\text{máx}} = \left[\frac{D - 0.0076 \times U}{0.37} \right]^2 \quad \dots(2)$$

Aplicando estas prescripciones del C.N.E. a nuestros armados hallaremos las flechas máximas respectivas que nos permite para cada armado el C.N.E., por distancia mínima permisible entre conductores (Cuadro No.6). Además tenemos que comprobar si estas flechas máximas pueden ser empleadas con postes de longitudes razonables. Para realizar dicha comprobación, emplearemos la Figura No 3.

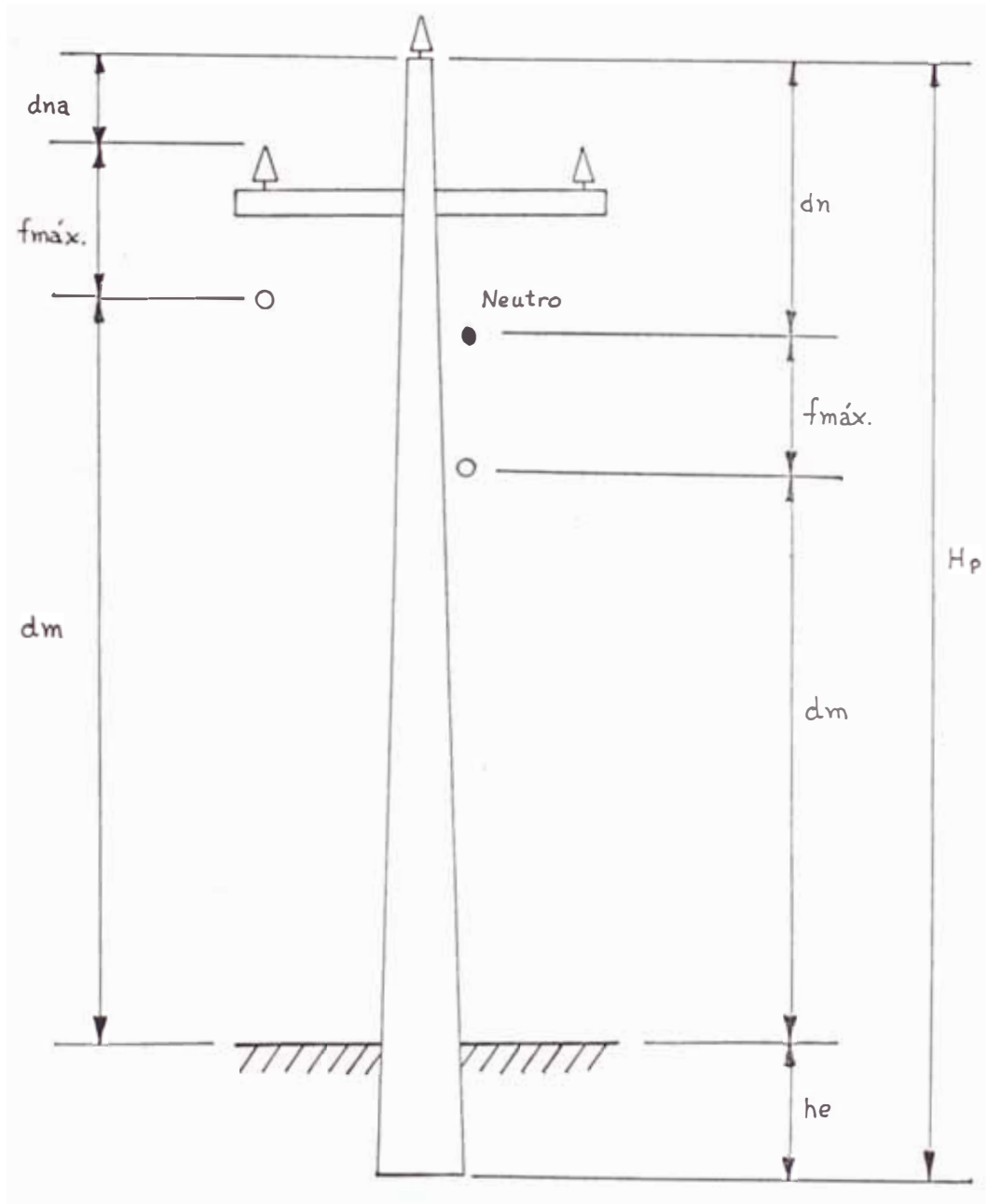


Fig No 3

Para terreno normal:

$$h_e = H_p / 10 + 0.6$$

donde:

- H_p :Longitud del poste (m)
- $f_{m\acute{a}x}$:Flecha máxima (m)
- d_m :Distancia Mínima sobre la superficie del terreno (m)
- d_n :Distancia de la punta del poste al conductor neutro (m)
- d_{na} :Distancia de la punta del poste al conductor activo más bajo (m)
- h_e :Profundidad de empotramiento (m)

Emplearemos en nuestro análisis postes de longitudes de 11, 12, y 13 metros, como vimos anteriormente.

La distancia mínima (d_m) sobre la superficie del terreno que seleccionaremos segun la Tabla 2-XX del CNE Tomo IV es la correspondiente a "Areas No Transitables por Vehículos", pues este tipo de zonas será la que recorran básicamente las líneas y redes materia del presente Estudio:

TABLA 2-XX

TENSION KV	DISPOSICION	AREAS NO TRANSITABLES POR VEHICULOS
1 A 15	Al cruce	4.5
	A lo largo	4.5
15 A 30	Al cruce	5.0
	A lo largo	5.0

Referencia: Tomo IV Código Nacional de Electricidad

Del cuadro anterior seleccionaremos las siguientes distancias **mínimas** sobre la superficie del terreno (dm):

SISTEMAS DE DISTRIBUCION	DISTANCIA MINIMA SOBRE LA SUPERFICIE DEL TERRENO (dm)
13.2/7.62 KV	4.5
10 KV	
22.9/13.2 KV	5.0

Para los sistemas 22.9/13.2 KV la distancia de la punta del poste al conductor neutro "dn" (Ver anexo A) será:

ARMADO	dn (m)
T1 y T2	1.050
T3, T4 y TV5	3.825
TH5 y T6	1.350

Y para el sistema aislado de 10 KV, tendremos que la distancia de la punta del poste al conductor mas bajo "dna" (metros) es:

ARMADO	dna (m)
T1 y T2	0.250
T3, T4 y TV5	2.625
TH5	0.300
T6	0.450

Nota: Para los Armados T1 Y T2 la distancia de la punta del poste (o de la base de la cruceta) al conductor se ha considerado de 0.20 m de acuerdo al CNE.

De lo anterior y de la figura No 3 para sistemas con neutro corrido tendremos:

$$H = d_n + f_{\text{máx}} + d_m + h_e$$

$$H = d_n + f_{\text{máx}} + d_m + H/10 + 0.6$$

$$f_{\text{máx}} = 9/10 \times H - d_n - d_m - 0.6$$

Y para sistemas aislados:

$$H = d_{na} + f_{\text{máx}} + d_m + h_e$$

$$H = d_{na} + f_{\text{máx}} + d_m + H/10 + 0.6$$

$$f_{\text{máx}} = 9/10 \times H - d_{na} - d_m - 0.6$$

Los resultados se encuentran en el Cuadro No 7, para las longitudes de postes de 11, 12, y 13 metros.

Luego considerando las restricciones que nos da la distancia entre conductores (Cuadro No 6) y la distancia mínima del conductor al terreno (Cuadro No. 7), se halla las flechas máximas permisibles que servirán para continuar con nuestros cálculos (Cuadro No. 8).

CUADRO No 6
=====

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION SEGUN DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES (metros)

TIPO DE ARMADO	D m	S mm ²	SISTEMAS DE DISTRIBUCION (KV)		10
			22.9/13.2	13.2/7.62 13.2	
T1 Y T2	1.19	10 , 16 , 25 35 , 50 , 70	3.04 7.54	3.41 8.67	3.54 9.06
T3, T4 Y TV5	1.20	10 , 16 , 25 35 , 50 , 70	3.09 7.69	3.46 8.83	3.59 9.23
TH5	1.07	10 , 16 , 25 35 , 50 , 70	2.50 5.86	2.83 6.87	2.94 7.22
T6	1.11	10 , 16 , 25 35 , 50 , 70	2.67 6.40	3.01 7.45	3.13 7.81

CUADRO No 7

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION POR LA LONGITUD DE POSTES (metros)

SISTEMAS DE DISTRIBUCION	LONGITUD DE POSTES m	TIPO DE ARMADOS				
		T1 Y T2	T3, T4 Y TV5	TH5	T6	
22.9/13.2 KV	11	3.25	0.48	2.95	2.95	
	12	4.15	1.38	3.85	3.85	
	13	5.05	2.28	4.75	4.75	
13.2/7.62 KV	11	3.75	0.98	3.45	3.45	
	12	4.65	1.88	4.35	4.35	
	13	5.55	2.78	5.25	5.25	
10 KV	11	4.55	2.18	4.50	4.35	
	12	5.45	3.08	5.40	5.25	
	13	6.35	3.98	6.30	6.15	

CUADRO No 8

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION (metros)

TIPO DE ARMADO	S mm ²	SISTEMAS DE DISTRIBUCION (KV)			
		22.9/13.2	13.2/7.62	10	
T1 Y T2	10 ,16 ,25	(11) (*) 3.04	(11) 3.41	(11) 3.54	
	35 ,50 ,70	(13) (**) 5.05	(13) 5.55	(13) 6.35	
T3, T4 Y TV5	10 ,16 ,25	(13) 2.28	(13) 2.78	(13) 3.59	
	35 ,50 ,70	(13) 2.28	(13) 2.78	(13) 3.98	
TH5	10 ,16 ,25	(11) 2.50	(11) 2.83	(11) 2.94	
	35 ,50 ,70	(13) 4.75	(13) 5.25	(13) 6.30	
T6	10 ,16 ,25	(11) 2.67	(11) 2.67	(11) 3.13	
	35 ,50 ,70	(13) 4.75	(13) 5.25	(13) 6.15	

NOTA:

LOS VALORES ENTRE PARENTESIS CORRESPONDEN A LA "LONGITUD DE POSTE" QUE DEBEN EMPLEARSE CON ESTAS FLECHAS MAXIMAS. CUALQUIER VARIACION DE ESTA LONGITUD, IMPLICARA UN CAMBIO DEL VALOR DE FLECHA MAXIMA.

MODO DE USO:

(*) En este caso la restricción la impone el Armado (Distancia entre conductores), de nada vale utilizar poste de mayor altitud que once metros ya que la flecha no, podra superar 3.04 metros.

(**) En este caso la restricción la impone la altura del poste. Se puede utilizar postes de 12 metros y f máxima 4.15 metros, y tambien 13 metros y flecha máxima de 5.05 metros. Se opta por el poste de mayor altitud para ganar en longitud de vano.

c) Determinación del Vano Máximo

Tratando de optimizar nuestro diseño determinaremos cuales son los vanos máximos a los que podríamos llegar a fin de no sobrepasar los valores de flechas máximas halladas anteriormente, y los coeficientes de seguridad para los esfuerzos que pueden soportar los conductores.

Para ello de la Hipótesis de Templado (Hip II) pasamos a la Hipótesis de la Flecha Máxima (Hip III), mediante la Ecuación de Cambio de Estado (E.C.E.) para vanos desnivelados.

- Cálculo del Esfuerzo en la Hip I (Máximo Esfuerzo)

$$\sigma_o = \frac{\sigma_R}{C_s} \quad \dots(3)$$

donde:

σ_R : Esfuerzo de rotura mínimo del conductor
Kg/mm²

C_s : Coeficiente de seguridad p.u.

σ_o : Esfuerzo máximo en la Hip. I Kg/mm².

- Cálculo del Esfuerzo en la Hip II

El esfuerzo de Templado (Tensión de cada día TCD) que vamos a seleccionar se debe encontrar en el rango de 10 - 30% del esfuerzo mínimo de rotura del

conductor ($\sigma_R = 42 \text{ Kg/mm}^2$).

$$10\% \sigma_R \leq \sigma_o \leq 30\% \sigma_R$$

$$5.0 \leq \sigma_o \leq 12.6 \text{ Kg/mm}^2$$

- Cálculo del Esfuerzo en la Hip III

$$\sigma_o = \frac{W_r \times DM^2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \quad \dots(4)$$

donde:

σ_o : Esfuerzo en la Hip. III (Kg/mm²).

W_{rh} : Peso resultante en la Hip. III considerando costra de hielo (Kg/mm²).

DM : Vano máximo (m).

$f_{\text{máx}}$: Flecha Máxima (m).

S : Sección del conductor (mm²).

- Peso resultante del conductor (Fig. 4).

$$W_{rh} = \sqrt{W_{vh}^2 + W_{ch}^2} \quad \dots(5)$$

$$W_{vh} = K \times V^2 \times (d + 2 \times i) \times 10 \quad \dots(6)$$

$$W_{ch} = 0.0029 \times (i^2 + i \times d) \quad \dots(7)$$

donde:

d : Diámetro exterior del conductor (mm).

- i : Costra de hielo (mm).
- V : Velocidad del Viento (Km/hr).
- K : Coeficiente para superficies cilíndricas
0.0042.
- W_{vh} : Fuerza unitaria debido a la acción del viento considerando costra de hielo (Kg/m)
- W_{ch} : Peso unitario del conductor considerando costra de hielo (Kg/m).
- W_{rh} : Peso unitario resultante con costra de hielo (Kg/m).
- W_c : Peso unitario del conductor (Kg/m).
- W_h : Peso unitario por costra de hielo (Kg/m).

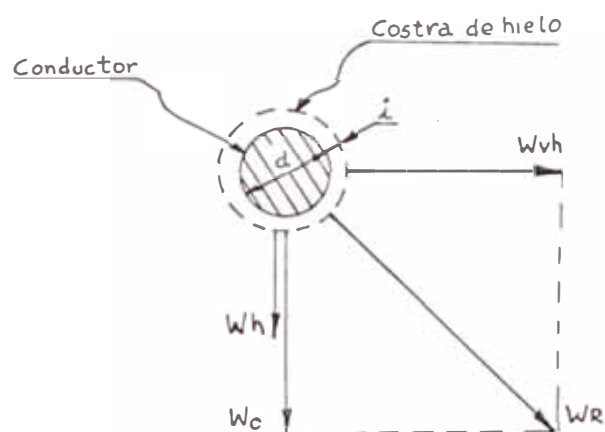


Figura No 4

En el Cuadro No. 9 tenemos las características de los conductores

CUADRO No 9

=====

CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES

CARACTERISTICA	SIMBOLO	UNIDAD	VALOR
Material	Cu		Cobre
Tipo			Desnudo
Temple			Duro
Número de Hilos			7,19
Módulo de Elasticidad	E	Kg/mm ²	12,650
Esfuerzo Mínimo de Rotura	σ_r	Kg/mm ²	42.00
Coefficiente Mínimo de Seguridad	C.S.		2.50
Conductor de 10 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	4.05
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.09
Conductor de 16 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	5.10
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.14
Conductor de 25 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	6.45
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.23
Conductor de 35 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	7.56
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.31
Conductor de 50 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	9.06
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.45
Conductor de 70 mm ² :			
- Diámetro Exterior	d	mm	10.75
- Peso Unitario del Conductor	wc	Kg/m	0.62

- Hallar los posibles Vanos Máximos.

Utilizando la Ecuación de Cambio de Estado (ECE) entre la Hip. II (Condición 1) y la Hip. III (Condición 2) hallaremos los posibles vanos máximos.

$$\sigma_{o2}^2 \left[\sigma_{o2} + \alpha \times E \times \cos \psi \times (t_2 - t_1) + \frac{W r_1^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi - \sigma_{o1}}{24 \times S^2 \times \sigma_{o1}} \right]$$

$$= \frac{W r_2^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2} \quad \dots(8)$$

donde:

σ_{o1} : Esfuerzo admisible en la Hipótesis de referencia Hip. II (Kg/mm²).

σ_{o2} : Esfuerzo admisible en la Hipótesis a calcular Hip. III (Kg/mm²).

$W r_1$: Esfuerzo unitario resultante en Hip. II (Kg/mm²).

$W r_2$: Esfuerzo unitario resultante en Hip. III (Kg/mm²).

t_1 : Temperatura de Hipótesis de referencia Hip. II (°C).

t_2 : Temperatura de Hipótesis a calcular Hip. III (°C).

S : Sección del conductor (mm²).

$D M$: Vano máximo (m).

α : Coef. de Dilatación Lineal a 20°C (1/°C).

$\cos \psi$: Coseno del ángulo de desnivel.

Reemplazando la fórmula No. 4 en la fórmula No. 8 y simplificando:

$$\left[\frac{W r_2 \times D M^2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^3 + \alpha \times E \times \cos \psi \times (t_2 - t_1) \times \left[\frac{W r_2 \times D M^2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2$$

$$\frac{W r_1^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2 \times \sqrt{01}} \times \left[\frac{W r_2 \times D M^2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 - \sqrt{01} \times \left[\frac{W r_2 \times D M^2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2$$

$$\frac{W r_2^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2}$$

$$\left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^3 + \frac{W r_1^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2 \times \sqrt{01}^2} \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 \times D M^4 +$$

$$\left[\alpha \times E \times \cos \psi \times (t_2 - t_1) \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 - \sqrt{01} \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 \right] \times D M^2 -$$

$$\frac{W r_2^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2} = 0$$

Es una ecuación del tipo $a \times D M^4 + b \times D M^2 + c = 0$

donde:

$$a = \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^3 + \frac{W r_1^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2 \times \sqrt{01}^2} \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 \quad \dots(9)$$

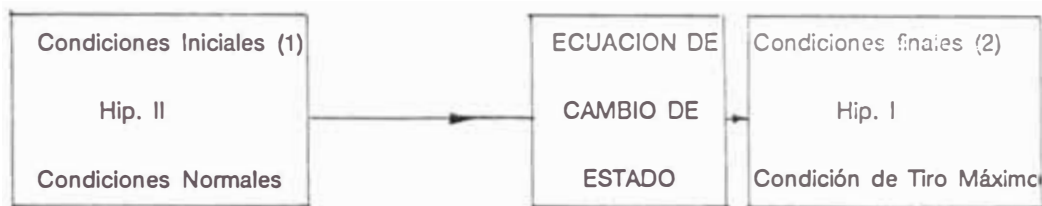
$$b = \alpha \times E \times \cos \psi \times (t_2 - t_1) \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 - \delta_{o1} \times \left[\frac{W r_2}{8 \times f_{\text{máx}} \times S} \right]^2 \quad \dots (10)$$

$$c = - \frac{W r_2^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2} \quad \dots (11)$$

Los resultados de los posibles vanos máximos se encuentran en los cuadros No. 10 (Pág. 82), 10B, 10C, y 10D (Anexo C).

- Selección del Vano Máximo

A fin de escoger un sólo vano máximo pasaremos de la Hip. II a la Hip. I por medio de la ECE para verificar los esfuerzos máximos y el coeficiente de seguridad de la línea en las condiciones mas desfavorables.



$$\sigma_2 \times \left[\sigma_2 + \alpha \times E \times \cos \psi \times (t_2 - t_1) + \frac{W r_1^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2 \times \sigma_1^2} - \sigma_1 \right]$$

$$= \frac{W r_2^2 \times D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2} \quad \dots(11)$$

Si:

$$M = \frac{D M^2 \times E \times \cos^3 \psi}{24 \times S^2} \quad \dots(13)$$

$$N = \frac{M \times W r_1^2}{\sigma_1^2} \quad \dots(14)$$

$$P = W r_2^2 \times M \quad \dots(15)$$

$$S = \alpha \times E \times \cos \psi (t_2 - t_1) + N - \sigma_1 \quad \dots(16)$$

$$\sigma_2^2 [\sigma_2 + S] = P \quad \dots(17)$$

Cálculo del Coeficiente de Seguridad (Cs):

$$Cs = \frac{\sigma_R}{\sigma_{o2}} \quad \dots(18)$$

Además el C.N.E. nos permite un coeficiente de seguridad mínimo de 2.5, para el tiro máximo, realizándose la verificación de los esfuerzos en los Cuadros No 12 (Pág. 86), 12A75, 12A60, 12B90, 12B75, 12B60, 12C90, 12C75, 12C60, 12D90, 12D75, y 12D60 (Anexo C).

Los resúmenes de los vanos máximos en terreno llano se encuentran en los Cuadros No 13 (Pág. 87), 13A75, 13A60, 13B90, 13B75, 13B60, 13C90, 13C75, 13C60, 13D90, 13D75, y 13D60 (Anexo C).

La obtención de los vanos máximos en terreno llano resumidos en los cuadros señalados anteriormente, es por medio de interpolación de resultados, que hemos comprobado nos da resultados bastante precisos.

La interpolación se realiza considerando que el coeficiente de seguridad mínimo que nos permite el CNE es de 2.5. Entonces como tenemos los esfuerzos y los posibles vanos máximos para los extremos de un intervalo el valor de vano máximo que calculamos es aquel cuyo esfuerzo no sobrepase el coeficiente de

de seguridad mínimo que mepermite el CNE.

En el ejemplo de cálculo se realiza la explicación numérica correspondiente.

d) Plantilla de Distribución de Apoyos.

Mediante la plantilla de curvas características de flechas verticales máximas y mínimas, y la de distribución de apoyos, podemos realizar la distribución de estructuras en el trazado de la línea.

- Curva de Flechas Máximas Verticales

La curva de Flechas Máximas Verticales, es la que adopta el cable al presentarse las condiciones de dichas flechas.

La curva hay que dibujarla para una gran amplitud de longitud de vanos, aunque se sepa de antemano que no tendrán vanos tan largos.

La razón de tener que proceder así es la de que si el vano de cálculo es de por ejemplo 100 m , y el terreno es muy accidentado con laderas muy inclinadas, habrá que hacer mucho uso de las partes de la curva, correspondientes a vanos de gran longitud.

Si por el contrario, el terreno es solamente ondulado es probable que baste con la curva de flechas máximas, de hasta por ejemplo 200 a 300 m de longitud de vano.

- Trazado de la Curva de Flechas Máximas Verticales según la Ecuación de la Parábola.

La curva de flechas máximas verticales se dibujan según la ecuación de la parábola por no tener las líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Primaria, en zonas rurales, vanos mayores de 1,000 m y entonces:

$$f^{\text{máx}} = \frac{(D/2)^2}{2 \times p} = \frac{D^2}{8 \times p} \quad \dots(20)$$

$$p = \frac{T_o}{w_c} \quad \dots(21)$$

donde

$f^{\text{máx}}$: Curva de flecha máxima (m).

$D/2$: Semivano variable (m).

p : parámetro (m).

T_o : Tiro correspondiente a la flecha máxima (Kg.).

w_c : Peso Unitario del conductor (Kg/m).

Es decir definido el tiro en la hipótesis de flecha máxima podemos hallar el parámetro "p" y determinar la ecuación de la parábola para la curva de flechas máximas verticales.

La obtención del parámetro "p" se realizó por interpolación de resultados obtenidos en los cuadros anteriores, y que nos permite obtener resultados bastante precisos. El resumen de los resultados se encuentra en los Cuadros No. 14 (Pág.90),

14B, 14C, y 14D (Anexo C), donde tenemos los parámetros "p" para las diversas variables y condiciones de la presente Tesis, y con el cual podemos trazar fácilmente la curva de flecha máxima.

- Plantilla de Distribución de Apoyos

La plantilla de distribución de apoyos se construye dibujando la parábola máxima en un papel vegetal, a las mismas escalas del perfil longitudinal de la línea.

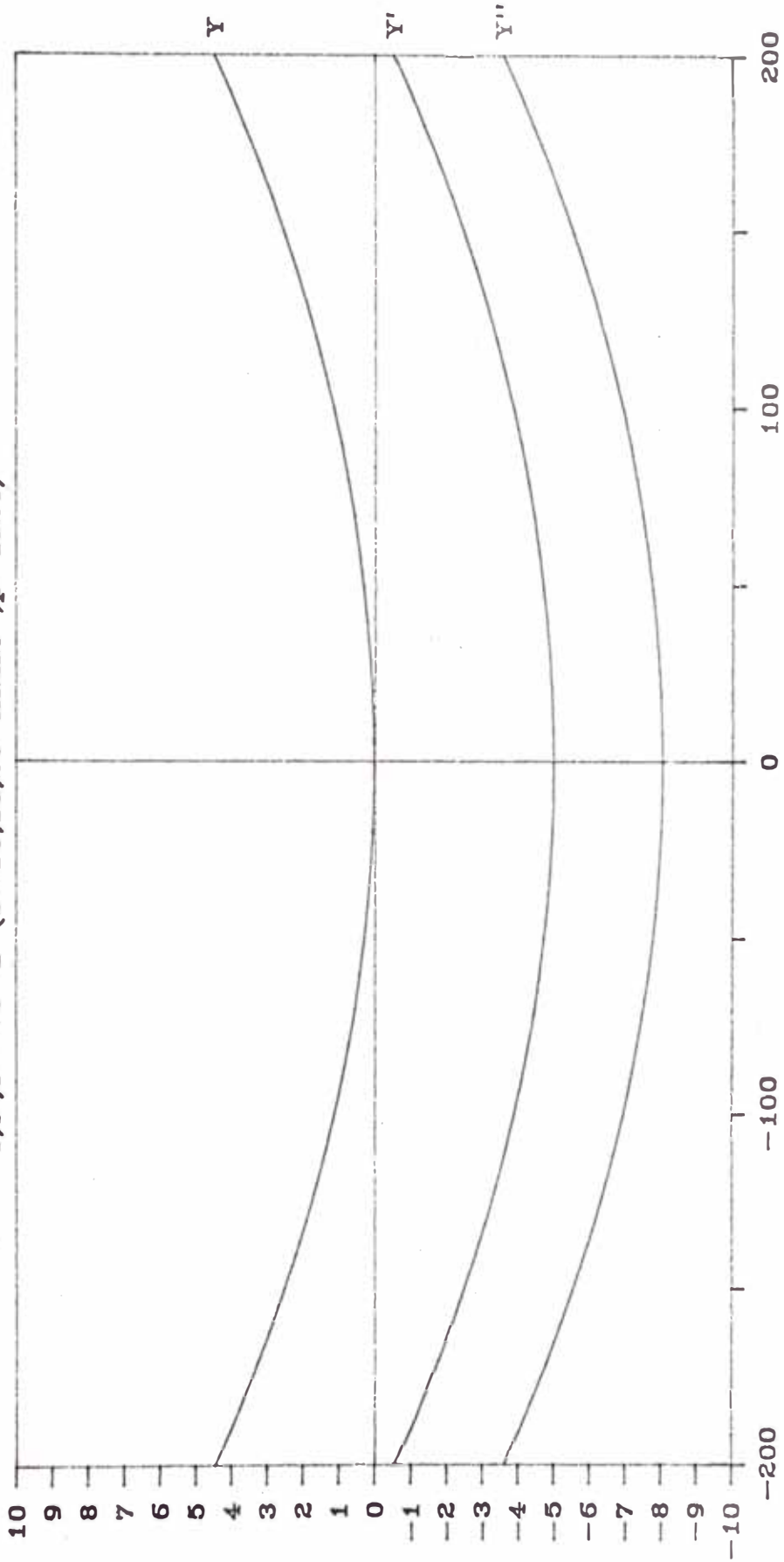
Paralelas a la curva " Flechas Máximas Verticales", se trazan otras dos exactamente iguales, desplazadas unas distancias tales que sean respectivamente, la flecha, la máxima vertical que admita el apoyo de alineación en terreno llano, y la altura mínima a que han de quedar los conductores sobre el suelo.

Tendremos así las tres curvas a saber: De "Flechas Máximas Verticales", de "Distancia Mínima al Terreno", y de "Pie de Apoyo"(Ver figura No. 5).

Figura No 5

ARMADOS T1 Y T2 , SISTEMA 22.9 / 13.2 KV

Y, Y', Y'' vs d (S=10,16,25 mm² , p=1124)



SEMIVANO d (metros) Escala 1:2,000

Y, Y', Y'' (metros) Escala 1:200

El conjunto de las tres iguales y paralelas entre sí, es lo que constituye la plantilla de distribución de apoyos.

. Curva de distancia mínima al terreno:

La curva de distancia mínima al terreno (y') será:

$$y' = f'_{\text{máx}} - ds \quad \dots(22)$$

donde:

$f'_{\text{máx}}$: Flecha máxima (m).

ds : Distancia mínima de los conductores al suelo (m).

. Curva de Pie de Apoyo (y'')

$$y'' = y' - f_{\text{máx}}. \quad \dots(23).$$

donde:

$f_{\text{máx}}$: Flecha máxima admisible en terreno llano (Ver Cuadro No. 8) (m).

y'' : Curva de pie de Apoyo (m).

Estas curvas se dibujan en las mismas escalas del perfil longitudinal de la línea, o sea según la práctica usual a las de:

Horizontal 1:2,000;

Vertical 1:200.

e) Distribución de Estructuras.

Con los vanos máximos en terreno llano hallados y con las plantillas de distribución trazadas con los parámetros calculados en el paso anterior, se realiza la distribución de las estructuras, teniendo como práctica común, colocar estructuras de anclaje, cada 2 a 3 Km de línea.

En el caso de tener que emplear vanos de mayor longitud, se tendrán que emplear crucetas de mayor longitud y/o postes de mayor longitud a fin de cumplir con los requerimientos del C.N.E.. Como la distribución preliminar de las estructura quedan bajo el criterio, la experiencia del proyectista, y las limitaciones del terreno entre otros, el vano máximo hallado no necesariamente puede ser empleado en todo el recorrido de la línea, y por lo tanto el vano básico puede diferir del vano máximo. Se recomienda a los proyectistas realizar la distribución de apoyos buscando obtener que el vano básico sea igual al vano máximo a fin de optimizar el empleo de estructuras y poder emplear todas las tablas de la presente Tesis, que se basa para los siguientes cálculos en el supuesto que el vano básico hallado después de la distribución preliminar de estructuras es igual al vano máximo en terreno llano.

f) Cálculo del Vano Básico

Realizada la distribución de las estructuras para calcular la Tabla de Templado y realizar los cálculos mecánicos de estructuras es necesario calcular el vano básico, que como

mencionamos anteriormente se recomienda que coincida con el vano máximo en terreno llano hallado, por las razones indicadas. Los cálculos que siguen a continuación se basan que el vano básico es igual al vano máximo en terreno llano

En rigor para vanos con apoyos al mismo nivel:

$$DB = \sqrt{\frac{\sum d_i^3}{\sum d_i}} \quad \dots(19)$$

donde:

d_i : cada uno de los vanos comprendidos entre dos estructuras de anclaje. (m).

DB : vano básico del tramo comprendido entre dos estructuras de anclaje. (m).

g) Cálculo de la Tabla de Templado o Regulación

Se debe cumplir que a una misma temperatura ambiente, en el tendido del conductor, el tiro a lo largo de la línea sea el mismo en todas las estructuras y no existan tensiones que causen desequilibrio en los armados.

Para la determinación de la Tabla de Templado es necesario realizar cálculos adicionales de "Cambio de Estado". Partiendo de la Hipótesis de Tiro Máximo (Hip I) hacia la Hipótesis de Condiciones Normales (Hip II) para

temperaturas que se prevén pueden presentarse durante el tendido del conductor y luego con la siguiente fórmula hallamos las flechas para vanos diferentes al vano básico:

$$f_2 = f_1 \times \left[\frac{D_2}{D_1} \right] \quad \dots(24)$$

donde:

f_2 : Flecha a la temperatura T_2 y vano D_2 (m).

f_1 : Flecha a la temperatura T_1 y vano D_1 (m).

D_2 : Vano diferente al vano básico (m).

D_1 : Vano básico (m).

Para comenzar con los cálculos es necesario hallar los esfuerzos máximos que se presentan con el vano máximo, esto se realiza en los Cuadros No. 15 (Pág. 98), 15B, 15C, y 15D, para lo cual se realizan operaciones lógicas y operaciones de iteración calculando los esfuerzos respectivos.

Calculados los esfuerzos máximos para los vanos máximos respectivos pasamos de la Hipótesis de Tiro Máximo (Hip. I) a la Hipótesis de Templado (Hip. II) mediante la Ecuación de Cambio de Estado, para temperaturas promedio de 10, 20 y 30 °C, mostrándonos los resultados en los Cuadros No. 16 (Pág. 99), 16B, 16C, y 16D (Anexo C), para altitudes menores o iguales a 3,000 m, y Cuadros No. 17 (Pág. 100), 17B, 17C y 17D (Anexo C), para altitudes mayores de

3,000 . El resumen de los cálculos se encuentran resumidos en los Cuadros No. 18 (Pág. 101), 18B, 18C, y 18D (Anexo C), donde tenemos los esfuerzos máximos para los vanos máximos o vanos básicos (por lo mencionado anteriormente).

Como para calcular la Tabla de Templado necesitamos las flechas correspondientes a las temperaturas promedio mencionadas anteriormente (Hip. II), estas se encuentran resumidas en los Cuadros No. 19 (Pág. 102), 19B, 19C, y 19D (Anexo C); y a partir de estos valores de flechas "f1" y vanos básicos "D1" (Cuadros No. 13, 13B, 13C, y 13D), hallamos con la fórmula No. 23 las otras flechas "f2" para los vanos "D2" diferentes al vano básico.

4.3.3 Uso de las mini computadoras en la programación de los cálculos eléctricos y mecánicos de conductores

Los mayores avances en todos los trabajos de ingeniería de los sistemas eléctricos se deben al siempre creciente aprovechamiento de la informática y procesamiento de datos, sea mediante el amplio uso de potentes minicomputadoras de reducido costo que han llegado al alcance de pequeñas oficinas de ingeniería.

Para realizar los cálculos eléctricos y mecánicos de conductores eléctricos se hizo uso de una Microcomputadora IBM AT, y de una IBM PS-80, empleando la Hoja Electrónica de Cálculo LOTUS 1-2-3; realizándose "MACROS" ("programas" en LOTUS) que permitieron resolver más de 7,770 Ecuaciones de Cambio de Estado (con una precisión de una milésima), 430 Ecuaciones Cuadráticas, realizar mas de 10,368 iteraciones, realizar más de 5,150 operaciones lógicas entre otras operaciones. Pudiéndose realizar análisis de sensibilidad en forma bastante sencilla y rápida, variando con facilidad los parámetros de análisis.

a. Introducción

La forma más reciente de software para microordenadores es la que combina varios paquetes en uno. A este tipo de combinaciones de programas se le suele llamar "software integrado". La combinación del software no sólo potencia a sus componentes y hace más sencillo su manejo, sino que el conjunto gana respecto de la suma de sus

componentes.

Una "Hoja Electrónica de Cálculo" nos da la facilidad de realizar operaciones matemáticas a través de fórmulas y números almacenados en "celdas electrónicas", que se pueden usar una y otra vez para analizar la sensibilidad de los datos de entrada. Los paquetes de "software integrado" son básicamente una evolución de las "Hojas Electrónicas de Cálculo". Mientras que estas hojas constituyen probablemente los mas populares entre los llamados programas de productividad personal, otros tipos de programas han sido utilizados con gran rendimiento. Entre éstos se incluyen los de gestión de bases de datos, los tratamientos de textos y los programas de comunicaciones. Los gráficos también han sido cada vez más utilizados.

Una de las características mas importantes de os paquetes de "software integrado" es su capacidad de "abrir ventanas" en la pantalla. Esto significa que contiene un gestor de ventanas que hace posible que las distintas aplicaciones componentes visualicen al mismo tiempo su información en la pantalla.

Este empleo de las ventanas es un intento de simular una mesa de trabajo, una mesa de diseño para cálculos de ingeniería por ejemplo.

b. LOTUS 1-2-3

Es uno de los programas más populares de software integrado, combina una "Hoja Electrónica de Cálculo" muy potente, un sistema sencillo de gestión de base de datos y un sistema de gráficos. Es un programa de una potencia increíble y uno de los más utilizados en el PC de IBM.

De entrada, su "Hoja Electrónica de Cálculo" dispone de 256 columnas por 8,192 filas de información (Versión 2.01). Hace todo lo que pueda realizar otro programa de hoja electrónica y mas. Lo mejor de todo es que el programa principal está escrito en lenguaje ensamblador y es muy rápido. Probablemente sea el programa de este tipo más rápido existente.

La capacidad gráfica del 1-2-3 es también excelente, se pueden preparar gráficos en XY, de dispersión, lineales, de barras y de sectores. También en este caso la velocidad con que traza estos gráficos es muy grande, y probablemente mayor que la de cualquier otro producto. Conviene tener un monitor de color para aprovechar todas sus posibilidades.

En cuanto a su capacidad de base de datos, el 1-2-3 se parece más a un completo manejador de ficheros. Permite definir registros, y ficheros, cargarlos, clasificarlos, seleccionar información, etc. La posibilidad de transferir datos entre los ficheros, la hoja de trabajo

y los gráficos es total.

El LOTUS 1-2-3 ofrece la posibilidad de crear MACROS, con el fin de facilitar al máximo todas aquellas operaciones que para su caso concreto sean repetitivas, es decir, una serie secuencial de operaciones que se ejecutan a través de seleccionar dos teclas simultáneamente. Por ejemplo, supongamos que a partir de una Hoja de Cálculo creamos un gráfico con una serie de 5 barras, y que deseamos, al hacer un análisis de sensibilidad, observar los resultados de forma gráfica. Un procedimiento para realizarlo es seleccionar los comandos adecuados cada vez que se realiza una prueba de sensibilidad, siguiendo los procedimientos correspondientes. Otro procedimiento es el de crear un "MACRO" para que después de cada análisis de sensibilidad, y mediante la selección simultánea de dos teclas, ejecute toda la serie de comandos especificada en el mismo, y muestre el resultado gráfico en la pantalla en forma casi instantánea, pudiendo repetir este procedimiento tantas veces como lo desee o necesite. Cabe indicar que los listados de todos los MACROS de la presente Tesis se encuentran en el Anexo B.

c. Cálculos Eléctricos

Los cálculos eléctricos de caída de tensión, son realizadas en dos "Hojas de Cálculo", pues su cálculo es relativamente fácil. Los "file" que realiza este cálculo

son "CALELE1.WK1", "CALELE3.WK1" y "CALELMRT.WK1".

En los "file" "CALELE1.WK1", "CALELE3.WK1", y "CALELMRT.WK1" los datos son introducidos en el Cuadro No 1, y mediante un menú de selección (presionar teclas ALT-A simultáneamente) podemos volver a calcular los Factores de Caída de Tensión (F.C.T.) para nuevos datos de entrada cuyos resultados se muestran casi instantáneamente en la pantalla (Cuadros No 2, 2B, 2C, 2D, 3 y 3B), podemos imprimir o realizar el resumen en el "file" generando los Cuadros No 4 y 5. Cabe resaltar que la mayoría de las "Hojas Electrónicas de Cálculo" del presente trabajo poseen un menú de selección que facilitan su uso por cualquier persona que tengan un poco de experiencia en el manejo del LOTUS.

Los Factores de Caída de Tensión, tienen como variables, la Sección del Conductor, el tipo de Sistema de Distribución, el tipo de Armado y la temperatura de operación.

La facilidad que presenta este "file" realizado en LOTUS, es que permite realizar análisis de sensibilidad muy rápidos, que el conjunto de resultados pueden ser mostrados siempre de la misma manera en la pantalla, impresos en el mismo formato, y que posee "MACROS", que facilitan su empleo por cualquier persona con algunos conocimientos de LOTUS como indicamos anteriormente.

d. Cálculos Mecánicos

Para los cálculos mecánicos de conductores, a fin de determinar los vanos máximos en terreno llano a emplear para optimizar el diseño, se han tomado tres criterios básicos:

- Esfuerzo de Rotura del Conductor;
- Distancias Mínimas Permisibles entre conductores;
- Distancias Mínimas de Seguridad Conductor-Terreno.

Para los Cálculos Mecánicos se han realizado los siguientes cálculos genéricos:

- Determinación de la Flecha Máxima Permissible para los diferentes Armados y Sistemas de Distribución según Distancia Mínima entre Conductores (Cuadro No 6 - "file" "VANOMAXB.WK1").
- Determinación de la Flecha Máxima Permissible para los diferentes Armados, Sistemas de Distribución y longitud de postes (11, 12, y 13 metros) según Distancia Mínima de Seguridad Conductor-Terreno (Cuadro No 7 - "file" "VANOMAXB.WK1").
- Selección de la Flecha Máxima para diferentes Armados y Sistemas de Distribución, según los dos criterios anteriores (Cuadro No 8, "file" "VANOMAXB.WK1").

- Determinación de los Posibles Vanos Máximos en terreno llano y Esfuerzos empleando las Flechas Máximas halladas anteriormente, y teniendo como variables: la Tensión de Cada Día (10-20% Esfuerzo de Rotura), Sección del Conductor (10, 16, 25, 35, 50, y 70 mm²), Temperatura Promedio (10, 20, y 30 C), Sistemas de Distribución (22.9/13.2 KV, 13.2/7.62 KV y 10 KV), altura sobre el nivel del mar (0-2,000; 2,001-3,000, y mayores de 3,001 m.s.n.m.), costra de hielo a alturas mayores de 3,000 m.s.n.m. (0 y 2 mm), Velocidad del Viento (60, 75 y 90 Km/hr), y diferentes Armados (Armados T1, T2, T3, T4, TV5, TH5 y T6). Esta determinación de los Posibles Vanos Máximos se en el "file" "VANOMAXB.WK1", generándose los Cuadros No. 10, 10B, 10C, y 10D.

En el "file" "VANOMAXB.WK1", tenemos MACROS, que no permiten realizar análisis de sensibilidad de una manera rapidísima, para lo cual resuelve Ecuaciones Cuadráticas en fracciones de segundos, mostrándonos los resultados en forma casi inmediata en la pantalla. Teniendo además un "menú" de opciones que nos permite salvar, e imprimir nuestros resultados, actualizar nuestros archivos, y pasar al siguiente "file" para continuar los cálculos.

- Verificar los Esfuerzos Máximos, para seleccionar el Vano Máximo en terreno llano, teniendo las mismas

variables del paso anterior. Los cálculos son realizados en los "file" "VANOMAB2.WK1" (para alturas de 0-2,000, y 2,001-3,000 m.s.n.m.) y "VANOMAD2.WK1" (para alturas mayores de 3,001 m.s.n.m., sin costra de hielo y con costra de hielo de 2 mm).

Para la generación de los resultados el programa resolvió Ecuaciones de Cambio de Estado con una precisión de milésimas, (con una velocidad de 6.7 segundos por E.C.E.) y otras operaciones, que hubiera sido muy difícil y casi imposible de realizar sino se contara con el apoyo de una Microcomputadora.

- Resumen de los vanos máximos en terreno llano, cálculos realizados en el "file" "VANOMAD3.WK1" donde para poder hallar los vanos máximos exactos se realizaron más de 5,184 iteraciones entre otras operaciones.
- Con los resultados generados, debemos de calcular la "plantilla de distribución de apoyos", para lo cual necesitamos el parámetro "p", con el cual podemos trazar dicha "plantilla". El resumen de los parámetros "p" se generan en el "file" "VANOMAD5.WK1".
- Para calcular la Tabla de Templado o Regulación debemos de partir de la Hipótesis de Tiro Máximo (Hip. I) hacia la Hipótesis de Condiciones Normales (Hip.

II). Entonces en el "file" "VANOMAD4.WK1" se generan los resúmenes de los esfuerzos máximos (Hip. I) por medio de "condicionales lógicos", para mediante la resolución de 2,592 Ecuaciones de Cambio de Estado en los "file" "VANOMAC2.WK1" y "VANOMAE2.WK1", calcular los esfuerzos y flechas en la Hipótesis II, cuyos resultados son resumidos en los "file" "VANOMAF2.WK1" y "VANOMAG2.WK1".

Además habría que indicar que la facilidad del manejo del LOTUS, su versatilidad, la incorporación de "menus" de selección y la programación por medio de "MACROS", hacen del LOTUS 1-2-3 un arma muy poderosa para este tipo de trabajos.

En el Anexo B, se encuentran los listados de los MACROS de cada uno de los "files" -a continuación se detallan cada uno de los Cuadros generados-, para que puedan ser empleados por cualquier persona que lo necesite, para lo cual bastará contar con una Microcomputadora y el LOTUS 1-2-3. Espero que este trabajo en el cual se invirtió muchas horas-hombre, no sólo en su preparación, programación de MACROS, sino en el aprendizaje del LOTUS en varios lugares, pueda ser aprovechada por otros ingenieros interesados en el tema.

<u>CUADRO</u>	<u>ARMADO</u>	<u>Vv(Km/hr)</u>	<u>ALTURA(msnm)</u>	<u>FILE</u>
2				CALELE1
2B				CALELE1
2C				CALELE1
2D				CALELE3
3				CALELMRT
3B				CALELMRT
10	T1 y T2		0 - >3,000	VANOMAXB
11	T1 y T2	90	0 - 3,000	VANOMAB2
11A75	T1 y T2	75	0 - 3,000	VANOMAB2
11A60	T1 y T2	60	0 - 3,000	VANOMAB2
12	T1 y T2	90	> 3,000	VANOMAD2
12A75	T1 y T2	75	> 3,000	VANOMAD2
12A60	T1 y T2	60	> 3,000	VANOMAD2
13	T1 y T2	—	0 - >3,000	VANOMAD3
14	T1 y T2	—	0 - >3,000	VANOMAD5
15	T1 y T2	—	0 - >3,000	VANOMAD4
16	T1 y T2	—	0 - 3,000	VANOMAC2
17	T1 y T2	—	> 3,000	VANOMAE2
18	T1 y T2	—	0 - >3,000	VANOMAF2
19	T1 y T2	—	0 - >3,000	VANOMAG2
10B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAXB
11B90	T3,T4,TV5	90	0 - 3,000	VANOMAB2
11B75	T3,T4,T5	75	0 - 3,000	VANOMAB2
11C90	T3,T4,TV5	60	0 - 3,000	VANOMAB2
12B90	T3,T4,TV5	90	> 3,000	VANOMAD2
12B75	T3,T4,TV5	75	> 3,000	VANOMAD2

12B60	T3,T4,TV5	60	> 3,000	VANOMAD2
13B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAD3
14B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAD5
15B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAD4
16B	T3,T4,TV5	—	0 - 3,000	VANOMAC2
17B	T3,T4,TV5	—	> 3,000	VANOMAE2
18B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAF2
19B	T3,T4,TV5	—	0 - >3,000	VANOMAG2
10C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAXB
11C90	TH5	90	0 - 3,000	VANOMAB2
11C75	TH5	75	0 - 3,000	VANOMAB2
11C60	TH5	60	0 - 3,000	VANOMAB2
12C90	TH5	90	> 3,000	VANOMAD2
12C75	TH5	75	> 3,000	VANOMAD2
12C60	TH5	60	> 3,000	VANOMAD2
13C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAD3
14C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAD5
15C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAD4
16C	TH5	—	0 - 3,000	VANOMAC2
17C	TH5	—	> 3,000	VANOMAE2
18C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAF2
19C	TH5	—	0 - >3,000	VANOMAG2
10D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAXB
11D90	T6	90	0 - 3,000	VANOMAB2
11D75	T6	75	0 - 3,000	VANOMAB2
11D60	T6	60	0 - 3,000	VANOMAB2
12D90	T6	90	> 3,000	VANOMAD2
12D75	T6	75	> 3,000	VANOMAD2

12D60	T6	60	> 3,000	VANOMAD2
13D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAD3
14D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAD5
15D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAD4
16D	T6	—	0 - 3,000	VANOMAC2
17D	T6	—	> 3,000	VANOMAE2
18D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAF2
19D	T6	—	0 - >3,000	VANOMAG2

4.4 Evaluación Económica del Empleo de Armados Normalizados en el Diseño de Líneas de Sub-Tranmisión y Redes de Distribución Primaria de Electrificación Rural.

El Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, generador del Programa de Electrificación Provincial Distrital y Rural, tiene como principal objetivo, racionalizar la aplicación de los escasos recursos disponibles, para extender progresivamente a nivel nacional, la prestación del servicio público de electricidad, asignándole, mayor prioridad a la zona del Trapecio Andino y a las Microregiones priorizadas por el Gobierno. El Programa de Inversiones del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, contempla básicamente la Ampliación de la Frontera Eléctrica para el período 1987-1991, bajo la óptica de Pequeños Sistemas Eléctricos.

En el Cuadro No. 20 se muestra la Cartera de Proyectos que requieren Financiamiento para el período 1988-1990. Con las respectivas inversiones en los Costos de las Líneas en sí, como en los respectivos Estudios.

CUADRO No 20

=====

CARNET DE PROYECTOS QUE REQUIEREN FINANCIAMIENTO PERIODO 1,988-1,

No DE PSE	DEPARTAMENTO	COSTO DE LOS PROYECTOS (x 1,000 US\$)		
		COSTO DE LAS LINEAS	COSTO EN ESTUDIOS	TOTAL
5	AMAZONAS	11,099	355	11,454
12	ANCASH	14,450	417	14,867
5	APURIMAC	9,763	398	10,161
6	AREQUIPA	6,602	339	6,941
9	AYACUCHO	15,907	461	16,368
15	CAJAMARCA	17,864	555	18,419
13	CUZCO	12,559	438	12,997
9	HUANCAVELICA	16,622	382	17,004
11	HUANUCO	16,303	676	16,979
6	ICA	18,008	31	18,039
16	JUNIN	28,834	352	29,186
9	LA LIBERTAD	29,888	441	30,329
5	LAMBAYEQUE	14,529	268	14,797
15	LIMA	8,188	318	8,506
1	LORETO	318		318
3	MOQUEGUA	236	79	315
5	PASCO	6,780	126	6,906
9	PIURA	10,561	192	10,753
6	PUNO	9,944	128	10,072
9	SAN MARTIN	23,224	415	23,639
3	TACNA	914	18	932
4	TUMBES	1,889	18	1,907
1	UCAYALI	1,052	53	1,105
177		275,534	6,460	281,994

REFERENCIA: ELECTROPERU S.A.

=====

Aquí tenemos que la Inversión en Estudios del Programa de electrificación Provincial, Distrital y Rural, para el período 1988-1990, es de alrededor de 6.5 millones de dólares, y que la Inversión en el Costo Directo de las Líneas, es de alrededor de 270 millones de dólares abarcando Proyectos en 23 Departamentos del País, y comprendiendo 177 Pequeños Sistemas Eléctricos.

Como podemos observar la Inversión a realizar en este Programa de Electrificación es de alrededor de 276 millones de dólares, cifra que podría ser reducida en el aspecto de estudios y costo directo al emplear armados normalizados y normalizar el diseño respectivo empleando vanos máximos, para estos armados. Situación que se hace más crítica si tenemos en cuenta la falta de recursos humanos y financieros, de nuestro país.

Las ventajas que traería la Normalización de diseño, serían básicamente en el aspecto de ahorro de recursos humanos al facilitarse esta tarea.

Y en cuanto a los Costos Directos, estos se podrían reducir al emplear los Vanos Máximos que nos permiten los Armados respectivos.

Además tendríamos las ventajas inherentes que trae la normalización y que hemos explicado anteriormente.

4.5 Conclusiones

De la Evaluación Técnico-Económica podemos concluir que la

Normalización de Armados para Electrificación Rural, es una tarea viable.

Además podemos realizar la Normalización del Diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en cuanto a los cálculos eléctricos, como en el cálculo mecánico de conductores, logrando un ahorro de recursos económicos, humanos y financieros, como pudimos cuantificar en el subcapítulo 4.4..

PROCESO DE IMPLEMENTACION DE LOS ARMADOS NORMALIZADOS

5.1 Generalidades

En este capítulo se dará una revisión del modo de empleo de los cuadros respectivos para el Diseño de Líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Primaria., tanto, en lo que corresponde a los cálculos eléctricos y los cálculos mecánicos; se explicará de modo detallado la metodología empleada, y las ventajas en ahorro de cálculos que nos da la presente Tesis.

Además se dan las pautas para el empleo del respectivo Proyecto de Norma por las Empresas Regionales del Sub-Sector de Electricidad y las compañías consultoras respectivas.

5.2 Empleo del "Proyecto de Normalización de Armados" en el Diseño de Líneas y Redes de Subtransmisión en Electrificación Rural.

Para poder emplear con facilidad los resultados de la presente tesis, se explicará su uso mediante un ejemplo práctico a fin de poder apreciar el ahorro de recursos obtenidos:

Se necesita diseñar una línea aérea para alimentar la localidad

La longitud aproximada es de 34.5Km y recorrerá terreno llano, la zona se encuentra ubicada a 1,000 m.s.n.m y en el sur del Perú (Zona III- según el CNE). La troncal es una línea de 22.9/13.2 KV, con neutro corrido.

5.2.1 Selección del Nivel de Tensión.

En nuestro caso el Sistema ha emplear es el de 22.9/13.2KV, pero hay que tener en cuenta que las tensiones normalizadas para aplicar en zonas rurales son:

-22.9/13.2 KV, y

-13.2/7.62 KV.

La presente Tesis realiza el análisis para los siguientes tipos de sistemas eléctricos:

Sistemas Trifásicos 22.9/13.2 KV, y 13.2/7.62 KV, con neutro corrido ; y

Sistemas Trifásicos 10 KV con neutro aislado.

5.2.2 Selección de los Armados.

De la Norma CN.NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en Postes de Madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria" y del análisis realizado en los capítulos 3 y 4, seleccionamos los siguientes tipos de Armados, con crucetas de 2.4 metros:

-Armado de 0 a 5 , T1;

-Armado de 5 a 30 , T2;

-Armado de 30 a 60 ,T3;

- Armado de Extremo TV5;
- Armado de Extremo TH5; y
- Armado de Anclaje T6.

Para el ejemplo de cálculo analizaremos el Armado T1, y el procedimiento es similar para los otros armados.

5.2.3 Selección del material del conductor.

De acuerdo a las consideraciones del subcapítulo 4.2.1 d), emplearemos conductor cableado de Cobre Duro.

5.2.4 Cálculo Eléctrico de Conductores.

a) Capacidad de Corriente.

La corriente por fase será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \theta}$$

$$I = \frac{260 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 22.9 \text{ KV} \times 0.9}$$

$$I = 7.28 \text{ Amperios}$$

De la Tabla IV de la Norma DGE 019, seleccionamos por capacidad, cobre desnudo de 10 mm² de sección, cuya capacidad de corriente es de 101 Amperios.

b)Caída de Tensión Permisible

Primero calculemos la Temperatura de Operación "t" :

- Temperatura de Operación (t)

$$t = t_{amb} + \Delta t$$

$$\Delta t = \frac{I^2}{I_{cn}^2} \times [T_{cn} - T_{an}]$$

$$\Delta t = \frac{7.28^2}{101^2} \times 75 - 30$$

$$\Delta t = 0.234$$

Entonces:

$$t = (20 + 0.234) \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t = 20.234 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Consideramos que la temperatura es de 25°C.

Seleccionamos el Factor de Caída de Tensión (F.C.T.)

teniendo las siguientes variables:

-Temperatura de operación (t)	...25°C
-Sección del conductor (S)	...10 mm ²
-Tipo de Armado	... T1
-Sistema de Distribución	22.9/13.2 KV

$$FCT = 4.095 \times 10^{-4} \text{ } \Omega / \text{km}$$

Y la caída de tensión porcentual en la línea (Tramo ac) será:

$$\Delta V \% \text{ ac} = \sum P \times L_{ac} \times FCT$$

$$\Delta V \% \text{ ac} = 260 \text{Kw} \times 34.5 \text{ Km} \times 4.095 \times 10^{-4} \Omega / \text{Km}$$

$$\Delta V \% \text{ ac} = 3.67 \%$$

La Caída de Tensión Total ($\Delta V\%$) será:

$$\Delta V \% \text{ ac} = \Delta V \% \text{ a} + \Delta V \% \text{ ac}$$

$$\Delta V \% \text{ ac} = 2 \% + 3.67 \%$$

$$\Delta V \% \text{ ac} = 5.67 \%$$

Entonces el conductor de 10 mm², por caída de tensión es suficiente, siendo 6% el máximo valor de caída de tensión permisible por el C.N.E. para zonas rurales.

Nota:

Si desearamos conocer la Reactancia Inductiva (XI), o la Resistencia Unitaria a la temperatura de operación (Rt), del Cuadro No2, tendremos:

$$Rt = 1.90 \text{ } \Omega / \text{km}$$

$$XI = 0.52 \text{ } \Omega / \text{km}$$

Para los otros Sistemas de Distribución tenemos los

cuadros No 2B , 2C, 2D, 3 y 3B.

5.2.5 Cálculo Mecánico de Conductores.

Los cálculos mecánicos tienen por finalidad determinar cuales serán los esfuerzos a que estará sometido el conductor bajo las condiciones hipotéticas pre-establecidas.

a) Hipótesis de Cálculo.

Basados en el CNE Tomo IV tenemos:

HIPOTESIS I

Condición de Tiro Máximo

.Temperatura ambiente mínima	5°C
.Velocidad del viento	90 km/hr.
.C.S.	2.5
. σ_{adm} (42/2.5 Kg/mm ²)	16.8 Kg/mm ²

HIPOTESIS II

Condición de Templado o Condiciones Normales

.Temperatura ambiente promedio	20°C
.Sin viento	

HIPOTESIS III

Condición de Flecha Máxima

.Temperatura operación máxima	40°C
.Sin viento	

b) Determinación de la Flecha Máxima.

Para el armado T1, partiremos desde la flecha máxima,

para hallar el vano máximo, bajo tres criterios:

- Distancia mínima entre conductores,
- Distancia permisible conductor-terreno
- Esfuerzo mínimo de rotura

Del cuadro No 6, seleccionamos la flecha máxima por distancia mínima entre conductores que nos permite el C.N.E (Ver subcapítulo 4.3.2.b), considerando las siguientes variables:

Armado	T1
Sección del conductor	10mm ²
Sistema de Distribución	22.9/13.2KV

CUADRO No 6
=====

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION SEGUN DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES (metros)

TIPO DE ARMADO	D m	S mm ²	SISTEMAS DE DISTRIBUCION (KV)		
			22.9/13.2	13.2/7.62 13.2	10
T1 Y T2	1.19	10 ,16 ,25	3.04	3.41	3.54
		35 ,50 ,70	7.54	8.67	9.06
T3, T4 Y TV5	1.20	10 ,16 ,25	3.09	3.46	3.59
		35 ,50 ,70	7.69	8.83	9.23
TH5	1.07	10 ,16 ,25	2.50	2.83	2.94
		35 ,50 ,70	5.86	6.87	7.22
T6	1.11	10 ,16 ,25	2.67	3.01	3.13
		35 ,50 ,70	6.40	7.45	7.81

=====> f_{máx1} = 3.04m

Además del cuadro No 7, bajo el segundo criterio de distancia mínima conductor-terreno, y considerando la correspondiente a "Áreas no Transitables por Vehículos", tendremos:

Sistema de Distribución	22.9/13.2KV
Armado	T1
Longitud de poste (Lp)	11,12 y 13 m

CUADRO No 7
=====

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION POR LA LONGITUD DE POSTES (metros)

SISTEMAS DE DISTRIBUCION	LONGITUD DE POSTES m	TIPO DE ARMADOS			
		T1 Y T2	T3, T4 Y TV5	TH5	T6
22.9/13.2 KV	11	3.25	0.48	2.95	2.95
	12	4.15	1.38	3.85	3.85
	13	5.05	2.28	4.75	4.75
13.2/7.62 KV	11	3.75	0.98	3.45	3.45
	12	4.65	1.88	4.35	4.35
	13	5.55	2.78	5.25	5.25
10 KV	11	4.55	2.18	4.50	4.35
	12	5.45	3.08	5.40	5.25
	13	6.35	3.98	6.30	6.15

=====> Con Lp = 11m

f_{máx2} = 3.25m

Lp = 12m

f_{máx2} = 4.15m

Lp = 13m

f_{máx2} = 5.05m

Y de ambos criterios y resultados, hallamos que la flecha máxima permisible es de 3.04 metros, con postes de 11 metros de longitud mínima. Los mismos resultados se pueden hallar directamente en un cuadro resumen el Cuadro No 8 (Cuadro J del Proyecto de Norma):

CUADRO No 8

=====

FLECHA MAXIMA PERMISIBLE PARA LOS DIFERENTES ARMADOS
Y SISTEMAS DE DISTRIBUCION (metros)

TIPO DE ARMADO	S mm ²	SISTEMAS DE DISTRIBUCION (KV)					
		22.9/13.2		13.2/7.62		10	
T1 Y T2	10 ,16 ,25	(11)	3.04	(11)	3.41	(11)	3.54
	35 ,50 ,70	(13)	5.05	(13)	5.55	(13)	6.35
T3, T4 Y TV5	10 ,16 ,25	(13)	2.28	(13)	2.78	(13)	3.59
	35 ,50 ,70	(13)	2.28	(13)	2.78	(13)	3.98
TH5	10 ,16 ,25	(11)	2.50	(11)	2.83	(11)	2.94
	35 ,50 ,70	(13)	4.75	(13)	5.25	(13)	6.30
T6	10 ,16 ,25	(11)	2.67	(11)	2.67	(11)	3.13
	35 ,50 ,70	(13)	4.75	(13)	5.25	(13)	6.15

NOTA:

LOS VALORES ENTRE PARENTESIS CORRESPONDEN A LA "LONGITUD DE POSTE" QUE DEBEN EMPLEARSE CON ESTAS FLECHAS MAXIMAS. CUALQUIER VARIACION DE ESTA LONGITUD, IMPLICARA UN REPLANTEAMIENTO DEL VALOR DE FLECHA MAXIMA.

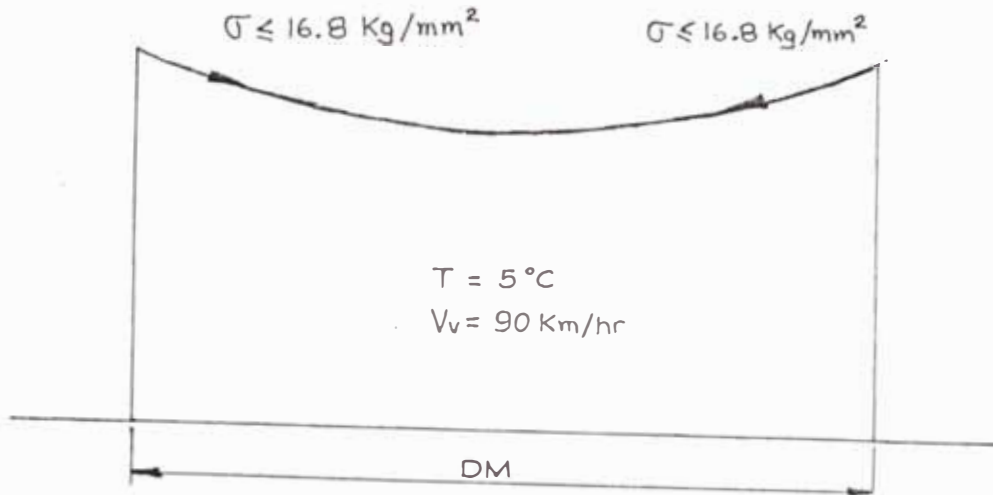
=====> Flecha máxima permisible $f_{\text{máx}} = 3.04\text{m}$;

Longitud de poste $L_p = 11\text{m}$.

c) Determinación del Vano Máximo en Terreno Llano

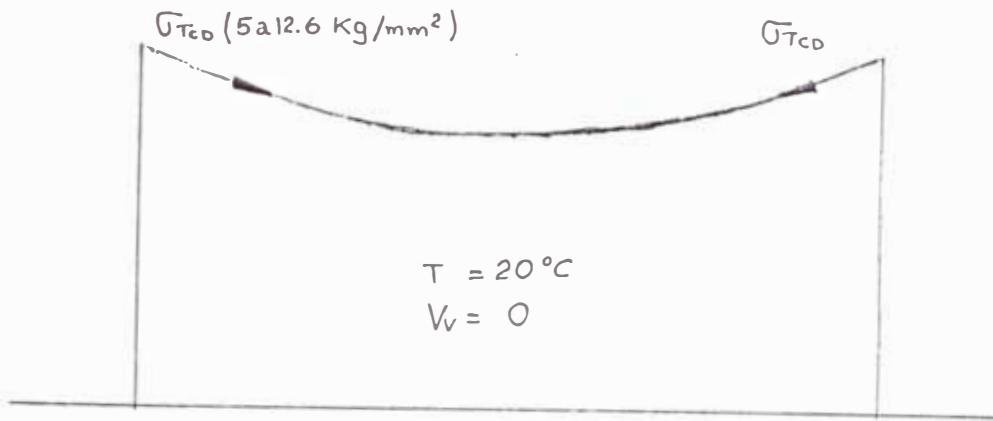
Optimizando nuestro diseño determinaremos cual es el vano máximo en terreno llano al que podríamos llegar sin sobrepasar los valores de la flecha máxima (3.04 m) y los esfuerzos permisibles por los conductores.

En primer lugar pasaremos de la Hipótesis de Templado (II) a la Hipótesis de Flecha Máxima (Hip III), mediante la Ecuación de Cambio de Estado, a fin de hallar posibles vanos máximos en terreno llano (Ver figura No 7. b y c).



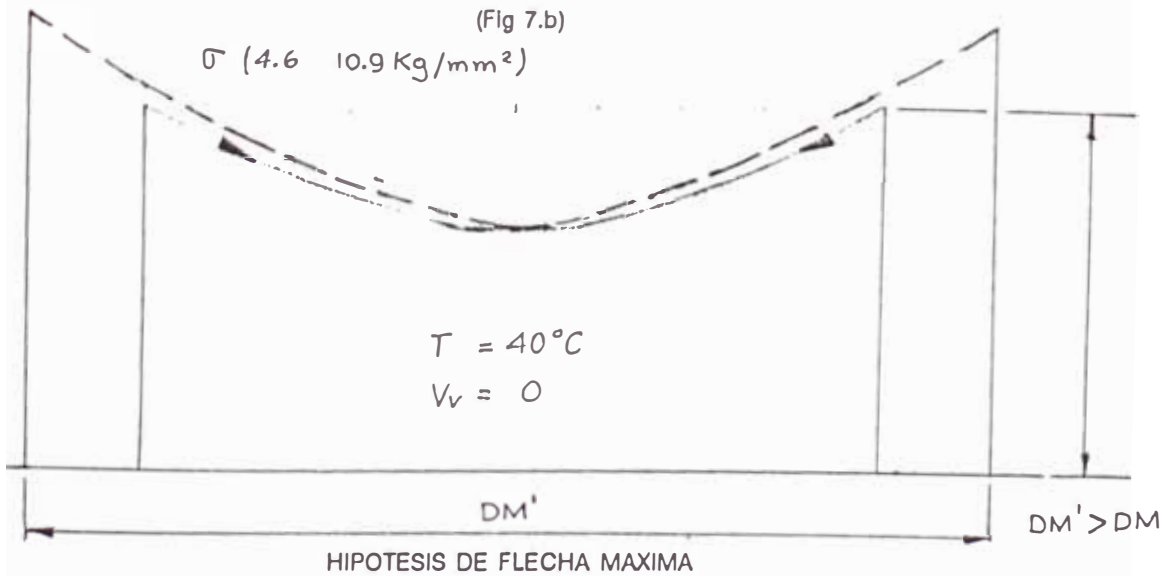
HIPOTESIS DE TIRO MAXIMO (HIPI)

(Fig 7.a)



HIPOTESIS DE TEMPLADO (HIP II)

(Fig 7.b)



(Fig. 7.c)

Al realizar las operaciones (Ver subcapítulo 4.3.2.c.) llegamos a una ecuación cuadrática tipo:

$$a \times DM^4 + b \times DM^2 + c = 0$$

donde "b" y "c" constantes y DM posibles vanos máximos en terreno llano.

Los resultados de estos cálculos se encuentran en el Cuadro No 10, y para las condiciones de nuestro caso:

Tipo de Armado	T1
Longitud de poste	11m
Flecha máxima	3.04m
Sección del conductor(S)	10mm ²

HIPOTESIS II

Esfuerzo (σ_1)	5 y 12.6 Kg/mm ²
Temperatura promedio (T)	20 °C
Sin viento	

HIPOTESIS III

Esfuerzo (σ_2)	
Temperatura máxima de operación	40 °C
Sin viento	

Es decir conforme aumentamos el esfuerzo de cada día (No1), obtenemos vanos máximos en terreno llano (DM) mayores, pero existirá la limitación dada por la Hipótesis de Esfuerzo Máximo.

A fin de no sobrepasar el límite que nos impone la Hipótesis de Esfuerzo Máximo debemos pasar de la Hipótesis de Templado (Hip II) a la Hipótesis de Esfuerzo Máximo (Hip I), (Ver Fig 7.b, 7.a) para poder realizar la verificación de los esfuerzos máximos.

Los resultados de dichos cálculos se encuentran en el Cuadro No 11, seleccionado del siguiente modo:

Armado	T1
Velocidad del viento	90km/hr
Altitud menor de	3,000

Para poder hallar el vano máximo correspondiente al coeficiente de seguridad mínima de 2.5, empleamos la interpolación de datos, que hemos comprobado da resultados precisos:

DM	<u>CS-</u>
111.497	4.67
DM=??	2.50
171.897	2.18

Del cuadro No 13 (Cuadro B Proyecto de Norma), correspondiente al Armado T1, tenemos los resultados de la interpolación requerida:

CUADRO No 13
 ANEXOS 11 y 12
 VANOS MAXIMOS PERMISIBLES (metros)

S	I	W	22.9/13.2 kv						13.2/7.62 kv						10 kv					
			0		2,001		> 3,001 m.e.n.m.		0		2,001		> 3,001 m.e.n.m.		0		2,001		> 3,001 m.e.n.m.	
			2,000	3,000	hielo	hielo	0 mm	2 mm	m.e.n.m.	m.e.n.m.	0 mm	2 mm	m.e.n.m.	m.e.n.m.	0 mm	2 mm	m.e.n.m.	m.e.n.m.	0 mm	2 mm
5	10	60	166	166	109	154	177	177	177	164	180	180	180	180	167					
		75	166	164	113	161	177	174	173	150	160	178	177	153						
		90	162	157	119	122	172	167	166	129	175	171	169	131						
	10	20	60	172	171	114	156	183	182	181	165	187	186	184	169					
			75	171	167	118	162	182	177	176	150	185	181	180	153					
			90	164	160	125	121	174	170	168	127	177	173	171	130					
		30	60	178	178	120	162	189	189	184	173	193	193	188	176					
			75	174	174	124	147	185	184	179	156	189	188	182	160					
			90	167	165	132	120	177	175	170	127	180	178	173	129					
16	10	60	166	166	110	160	177	177	177	171	181	181	181	174						
		75	166	166	111	153	177	177	178	163	181	181	180	166						
		90	166	162	115	142	177	173	172	151	181	177	175	153						
	20	60	60	172	172	113	163	183	183	182	173	187	187	186	177					
			75	172	170	116	155	183	181	179	165	187	185	183	168					
			90	170	165	121	143	180	176	174	151	184	179	178	154					
		30	60	179	176	119	165	190	187	186	176	193	191	190	179					
			75	178	173	122	157	189	184	182	167	192	188	186	170					
			90	173	168	127	143	183	178	177	151	187	182	180	154					
25	10	60	164	164	108	162	175	175	175	173	179	179	179	176						
		75	164	164	108	158	175	175	175	169	179	179	179	172						
		90	164	164	111	152	175	174	173	162	179	178	177	165						
	20	60	60	171	171	111	165	181	181	181	176	185	185	185	179					
			75	171	170	113	161	181	181	179	171	185	184	183	175					
			90	171	167	116	154	181	178	176	163	185	181	180	167					
		30	60	177	175	116	168	188	186	185	179	191	190	188	182					
			75	177	173	118	163	188	184	183	174	191	188	186	177					
			90	174	170	122	155	185	180	179	165	189	184	183	168					
35	10	60	221	221	144	221	233	233	233	233	250	250	250	250						
		75	221	221	144	221	233	233	233	233	250	250	250	250						
		90	221	221	145	220	233	233	232	232	250	250	250	250						
	20	60	60	226	226	146	223	238	238	238	235	256	256	256	253					
			75	226	226	146	219	238	238	238	230	256	256	256	248					
			90	226	225	149	211	238	236	235	222	256	254	253	239					
		30	60	232	232	148	226	244	244	244	238	261	261	261	256					
			75	232	231	150	221	244	243	242	233	261	261	260	250					
			90	232	228	154	213	244	239	238	224	261	257	256	241					
50	10	60	220	220	144	220	232	232	232	232	251	250	250	250						
		75	220	220	144	220	232	232	232	232	250	250	250	250						
		90	220	220	144	215	232	232	232	227	250	250	250	244						
	20	60	60	226	226	146	226	238	238	238	238	255	255	255	255					
			75	226	226	146	223	238	238	238	235	255	255	255	253					
			90	226	226	148	218	238	238	233	230	255	255	253	247					
		30	60	232	232	149	229	243	243	243	241	261	261	261	259					
			75	232	232	150	226	243	243	241	238	261	261	259	256					
			90	232	229	153	221	243	241	238	232	261	259	256	249					
70	10	60	221	221	145	221	233	233	233	233	251	251	251	251						
		75	221	221	145	221	233	233	233	233	251	251	251	251						
		90	221	221	145	220	233	233	233	232	251	251	251	250						
	20	60	60	227	227	147	227	239	239	239	239	257	257	257	257					
			75	227	227	147	226	239	239	239	238	257	257	257	256					
			90	227	227	148	223	239	239	238	235	257	257	257	252					
		30	60	233	233	149	231	245	245	243	243	262	262	262	262					
			75	233	233	150	229	245	245	243	241	262	262	262	259					
			90	233	232	152	226	245	244	241	237	262	262	260	255					

NOTA:
 Para las secciones de colector de 10, 16 y 25 m² la longitud alinea de postes a espasar es de 11 metros; y
 para las secciones de 35, 50 y 70 m², la longitud alinea de postes a espasar es de 11 metros.

Es decir el vano máximo en terreno llano que podemos emplear con el Armado T1 (Cruceta de 2.40 m) y postes de longitud de 11 metros, sin sobrepasar el coeficiente mínimo de seguridad del conductor ($C_s = 2.5$, es de 164 metros

Cabe mencionar que utilizando crucetas de mayor longitud (3.00 m para el Armado T1) y/o postes mas altos (mayores de 11 metros de longitud para nuestro caso). podemos permitirnos flechas mayores y por consiguiente vanos de mayor longitud (Ver Fig.7.c).

Para el ejemplo de cálculo tenemos el tramo \overline{AB} del Plano No P-1 (Anexo D) que nos servirá para realizar los próximos cálculos.

Lo que sigue a continuación es la determinación de la Plantilla de Distribución de Apoyos que junto con el vano máximo para terreno llano hallado, nos permitirán realizar la distribución de estructuras.

d) Plantilla de distribución de apoyos

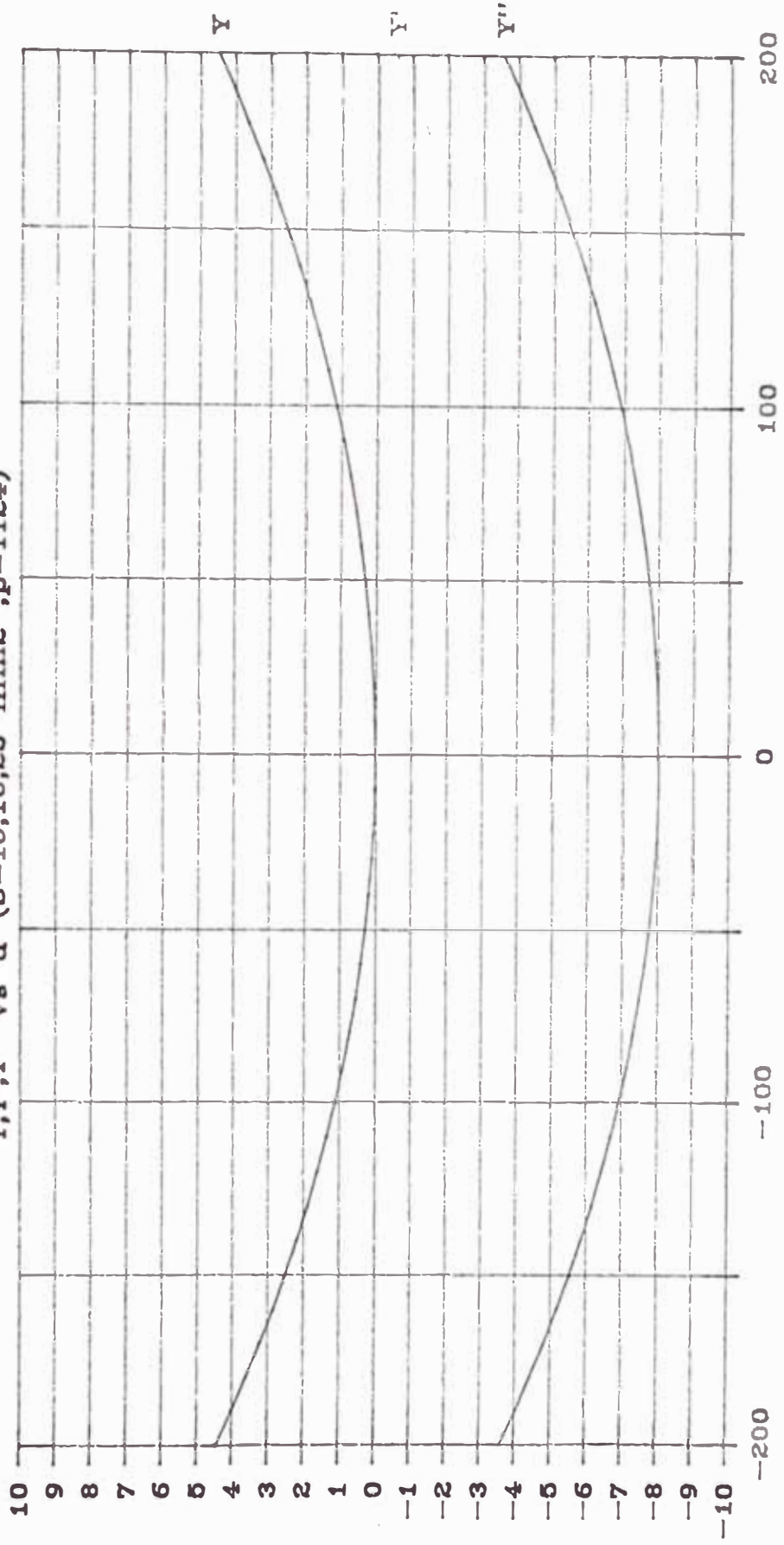
-Curva de flechas máximas verticales

Para trazar la curva de flechas máximas verticales necesitamos el parámetro "p" cuyos valores se encuentran en el Cuadro No 14 (Cuadro F, Proyecto de Norma) para los Armados T1 y T2, y los vanos máximos en terreno llano respectivos.

Figura No 8

ARMADOS T1 Y T2 , SISTEMA 22.9/13.2 KV

Y,Y',Y'' vs d (S=10,16,25 mm² ,P=1124)



SEMIVANO d (metros) Escala 1:2,000

Y, Y', Y'' (Metros) Escala 1:200

Curva de distancia mínima al terreno

La curva de distancia **mínima** al terreno (y') será (Ver fórmula No 21):

$$y' = f_{\text{máx}} - ds$$

Donde:

$f_{\text{máx}}$: Curva de flecha máxima;

ds : Distancia mínima de los conductores al suelo en m.

(Ver Tabla 2-XX del CNE Tomo V).

Reemplazando datos tenemos:

$$y' = f_{\text{máx}} - 5 = \frac{d^2}{8,992} - 5$$

$$y' = \frac{d^2}{8,992} - 5 \quad \dots(26)$$

La gráfica respectiva la tenemos en el Figura No 8.

-Curva de pie de Apoyo (y'')

Según la fórmula No 22 tendremos:

$$y'' = y' - f_{\text{máx}}$$

Reemplazando la fórmula No 26 y sabemos que la flecha máxima según el Cuadro No 8 (Cuadro J Proyecto de Norma) es 3.04 m, entonces:

$$y'' = \frac{d^2}{8,992} - 5 - f_{\text{máx}} = \frac{d^2}{8,992} - 5 - 3.04$$

$$y'' = \frac{d^2}{8,992} - 8.04 \quad \dots(27)$$

Estas curvas se dibujan en papel transparente en las mismas escalas del perfil longitudinal de la línea (Ver figura No 8), o sea según la práctica usual a las de:

-Horizontal : 1 : 2,000;

-Vertical : 1 : 200.

e) Distribución de las Estructuras

Definido el vano máximo en terreno llano de 164 metros, y determinada la "Plantilla de Distribución de Apoyos" realizamos la distribución de estructuras Ver Plano (No P-1 Anexo D), teniendo como práctica común colocar estructuras de anclaje cada 2 a 3 Km de línea.

La gráfica a escala de la "Plantilla de Distribución de Apoyos" la tenemos en la figura No 8, y para realizar la distribución de las estructuras bastará que la Curva de "Pie de Apoyos" (y'') corte los puntos donde se

encontrarán las estructuras y que la parábola correspondiente a "Distancia Mínima al Terreno" (y') quede tangente o por encima al perfil longitudinal del terreno. Y en el caso que no se cumpla lo indicado anteriormente, para redistribuir las estructuras bastará hacer que la curva correspondiente a "Distancia Mínima al Terreno " quede tangente al perfil longitudinal del terreno, para que la de "Pie de Apoyos" indique los nuevos puntos de corte de dicho perfil, en los cuales deberán reubicarse las estructuras.

Para realizar la distribución de las estructuras, hay que tener en cuenta la distancia del punto de sujeción del conductor más bajo al terreno "dct" (Ver fig. No 9) para colocarla a escala en el lugar seleccionado en el perfil longitudinal para la estructura respectiva (Plano P-1).

Además tenemos que buscar que las dimensiones de los vanos sean bastantes similares, a fin que los esfuerzos debido al tiro del conductor sobre los armados no causen serios desequilibrios.

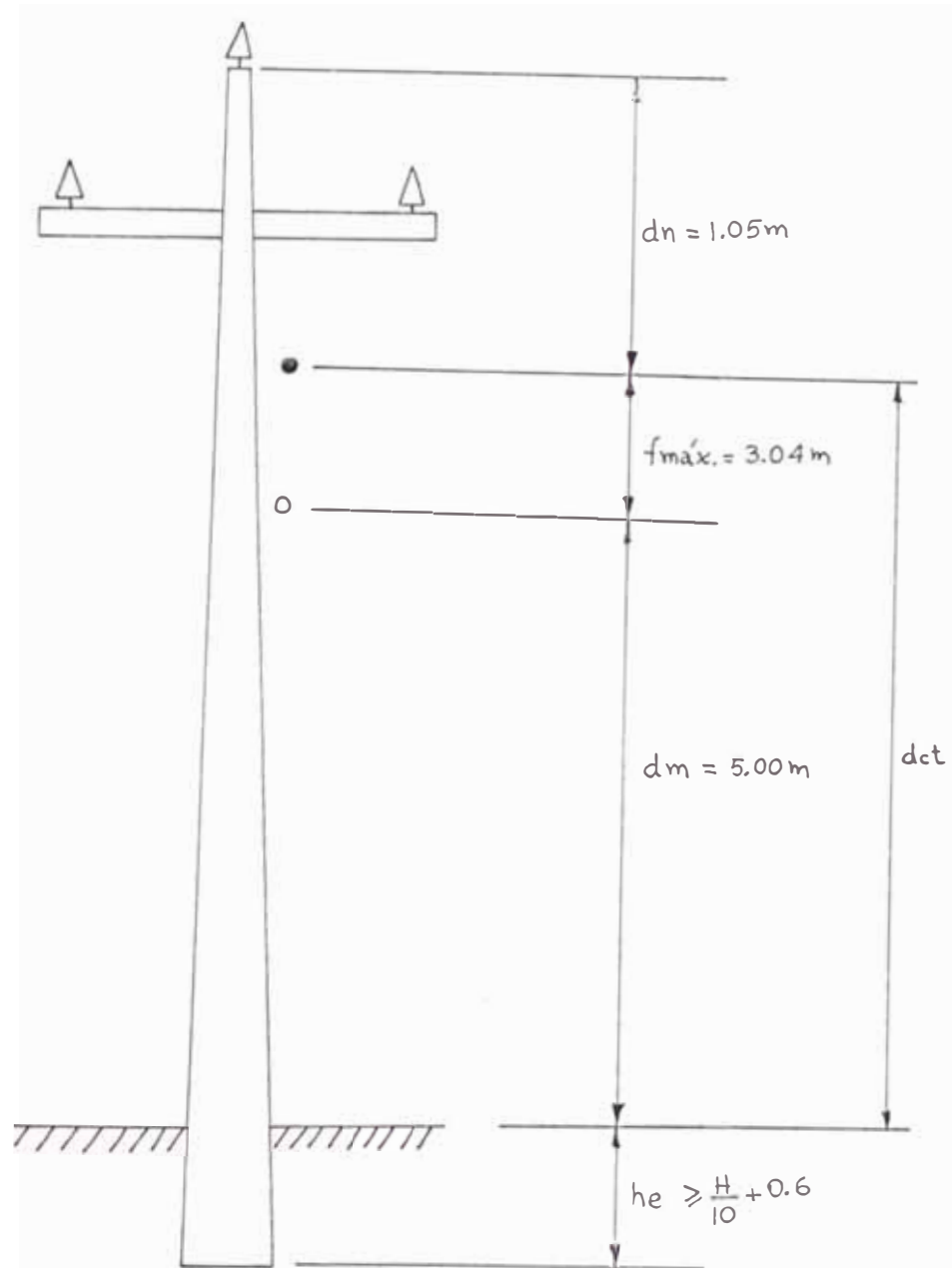


Figura No 9

f. Cálculo del Vano Básico

Realizada la distribución de las estructuras (Ver Plano No P-1), el resultado del vano básico es:

$$DB = \frac{\sqrt{\sum d_i^3}}{\sum d_i}$$

$$DB = \frac{\sqrt{(160^3 + \dots + 160^3 + \dots + 150^3)}}{160 + \dots + 160 + \dots + 150} = \frac{\sqrt{8 \times 164^3 + 3 \times 150^3}}{8 \times 160 + 3 \times 150}$$

$$DB = 157.45 \text{ m.}$$

Es decir el vano máximo con terreno llano es 164 metros y no coincide con el vano básico que es 157 metros. En este caso tendremos que continuar con los cálculos de manera usual, pero si el vano básico hallado coincidiera con el vano máximo en terreno llano, los cálculos de la determinación de la Tabla de Templado se realizarían empleando el Cuadro No 18 como explicaremos mas adelante.

Para los vanos que superan el valor máximo en terreno llano, hay que realizar una comprobación a fin de que las distancias mínimas de seguridad entre conductores sean respetados. En el caso que superen estas distancias mínimas se emplearán crucetas de mayor longitud. Por ejemplo si tuviéramos un vano básico de 170 m mayor al vano máximo en terreno llano de 164m, la comprobación de distancias mínimas debe ser realizada. La configuración

empleada con una cruceta de 2.40 m de longitud total permite como máximo una flecha de 3.04 m, pero en la distribución de estructuras tenemos un vano de longitud mayor al vano máximo en terreno llano, entonces será necesario calcular la flecha máxima para este vano de 170m:

<u>HIP I</u>	→ ECE →	<u>HIP III</u>
$\sigma_1 = 42/2.5 = 16.8 \text{ Kg/mm}^2$		$\sigma_2 = ??$
$T_1 = 5 \text{ C}$		$T_2 = 40 \text{ C}$
$V_v = 90 \text{ km/hr}$		$V_v = 0$

Es decir partiendo de la Hipótesis de Esfuerzo Máximo (Hip I) y con el máximo esfuerzo permisible, pasamos mediante la E.C.E. a la Hipótesis de Flecha Máxima (Hip III) a fin de hallar la flecha máxima respectiva:

$$\sigma_2 = 9.21 \text{ Kg/mm}^2$$

$$f_2 = 3.53 \text{ m}$$

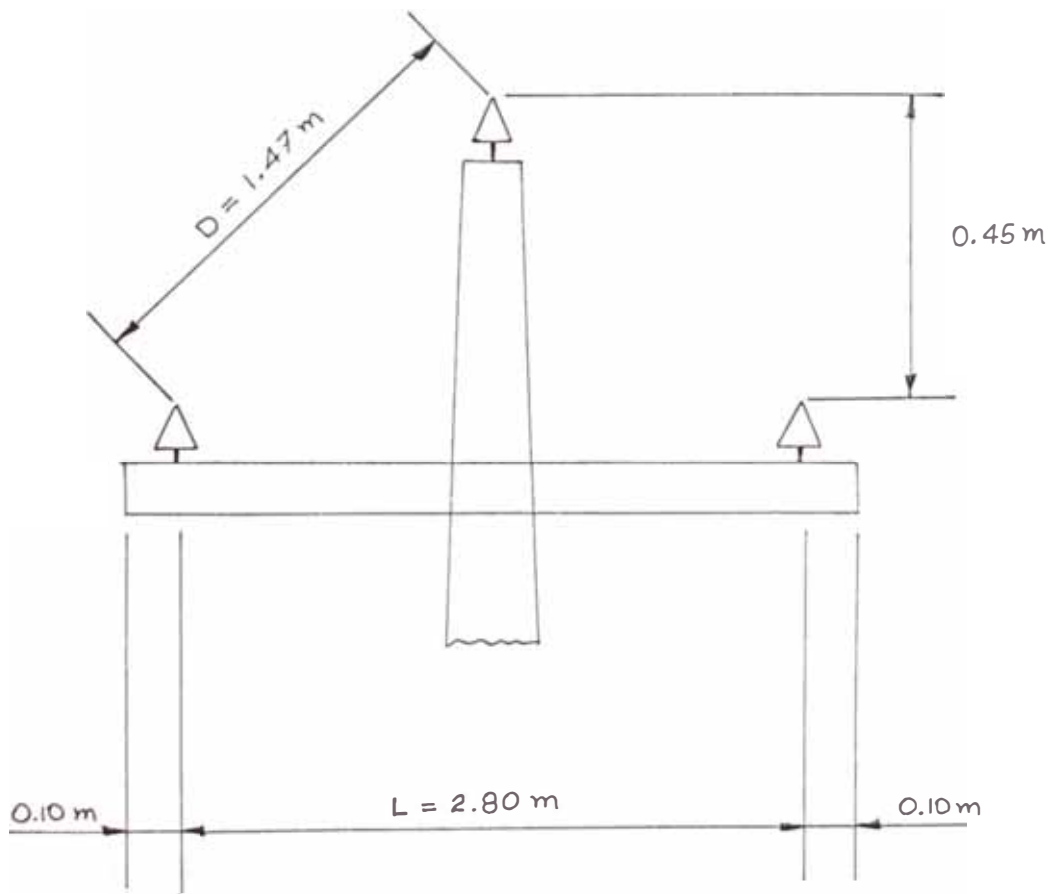
Ahora calcularemos la distancia mínima entre conductores D'' que nos permite el C.N.E. para sección menores a 35 mm² (fórmula No 1):

$$D = 0.0076 \times U + 0.65 \times \sqrt{(f - 0.60)}$$

$$D = 0.0076 \times 22.9 + 0.65 \times \sqrt{(3.53 - 0.6)}$$

$$D = 1.287 \text{ m.}$$

Está distancia no puede ser alcanzada con cruceta de 2.40m, por lo que tendremos que emplear una cruceta de 3.00 m de longitud:



f. Cálculo de la Tabla de Templado o Regulación

Los cálculos que siguen a continuación han sido realizados considerando que el vano básico hallado es igual al vano máximo en terreno llano, para nuestro caso sería vano básico igual a 164m.

Para la determinación de la Tabla de Templado es necesario realizar cálculos adicionales. Partiendo de la Hipótesis de Tiro Máximo (Hip I) hacia la Hipótesis de Condiciones Normales (Hip II) para las temperaturas de 10, 20, y 30 C, que se preven puedan presentarse durante el tendido del conductor:

EXPERIENCIAS SOBRE LA NORMALIZACION DE ARMADOS EN
EL AMBITO RURAL

6.1 Generalidades

En el presente capítulo se analiza en forma resumida la experiencia en la normalización de armados de líneas eléctricas.

En cuanto a experiencias en otros países, se describe básicamente los avances realizados por la Rural Electrification Administration (REA) de los Estados Unidos de Norteamérica, en el campo de la normalización de armados.

En lo referente a las experiencias internas se describen las tareas realizadas en el aspecto de la normalización de armados, por parte del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A., la Subgerencia de Electrificación Rural de ELECTROPERU S.A., la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, y algunas Empresas Regionales del Sub-sector de Electricidad.

Concluyendo con la necesidad de la normalización de armados desde

el punto de vista de su empleo en el diseño de líneas de subtransmisión y redes de distribución primaria en zonas rurales, a fin de facilitar dicha tarea y lograr maximizar el empleo de recursos disponibles.

6.2 Experiencias de la "Rural Electrification Administration" (REA) de los Estados Unidos de Norteamérica en la Normalización de Armados.

En cuanto a normalización de armados en líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria, los trabajos mas desarrollados han sido hechos por la "Rural Electrification Administration" (REA) del "U.S. Department of Agriculture", algunos de cuyos armados se encuentran en el documento "Specifications And Drawings for 7.2/12.5 KV Line Construction." Documento que contiene las características de materiales y las especificaciones para la construcción, en sí de líneas de 7.2/12.5 KV. Abarcando lo concerniente a armados, puestas a tierra, subestaciones y detalles de construcción.

Pero la Normalización no termina allí, sino que en el Boletín REA 160-2 "Mechanical Design Manual for Overhead Distribution Lines", del "Rural Electrification Administration U.S. Department of Agriculture", se da la base teórica para el diseño, instalación, construcción e inspección, de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Y en el capítulo V del mismo documento, empleando las facilidades que nos da la computación, se han elaborado gráficos y tablas, que empleando parámetros genéricos y con intervalos razonables para su realidad, facilitan la tarea

de diseño de líneas aéreas de distribución.

Cabe resaltar, que en muchas partes del país, se han construido líneas aéreas, empleando Armados REA, y que actualmente muchas Empresas Regionales emplean algunos de estos armados en el diseño de líneas de sub-transmisión y redes de distribución primaria.

6.3 Experiencias en el País sobre Normalización de Armados.

En nuestro país se han realizado importantes esfuerzos en la búsqueda de la normalización de armados, equipos, materiales e instalación en líneas eléctricas, aquí resumiremos alguno de ellos.

6.3.1 Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A.

Han realizado importantes trabajos, algunos de los cuales son:

- "Especificaciones Generales y Armados en postes de madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria", cuyo objeto es establecer las especificaciones generales para el diseño y construcción de líneas y redes de distribución primaria en la electrificación de zonas rurales, así como de los armados y sus características, para ser utilizada en la elaboración de la ingeniería de los proyectos de sistemas con puesta a tierra múltiple del conductor neutro y de sistemas aislados (Anexo A).
- "Criterios para el Diseño de Armados de Construcción".
Contiene una recopilación de criterios para el diseño de

armados de construcción (alineamiento, ángulo, anclaje, etc.), establecidos en el Código Nacional de Electricidad y algunas normas extranjeras.

6.3.2 Sub-Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERU S.A.

El Servicio de Normalización y Diseño de la Sub-Gerencia de Electrificación Rural de ElectroPerú S.A., ha elaborado Armados que se diferencian de los aprobados por el Comité de Normalización en lo siguiente:

- a) No consideran disposición vertical de los conductores para estructuras de alineamiento (0 -5);
- b) Longitud de crucetas de madera.
 - Servicio de Normalización y Diseño (SND) 1.50, 2.40 y 3.00 m;
 - Comité de Normalización (CN) 1.40, 1.80 y 2.40 m.
- c) Dimensiones de Diagonales de Fierro

- S.N.D	37.5 x 4.5 x 500 mm.
	50 x 4.5 x 750 mm.
	50 x 4.5 x 950 mm.
- C.N.	50 x 4.5 x 500 mm.
	50 x 4.5 x 680 mm.

6.3.3 Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad

Cabe mencionar los esfuerzos realizados en el campo de la Normalización por algunas Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad que a continuación mencionamos:

a) ELECTROLIMA

Empresa que ha realizado importantes esfuerzos tiene una oficina de Normalización, cuyas funciones son:

- Desarrollar el programa de normalización de la empresa;
- Elaboración de normas y especificaciones técnicas,
- Administración del Programa de normalización de la empresa; y
- Participación en reuniones externas de normalización.

Ha elaborado algunas normas para armados de líneas aéreas, y es la Empresa Regional que ha realizado los mayores esfuerzos en el campo de la normalización.

b) ElectroCentro

Han implementado un Departamento de Normalización, habiendo elaborado diversas normas que vienen empleando internamente en la actualidad.

6.3.4 Dirección General de Electricidad - Ministerio de Energía y Minas (DGE MEM).

La DGE ha venido elaborando las normas técnicas necesarias para una adecuada marcha del Sub-sector Electricidad. Para tal efecto se creó la Unidad de Normalización que se le asignó entre sus funciones, la elaboración de las normas técnicas que requiera el Subsector de Electricidad, la actualización periódica de los aportes que pagan los

usuarios a las Empresas de Servicio Público de Electricidad, y el encargado de actualizar el Código Nacional de Electricidad.

Algunas de las Normas emitidas por dicho organismo son:

- La Norma DGE-015-PD-1 "Postes, crucetas y Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución" uniformiza las condiciones de aceptación y utilización de postes, crucetas y ménsulas para Redes de Distribución Primaria y Secundaria;

- La Norma DGE-019-CA-1 "Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea" establece los criterios para la racionalización del uso de los conductores aéreas en redes de distribución primaria y secundaria;

- La Norma DGE-009-T3-1987 "Tensiones Nominales de Sistemas de Distribución".

6.4 Conclusiones

Del análisis, se concluye que actualmente existen un avance importante en el sector de la normalización de materiales, equipos y especificaciones generales y armados de líneas eléctricas, y que en otros países la normalización va mas allá y con la ayuda de una importante herramienta, como es la computación se puede lograr importantes avances, como es la "Normalización del Diseño de Líneas Eléctricas".

De aquí nació la inquietud de este estudio que busca la Normalización del Empleo de Armados Normalizados en el Diseño de Líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Primaria en Zonas Rurales, en forma sencilla y rápida, con el consiguiente ahorro de recursos financieros, humanos y de tiempo.

PROYECTO DE NORMA C.N. "ARMADOS NORMALIZADOS EN EL AMBITO RURAL".

En el presente capítulo se incluirá un Proyecto de Norma C.N. "Armados Normalizados en el Ambito Rural" a fin de concluir el presente estudio.

La presente norma fue elaborada con las pautas del Proyecto de Norma del Comité de Normalización de ELECTROPERU S.A. "Elaboración y Aprobación de Normas y Diseños Típicos" y su aprobación y revisión deberá ser realizada siguiendo las pautas dadas en dicha Norma.

Y será el Comité de Normalización quien emita la presente Norma, en cumplimiento a lo establecido en el Art. 22 del Reglamento de la Ley de Electricidad No. 23406.

7.1 Objeto

La presente Norma tiene por objeto Normalizar el Diseño de Líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Primaria en Electrificación Rural, empleando Armados Normalizados.

Será empleada en la elaboración de la ingeniería de los proyectos

de sistemas con puesta a tierra múltiple del conductor neutro y de sistemas aislados.

7.2 Alcance

a) Niveles de Tensión

Válida para las Tensiones Normalizadas en Electrificación Rural (Norma DGE-009-T3-1987 "Tensiones Nominales de Sistemas de Distribución") de 22.9/13.2 KV y 13.2/7.62 KV (Sistemas de puesta a tierra múltiple del conductor neutro); y además para sistemas aislados de 10 KV.

b) Armados

Los Armados empleados, son los más utilizados en el Diseño de Líneas de Subtransmisión y Redes de Distribución Primaria en el Ambito Rural, extraídos de la Norma CN-NO-007 "Especificaciones Generales y Armados en postes de madera para Líneas y Redes de Distribución Primaria:

- Armado de 0° a 5°, T1;
- Armado de 5° a 30°, T2;
- Armado de 30° a 60°, T3;
- Armado de 60° a 90°, T4;
- Armado de Extremo de Línea TH5;
- Armado de Extremo de Línea TV5;
- Armado de Anclaje, T6.

Para dichos Armados (Anexo A), las dimensiones consideradas son las siguientes:

<u>TIPO DE ARMADO</u>	<u>A (mm)</u>	<u>B (mm)</u>	<u>C (mm)</u>	<u>D (mm)</u>
T1	1,100	100	—	
T2	1,100	100	150	
T3	—	—	—	1.50
T4	—	—		1.50
TH5	1,050	150	—	
TV5		—		1.50
T6	1,050	150	—	

c) Postes

Los postes considerados han sido postes de madera, pero no se excluye el uso de postes de concreto armado ó metálicos, pero sin variar las dimensiones mencionadas anteriormente.

d) Crucetas y Diagonales

Las crucetas serán de madera, y las diagonales serán de fierro galvanizado.

e) Conductores

Conductores cableados desnudos de Cobre Duro, de secciones de 10, 16, 25, 35, 50 y 70 mm².

f) Modo de Empleo de los Armados

Se adoptarán los armados con disposición triangular en las líneas de subtransmisión y redes de distribución primaria y cuando las redes primarias estén muy próximas a edificaciones, se adoptarán los armados con disposición vertical.

g) Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores

- Hipótesis de Tiro Máximo (Hip I).

Temperatura	: 5° C de 0 a 2,000 m.s.n.m.
	: -10° C de 2,001 a 3,000 m.s.n.m.
	: -15° C mayor de 3,000 m.s.n.m., sin costra de hielo y con costra de hielo de 2 mm.
Velocidad del Viento	: 60, 75, y 90 Km/h.

- Hipótesis de Condiciones Normales (Hip II).

Temperatura Promedio : 10, 20, 30°C.

Sin Viento.

- Hipótesis Flecha Máxima (Hip III).

Temperatura Máxima Previsible : 40°C.

Sin Viento.

h) Cálculo de Caída de Tensión

Se determinará empleando la Tabla A, y la siguiente fórmula:

$$\Delta V \% = \sum P \times L \times FCT$$

donde:

$\sum P$: Potencia de la carga	...Kw.
L	: Longitud de la Línea	...Km.
$\Delta V\%$: Caída de tensión porcentual, máximo 6% para zonas rurales	

i) Cálculo del Vano Máximo en terreno llano

Determinando el sistema a emplear, la sección del conductor, y las condiciones para la Hipótesis I, II, III, podemos hallar de las Tablas B, C, D y E, los vanos máximos en terreno llano permitidos por cada uno de los armados a emplear .

j) Plantilla de Distribución de Apoyos

De la misma forma descrita anteriormente podemos seleccionar de las Tablas F, G, H, e I, los "parámetros" y poder determinar y dibujar las Curvas de Flechas Máximas Verticales "y" en metros:

$$y = \frac{(D/2)^2}{2 \times p}$$

donde:

y	:	Curva de flecha máxima	...(m)
D/2	:	Semivano variable	...(m)
p	:	parámetro	...(m)

Luego podemos trazar las Curvas de Distancia Mínima al Terreno (y') y la Curva de Pie de Apoyo (y'')

$$y' = y - ds$$

$$y'' = y' - fmáx$$

donde:

ds : Distancia mínima de los conductores al suelo para áreas no transitables por vehículos (metros) según el CNE Tomo V.

f_{máx} : flecha máxima admisible en terreno llano (metros) Tabla J.

k. Tablas de Templado o Regulación

De las Tablas K, L, M, y N seleccionamos los valores de las flechas "f2" a una Temperatura "t2" diferente a la del vano básico "D1" (t1) y poder determinar la Tabla de Templado correspondiente:

$$f_2 = f_1 \times (D_2/D_1)^2$$

donde:

f ₂	: flecha a la temperatura T2 y vano D2	...(m);
f ₁	: flecha a la temperatura T1 y vano D1	...(m);
D ₂	: Vano diferente al vano básico	...(m);
D ₁	: Vano básico	...(m).

Cabe anotar que para la determinación de las flechas f₂ y f₁ se ha considerado que el vano básico hallado ha sido igual al vano máximo en terreno llano seleccionado.

Nota:

Cabe resaltar que los Cuadros mencionados en el Capítulo 7 tienen el siguiente equivalente con los Cuadros generados por la siguiente

Tesis:

Tabla A	Cuadro No 4
Tabla B	Cuadro No 13
Tabla C	Cuadro No 13B
Tabla D	Cuadro No 13C
Tabla E	Cuadro No 13D
Tabla F	Cuadro No 14
Tabla G	Cuadro No 14B
Tabla H	Cuadro No 14C
Tabla I	Cuadro No 14D
Tabla J	Cuadro No 8
Tabla K	Cuadro No 18
Tabla L	Cuadro No 18B
Tabla M	Cuadro No 18C
Tabla N	Cuadro No 18D

CONCLUSIONES

1. El empleo del presente Proyecto de Norma C.N. "Armados Normalizados en el Ambito Rural", traería ahorro en recursos humanos, reducción de costos y otras ventajas inherentes a la Normalización. Sólo considerando la inversión del Programa de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, para el periodo 1,988-1,990 tenemos alrededor de 6.5 millones de dólares en estudios y 270 millones de dólares en costo directo, lo cual comprueba la importancia de la implementación del presente Proyecto de Norma.

2. El presente trabajo facilita la tarea de Diseño de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria (L.S. y R.D.P.). Pero para su correcta implementación debe ser puesto a consideración de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad, de los proyectistas en general y todas aquellas personas e instituciones relacionadas con el tema.

3. Se recomienda que el presente trabajo sea continuado con otro similar que abarque lo correspondiente a la Normalización del Diseño Mecánico de Estructuras, a fin de completar una serie de Tablas que permitan Normalizar el diseño completo de Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria.

4. Se recomienda realizar el trazado de las Plantillas de Distribución de Estructuras y analizar la posibilidad de reunir las en familias de curvas, a fin de facilitar la distribución de estructuras.
5. Se recomienda la realización de un estudio aparte, para analizar la posibilidad de la implementación por etapas (sistemas monofásico bifilar o monofásico con retorno por tierra/bifásico/trifásico) de las Líneas de Sub-Transmisión y Redes de Distribución Primaria en el ámbito rural, empleando el presente Proyecto de Norma.
6. Se recomienda la realización de un estudio que busque la Normalización de Materiales en los Armados para L.S. y R.D.P. en el ámbito rural, a fin de normalizar tanto el diseño como los materiales y potenciar las ventajas de la Normalización.
7. Es importante resaltar que el presente trabajo puede ser modificado para variables distintas a las empleadas en esta Tesis de manera relativamente fácil, realizando análisis de sensibilidad. Lo anterior es posible debido a la versatilidad de la Hoja Electrónica LOTUS y de los "programas" realizados.
8. El presente trabajo luego de ser sometido a las discusiones pertinentes, y luego de ser empleado en los proyectos de L.S. y R.D.P. puede ser modificado y ampliado, abarcando todos los Armados para Sistemas Monofásicos, Bifásicos y Trifásicos, permitiendo implementar las respectivas líneas por etapas.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- **Código Nacional de Electricidad - Tomo IV.**
Ministerio de Energía y Minas- Dirección General de Electricidad.
- 2.- **Norma CN.NO-007 "Especificaciones Generales y Armados para Líneas y Redes de Distribución Primaria".**
Comité de Normalización-ELECTROPERU S.A.
- 3.- **Actas de Reuniones del Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria - Mayo 1985 - 1987.**
- 4.- **Proyecto de Normalización de Tensiones de la Red de Distribución Primaria Aérea.**
Tesis UNI.
- 5.- **Norma DGE-015-PD-1 "Norma de Postes, Crucetas, Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución".**
Dirección General de Electricidad - MEM.
- 6.- **Criterios para la Selección y el Diseño de los Sistemas de Distribución Rural en el Perú.**
Ing. Luis Prieto - ELECTROPERU S.A.
- 7.- **Diseño de la Línea de Subtransmisión 10 KV S.E. Paracas-Santa Cruz**
Tesis Bachiller por Daniel Banda R. Julio 1987.
- 8.- **Norma CN/SE-152-85 "Criterios para el Diseño de Armados de Construcción"**

- 9.- Criterios para Cimentación de Postes de Madera.
Comité Técnico de Redes de Distribución Primaria.

- 10.- Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica 1986
ELECTROPERU S.A.

- 11.- Reglamento del Comité de Normalización CN-001-81 1984 .
Comité de Normalización ELECTROPERU S.A.

- 12.- Norma REA "Specifications and Drawings for 7.2/12.5 KV Line
Construction."
Rural Electrification Administration US. Department of
Agriculture.

- 13.- Apuntes de Clases del Curso "Electrificación Rural".
dictado por los Ing. Guillermo Vilela y Jorge Ponce.

- 14.- Apuntes de Clases del Curso "Instalaciones Eléctricas II."
dictado por los Ing. Carlos Huallasco y Jorge Ponce.

- 15.- Apuntes de Clases del Curso "Líneas de Transmisión".
dictado por los Ing. Jorge Albornoz y C. Becerra.

- 16.- Cálculo Mecánico de Redes Aéreas de Distribución Eléctrica.
Asociación Electrotécnica Peruana 1975.

- 17.- REA Bulletin 160-2 "Mechanical Design Manual for Overhead
Distribution Lines".

Rural Electrification Administration U.S. Department of
Agriculture

18.- La Normalización en Sistemas Eléctricos de Distribución.

Ings. César Aguilar Galarreta y Julio Ruíz Romero.

19.- Norma de Distribución LD-7-200 "Cálculo Mecánico de
Conductores".

Norma de Electrolima S.A.