

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**METODOLOGIA PARA EL DISEÑO Y EVALUACION DE PERDIDAS  
DE ENERGIA DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
SUBTERRANEAS PARA LA ELECTRIFICACION DE  
HABILITACIONES URBANAS**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**RICARDO FELIPE ALVA JULCA**

**PROMOCION 1989 - 2**

**LIMA - PERU**

**1993**

## SUMARIO

En la presente tesis se propone dos metodologías normalizadas: la primera para el diseño de Redes de Distribución Secundaria Subterráneas y la segunda para la Evaluación de las Pérdidas de Energía en dichas redes.

Se ha llevado a cabo una recopilación de información, el análisis respectivo de esta información, llegando finalmente al planteamiento y utilización de la primera metodología. Se ha propuesto y aplicado la segunda metodología determinando rangos teóricos de pérdidas de energía aceptables, simulando flujos de carga.

Con el uso de ambas metodologías se racionalizará la labor del Ingeniero en la toma de decisiones respecto a los temas propuestos en la presente tesis que pertenecen al ámbito de la distribución de la energía eléctrica.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

METODOLOGIA PARA EL DISEÑO Y EVALUACION DE PERDIDAS DE  
ENERGIA DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA SUBTERRANEAS  
PARA LA ELECTRIFICACION DE HABILITACIONES URBANAS.

TESIS

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

RICARDO FELIPE ALVA JULCA

Lima - 1993

EXTRACTO

La falta de información, la dispersión de ésta, y la necesidad de uniformizar criterios técnicos forjaron el desarrollo de la presente tesis con la finalidad de lograr los siguientes objetivos:

- 1ro. Proponer una metodología de cálculo normalizada para el diseño de redes de distribución secundaria subterráneas.
- 2do. Plantear una metodología para el cálculo de las pérdidas de energía en redes de distribución secundaria subterráneas.

Logrando estos objetivos se racionalizará la labor del Ingeniero en la toma de decisiones respecto a los temas propuestos en la presente tesis que pertenecen al ámbito de la distribución de la energía eléctrica.

El análisis de algunos diseños de redes de distribución secundaria de proyectistas experimentados, llevó al convencimiento de la factibilidad de normalizar el diseño a través de una metodología. En tal sentido, se ha llevado a cabo una recopilación de información, el análisis respectivo de esta información, llegando finalmente al planteamiento de una metodología normalizada de diseño de redes de distribución secundaria subterráneas, la cual queda demostrada con el desarrollo de cuatro ejemplos de aplicación. Se incluyen también planos y diseños típicos, modelos referenciales de memoria descriptiva y especificaciones técnicas, así como también las recomendaciones necesarias para la redacción de éstas últimas.

De la investigación de informes técnicos de las Empresas Concesionarias, con relación a pérdidas de energía, se concluyó la necesidad de realizar un estudio concreto sobre este tema. En la presente tesis se ha propuesto y aplicado una metodología de cálculo de pérdidas de energía y determinado rangos teóricos de pérdidas de energía aceptables, simulando flujos de carga.



## INDICE

PROLOGO .....	13
CAPITULO I : DISPOSITIVOS LEGALES APLICABLES A LA ELABORACION DE PROYECTOS DE DISTRI- BUCION SECUNDARIA .....	18
1.1 Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento .....	20
1.2 Código Nacional de Electricidad (CNE) .....	20
1.3 Normas de la Dirección General de Electricidad (DGE) .....	21
1.3.1 Norma DGE 002-P "Elaboración y Aprobación de Proyectos de Subsistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Pú- blico y Conexiones" .....	22
1.4 Normas del Ex-Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas - ITINTEC .....	23
1.5 Normas de las Empresas Concesionarias (Ex- Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad) .....	24
CAPITULO II : EL PROYECTO ELECTRICO Y SUS PARTES CONSTITUTIVAS .....	26
2.1 Recopilación de Información Previa .....	28
2.2 Memoria Descriptiva .....	30
2.3 Especificaciones Técnicas .....	32
2.4 Cálculos Justificativos .....	33
2.5 Planos .....	34
2.6 Metrado y Presupuesto .....	36

## VIII

CAPITULO III : PARAMETROS DE DISEÑO .....	37
3.1 Nivel de Tensión .....	38
3.2 Nivel de Iluminación para las Vías Públicas .....	39
3.3 Máxima Caída de Tensión ( $\Delta V_{\text{máx}}$ ) .....	40
3.4 Tipos de Cables Utilizados .....	41
3.5 Capacidad de Corriente de los Cables .....	43
3.5.1 Cables Enterrados Directamente .....	43
3.5.2 Factores de Corrección para Cables Enterrados Directamente .....	46
3.5.3 Cables Tendidos en Ductos .....	50
3.5.4 Factores de Corrección para Cables Tendidos en Ductos Aplicables a la Tabla 3-VII-A .....	53
3.6 Cargas del Subsistema de Distribución Secunda- ria y Calificación Eléctrica .....	54
3.7 Cargas de las Instalaciones de Alumbrado Público.	58
3.8 Factor de Simultaneidad (f.s.) y Factor de Potencia ( $\cos \phi$ ) .....	59
3.8.1 Factor de Simultaneidad (f.s.) .....	59
3.8.2 Factor de Potencia ( $\cos \phi$ ) .....	61
3.9 Fórmula para el Cálculo de la Caída de Tensión ..	62
3.10 Reglas Prácticas para Ubicar Subestaciones, Ubicar Postes y Efectuar Recorrido de Cables ...	70
CAPITULO IV : METODOLOGIA DE CALCULO Y EJEMPLOS DE APLICACION .....	81
4.1 Metodología de Cálculo de la Caída de Tensión y Verificación de la Capacidad de Corriente .....	82
4.2 Ejemplos de Aplicación .....	90
4.2.1 Ejemplo N° 1 .....	91
4.2.1.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1 .....	99
4.2.1.2 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1 .....	117

4.2.1.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria ...	125
4.2.2 Ejemplo N° 2 .....	128
4.2.2.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1 .....	130
4.2.2.2 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1 .....	145
4.2.2.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria ...	148
4.2.3 Ejemplo N° 3 .....	150
4.2.3.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1 .....	153
4.2.3.2 Cálculo del Alimentador S.D.S.-2 .....	156
4.2.3.3 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1 .....	157
4.2.3.4 Verificación de la Capacidad de Corriente ...	158
4.2.4 Ejemplo N° 4: Miscelánea .....	166
CAPITULO V : ESPECIFICACIONES TECNICAS .....	171
5.1 Redacción de las Especificaciones .....	173
5.1.1 El lenguaje de las especificaciones .....	174
5.1.2 Uso de referencias en las especificaciones ....	176
5.1.3 Elaboración de las especificaciones .....	177
5.2 Evaluación de las Especificaciones .....	181
5.3 Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales	182
5.3.1 Postes .....	182
5.3.2 Cables .....	187
5.3.3 Unidades de Alumbrado Público .....	190
5.3.3.1 Luminarias .....	190
5.3.3.2 Lámparas .....	191
5.3.3.3 Pastorales .....	193
5.3.4 Empalmes y Puntas Muertas .....	195

CAPITULO VI : PLANOS .....	196
6.1 Plano de Ubicación .....	197
6.2 Plano de Lotización .....	198
6.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria .....	198
6.4 Simbología Establecida por el Código Nacional de Electricidad y la Norma DGE-002-P-4 .....	201
6.5 Normalización de Detalles .....	202
CAPITULO VII : MODELO REFERENCIAL DE MEMORIA DESCRIPTIVA Y ESPECIFICACIONES TECNICAS .....	211
1. MEMORIA DESCRIPTIVA .....	212
2. ESPECIFICACIONES TECNICAS .....	218
CAPITULO VIII : METODOLOGIA DE CALCULO TEORICO DE PERDIDAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA .....	235
8.1 Premisas Adoptadas .....	237
8.2 Metodología Propuesta .....	238
8.2.1 Pérdidas en Acometidas Domiciliarias .....	238
8.2.2 Pérdidas en el Subsistema de Distribución Secundaria .....	245
8.2.3 Pérdidas en las Instalaciones de Alumbrado Público .....	264
8.2.4 Energía Diaria Entregada al Sistema de Dis- tribución Secundaria y Pérdidas Aceptables ....	278
8.2.5 Análisis de Sensibilidad .....	279
8.2.5.1 Método aproximado para cálculo de pérdidas de energía .....	279
8.2.5.2 Método exacto para cálculo de pérdidas de energía .....	280

CAPITULO IX : METODOLOGIA PARA LA EVALUACION PRACTICA DE PERDIDAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA ...	299
9.1 Información Requerida .....	300
9.2 Metodología Propuesta .....	301
9.2.1 Pautas .....	301
9.2.2 Mediciones .....	306
9.3 Determinación de las Pérdidas .....	308
9.3.1 Pérdidas en el S.D.S .....	309
9.3.2 Pérdidas en I.A.P. ....	315
9.4 Evaluación de Resultados .....	316
CONCLUSIONES .....	319
BIBLIOGRAFIA .....	324
ANEXOS .....	328
ANEXO A : ARTICULOS DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS (D.L. N° 25844) Y SU REGLA- MENTO RELACIONADOS CON LA ELABORACION Y APROBACION DE PROYECTOS Y EJECUCION DE OBRAS DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA .....	329
ANEXO B : NORMAS DE LA DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD RELACIONADAS CON LA ELABO- RACION Y APROBACION DE PROYECTOS Y EJECUCION DE OBRAS DE REDES DE DISTRI- BUCION SECUNDARIA .....	337
ANEXO C : NORMAS DEL EX-INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLOGICA INDUSTRIAL Y DE NORMAS TECNICAS - EX-ITINTEC. RELACIONADAS CON LOS MATERIALES PARA LA EJECUCION DE OBRAS DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA .....	339

XII

ANEXO D : NORMAS ITINTEC .....	341
* N° 833.001 : DIBUJO TECNICO - FORMATO DE LAMINAS	
* N° 033.002 : DIBUJO TECNICO - PLEGADO DE LAMINAS	
ANEXO E : RESOLUCION MINISTERIAL N° 016-89 - EM/DGE .....	351
ANEXO F : RESISTENCIA ELECTRICA, INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA DE CABLES NYN .....	357
ANEXO G : CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS TRIFASICOS Y OTRAS FORMAS PARA CALCULAR LA CAIDA DE TENSION .....	367
ANEXO H : CRITERIO DE LONGITUD EQUIVALENTE .....	382
ANEXO I : CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS DIA- GRAMAS DE CARGA DE UN USUARIO Y DE UN GRUPO DE USUARIOS .....	390

## PROLOGO

Recordando los momentos difíciles de mi vida de estudiante universitario, de los apuros vividos en busca de textos en las bibliotecas de la universidad y conociendo la falta de libros de consulta referentes a metodologías para el diseño y cálculos matemáticos en la elaboración de Proyectos en Redes de Distribución Secundaria Subterráneas para la electrificación de habilitaciones urbanas, me propuse utilizar este tema como tesis de grado, pero con la idea de que dicho trabajo sea útil al estudiantado de Ingeniería Eléctrica y al lector interesado.

Los objetivos de la presente tesis son los siguientes:

- 1ro. Proponer una metodología de cálculo para el diseño de redes de distribución secundaria subterráneas, con informaciones concretas relativas a la elaboración de proyectos, presentando en forma ordenada y didáctica los procedimientos a seguir hasta concluir el proyecto cumpliendo con las disposiciones de: normas técnicas, Código Nacional de Electricidad y Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento.
- 2do. Plantear una metodología para la evaluación de las pérdidas de energía en redes de distribución secundaria subterráneas, que conduzca a la determinación

teórica de rangos de pérdidas aceptables en redes que hayan sido diseñadas conforme a las normas y leyes vigentes. Esto contribuirá a comparar las pérdidas obtenidas por mediciones con las determinadas teóricamente, y tomar acciones correctivas si así lo requiere. Este objetivo ha sido motivado dado los altos porcentajes de pérdidas de energía detectadas por las empresas concesionarias.

El tema de la presente tesis será de gran utilidad al profesional interesado en el estudio de un proyecto de electrificación. Por lo tanto, considero que existe justificada razón para compendiar en ella la información y los datos técnicos básicos que faciliten al proyectista el desarrollo de un proyecto, y que lo ayuden a perfeccionarse en un campo de amplio potencial de desarrollo en el Perú.

Una metodología orientada a desarrollar un proyecto normalizado, como se trata de brindar en el presente trabajo, no existe en bibliografía alguna en nuestro país.

Generalmente, el estudiante de ingeniería se preocupa más por los conocimientos técnicos; sin embargo, la presente tesis, además de brindarle aquello, pretende impulsarlo a compenetrarse en los aspectos legales y normativos de procedimiento relacionados con el diseño de proyectos, que necesariamente deberá conocer en el ejercicio profesional de ingeniería eléctrica.



La elaboración de un Proyecto de Redes de Distribución Secundaria implica una gran responsabilidad y ésta debe ser asumida por un Proyectista que de acuerdo a nuestras normas legales debe ser un Ingeniero Electricista o Mecánico Electricista en aptitud legal de ejercer la profesión. Indudablemente, el Proyectista deberá estar capacitado desde el punto de vista técnico y estar actualizado en el área de distribución, además estar compenetrado al detalle de todos los trámites legales o procedimientos que deben seguirse para lograr la aprobación del proyecto, siendo esto uno de los propósitos del presente trabajo.

Es necesario recalcar que el costo que implique la elaboración del Proyecto debe ser asumido por los Interesados, es decir, una persona natural o jurídica (asociación de propietarios, comité proelectrificación, asociación o cooperativa de vivienda, el propietario de un terreno, compañías urbanizadoras) quienes son los que encargan al Proyectista la elaboración del proyecto para la electrificación del área de terreno que les interesa.

La aprobación de los proyectos corresponde a la Empresa Concesionaria (Ex-Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad) dentro de cuya área de concesión se encuentre el terreno a ser electrificado, ya que dicha Empresa será la que finalmente recepcione las obras derivadas de la ejecución del proyecto, haciéndose responsable de la operatividad y mantenimiento de las instalaciones. Por esta razón, la Empresa Concesionaria es muy exigente en

la etapa de aprobación del proyecto a fin de que esté bien elaborado, y cumpla con los requisitos, principalmente en la parte de especificaciones técnicas de materiales y que se encuentren en su Listado de Materiales Técnicamente Aceptables. En el presente trabajo se compila modelos de especificaciones normalizados como una guía para el proyectista.

El Proyectista brindará sus servicios profesionales al Interesado desarrollando un proyecto de electrificación que cumpla con las exigencias del Código Nacional de Electricidad del Perú (C.N.E), con las disposiciones del Ministerio de Energía y Minas (MEM), con la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento, con las Normas de la Dirección General de Electricidad (DGE), y con las normas internas de la Empresa Concesionaria; con la finalidad de conseguir que el Proyecto sea aprobado sin dificultad.

Existe un trío de interactuantes: Interesado, Proyectista y Empresa Concesionaria, cuyas atribuciones y responsabilidades están claramente definidas en la Norma DGE-002 "Elaboración y Aprobación de Proyectos de Sub-Sistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones", que rige para los fines trazados en el presente trabajo.

Es necesario señalar que todo proyecto debe ser ejecutado dentro de los dos años a partir de la fecha de aproba-

ción; de no ser así, requerirá de una nueva conformidad de parte de la Empresa Concesionaria, para recobrar su validez.

Cabe mencionar que corresponde a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM), actuar como ente dirimente en los casos en que así sea requerido.

Mi mayor satisfacción estará en conseguir que esta tesis, una vez aprobada, sea de utilidad a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, y a ellos va dirigido este esfuerzo de brindar un documento con una metodología práctica para el desarrollo del proyecto. También espero que sea revisada y utilizada por profesionales que estén inmersos en la materia o por aquellos que deseen actualizar sus conocimientos, de modo de fomentar la discusión y análisis técnicos acerca de un tema en el cual siempre debe innovarse.

Antes de concluir quiero expresar mis agradecimientos y mi reconocimiento a mis profesores a quienes les debo los conocimientos adquiridos.

Sería una ingratitud no recordar y agradecer a mis amigos y familiares que me animaron, que a pesar de la dificultad con el trabajo y la avanzada edad (60 años) concluyera mis estudios.

EL AUTOR

Lima, Octubre de 1993

CAPITULO I

DISPOSITIVOS LEGALES APLICABLES A LA ELABORACION DE  
PROYECTOS DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

## CAPITULO I

### DISPOSITIVOS LEGALES APLICABLES A LA ELABORACION DE PROYECTOS DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

En el presente capítulo empezaremos por dar a conocer el marco legal y técnico que debe tenerse en cuenta en la elaboración de Proyectos de Redes de Distribución Secundaria.

Dentro de leyes, códigos y normas, existen pautas y prescripciones a las cuales debe ceñirse un Proyectista a fin de obtener un proyecto que además de estar bien elaborado desde el punto de vista técnico, cumpla con las Normas Legales del Perú.

Básicamente, un proyectista debe conocer los siguientes dispositivos legales:

- \* Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento.
- \* Código Nacional de Electricidad - CNE.
- \* Normas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas - DGE.
- \* Normas del Instituto Nacional de Defensa de Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI (Ex-ITINTEC).
- \* Normas de las Empresas Concesionarias (Ex-Empresas Regionales de servicio Público de Electricidad).

### 1.1 Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento

Esta Ley es la que contiene las disposiciones que norman todo lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. En el Anexo A se ha compendiado algunos artículos de la Ley N° 25844 y su Reglamento en cuyas disposiciones comprenden las bases legales para los fines del presente trabajo.

### 1.2 Código Nacional de Electricidad (CNE)

Los estudios y proyectos deben cumplir con el Código Nacional de Electricidad. En lo que concierne a la elaboración de proyectos de distribución secundaria básicamente deberá cumplirse con los siguientes tomos del Código:

Tomo I : Prescripciones Generales

Tomo IV : Sistema de Distribución

Siendo el Tomo IV el de mayor importancia para los fines que nos ocupa. Cabe mencionar que la primera edición del Tomo IV, publicada en 1981, ha sido modificada en algunas partes a través de la Resolución Ministerial N° 065-87 EM/DGE de fecha 13.04.87.

Es importante recalcar que el Código Nacional de Electricidad tiene como objetivo establecer las prescripciones consideradas necesarias para la seguridad

de las personas frente a los peligros que puedan surgir durante la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

### 1.3 Normas de la Dirección General de Electricidad (DGE)

Las normas de la Dirección General de Electricidad tienen por finalidad establecer pautas y criterios que se deben tener en cuenta para la prestación del servicio público de electricidad y deben ser aplicadas y respetadas por todas las Empresas que brindan este servicio. Cabe anotar la importancia de las normas de la DGE en dos aspectos:

- a) De Procedimiento : en la que se establecen las pautas a considerar, tanto por parte de los interesados como de las Empresas Concesionarias en los procesos de electrificación.
- b) De Técnica : en la que se establecen los requisitos que deben cumplir los materiales y equipos a ser utilizados en los sistemas eléctricos, así como las recomendaciones que se deben tener en cuenta en el diseño de las instalaciones destinadas al servicio público de electricidad.

El Anexo B contiene el listado de normas DGE relacionadas con el presente trabajo.

1.3.1 Norma DGE 002-P "Elaboración y Aprobación de Proyectos de Sub-Sistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones"

A continuación haremos mención especial a la Norma de Procedimiento DGE-002 ya que esta norma tiene por objeto establecer las pautas para la elaboración de los proyectos eléctricos de Subsistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones, y su trámite de aprobación por parte de las Empresas Concesionarias. La última versión es la DGE-002-P-4/1983 (edición 1984). Dicha norma está estructurada de modo que en primera instancia queden claramente establecidas las definiciones de los términos que se utilizan en todo su contenido. Estas definiciones provienen de los dispositivos legales enumerados en su prescripción 4.0 y en algunos casos se han definido términos propios de la norma, como por ejemplo "Factibilidad de Suministro".

Una parte importante de esta norma es la referida a "Distribución de Responsabilidades", ya que en ella se ha consignado con detalle lo que corresponde actuar a cada una de las partes intervinientes en todo el proceso de aprobación de un proyecto.

En su contenido la norma expone paso a paso los trámites que se deben seguir para la elaboración y



aprobación de los proyectos, estableciendo los plazos que debe cumplir la Empresa Concesionaria para atender todas las solicitudes.

A modo de orientar al Proyectista la norma también menciona lo que debe contener el proyecto y la documentación que debe presentarse en las diferentes revisiones hasta su aprobación.

Como complemento y para mejor información, la norma tiene anexo los modelos referenciales de los documentos, solicitudes, resoluciones y planos que deben ser utilizados por el Interesado, Proyectista y Empresa Concesionaria.

Dada la reciente promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento, la Norma DGE - 002 deberá adecuarse a esta nueva ley.

#### 1.4 Normas del Ex-Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas - ITINTEC

El Ex-Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas estuvo encargado de elaborar las normas técnicas (de fabricación de equipos y materiales) que debe cumplir toda la industria manufacturera nacional con la finalidad fundamental de garantizar la calidad. El Ex-ITINTEC ha pasado a constituirse en el Instituto Nacional de Defensa de Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad

Intelectual INDECOPI. El Ex-ITINTEC emitió gran cantidad de normas aplicables al subsector eléctrico las cuales deben ser cumplidas tanto por la industria privada como por el sector público, ya que dichas normas cubren con gran generalidad ambos campos, siendo necesario su adecuación o ampliación para aplicaciones específicas. El Anexo C contiene la relación de normas de materiales y equipos utilizados para el servicio público de electricidad emitidas por el Ex-ITINTEC.

#### 1.5 Normas de las Empresas Concesionarias (Ex-Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad)

Con la dación de la Ley General de Electricidad N° 23406 en Mayo de 1982 el Perú fue dividido en Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad. En la actualidad existen 10 Empresas Regionales y son las siguientes:

- 1) Electrolima (con sede en la ciudad de Lima).
- 2) Electro Sur Medio (con sede en la ciudad de Ica).
- 3) Electro Sur Este (con sede en la ciudad de Cuzco).
- 4) Electro Sur Oeste (con sede en la ciudad de Arequipa).
- 5) Electro Sur (con sede en la ciudad de Tacna).
- 6) Electro Centro (con sede en la ciudad de Huanca-  
yo).
- 7) Electro Norte Medio (con sede en la ciudad de Tru-  
jillo).

- 8) Electro Norte (con sede en la ciudad de Chiclayo).
- 9) Electro Nor Oeste (con sede en la ciudad de Piura).
- 10) Electro Oriente (con sede en la ciudad de Iquitos).

Todas estas empresas deberán adecuarse al nuevo marco de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 para transformarse en concesionarias.

De todas las Empresas mencionadas ELECTROLIMA es la que lleva la vanguardia en el campo normativo. Ha creado su manual interno de normas técnicas de distribución y ha desarrollado normas de diseño, de materiales y de montaje para cada área específica (redes aéreas y subterráneas para distribución primaria y secundaria, operación, protección y control). Por lo tanto, es responsabilidad del proyectista conocer las normas internas de cada Empresa Concesionaria dentro de su área de concesión antes de desarrollar el proyecto.

CAPITULO II

EL PROYECTO ELECTRICO Y SUS PARTES CONSTITUTIVAS

## CAPITULO II

### EL PROYECTO ELECTRICO Y SUS PARTES CONSTITUTIVAS

En este capítulo se describirá las partes de un proyecto de electrificación y su importancia por prestar un "Servicio Público" cuando se concreta en obra. En consecuencia, el proyecto de redes de distribución secundaria subterránea debe realizarse de modo que garantice un eficiente "Servicio Público de Electricidad". Además, el proyecto debe cumplir con los requisitos de seguridad para que sus instalaciones no sean un peligro para las personas, animales y propiedades, esto se logrará siendo riguroso en las especificaciones técnicas de materiales y montaje.

El proyectista tendrá la responsabilidad de lograr que el diseño de las redes de distribución secundaria cumpla con los objetivos del servicio y seguridad eficiente con un costo razonable. Para conseguir esto, un proyecto debe enfocarse de modo que se cumpla inicialmente una fase de "Recopilación de Información Previa", para luego pasar a su elaboración y una vez concluido el proyecto presentarlo constituido por las siguientes partes:

- Memoria Descriptiva.
- Especificaciones Técnicas.
- Cálculos Justificativos.
- Planos.

## 2.1 Recopilación de Información Previa

Desde el momento en que el proyectista asume la responsabilidad de elaborar un proyecto debe recopilar toda la información requerida; tal como:

- a) La Resolución de la Autorización de los Estudios Preliminares de Habilitación Urbana emitida por la Municipalidad Provincial.
- b) El Plano de Lotización, que debe estar visado o aprobado por la Municipalidad Provincial respectiva a fin de trabajar con la seguridad de que los cortes de calles, disposición de las manzanas, ubicación de las áreas libres y áreas destinadas a cargas especiales, sean los definitivos para que no motiven causales de modificación o anulación del proyecto con las rectificaciones posteriores. Este plano debe ser constatado con visitas al área a electrificar.
- c) La calificación eléctrica asignada a la Habilitación Urbana, sobre la cual se tratará en el Capítulo III.
- d) La tensión de distribución secundaria normalizada por la Empresa Concesionaria en la zona donde se encuentra el área a electrificar.
- e) El listado de materiales técnicamente aceptable por la Empresa Concesionaria, en su última edición.

Además, el proyectista deberá solicitar a la Empresa Concesionaria los siguientes documentos:

- a) El denominado "Factibilidad de Suministro" con el cual la Empresa Concesionaria confirma la posibilidad de brindar suministro eléctrico de acuerdo con las disposiciones legales y normas vigentes, aprobadas dentro de las condiciones técnico-económicas correspondientes para cada caso. Con la emisión de este documento la Empresa Concesionaria asegura a los interesados que existen redes de distribución cerca al área a electrificar y que mediante una ampliación de éstas se podrá brindar a corto plazo un servicio eléctrico con carácter definitivo. Por ello, la importancia de dicho documento que le asegura al proyectista la validez de su proyecto.
- b) El denominado "Fijación de Puntos de Alimentación" que no es otra cosa que la indicación, por parte de la Empresa Concesionaria, de la ubicación del "Punto de Alimentación" que, por definición de la Norma DGE-002-P-4 en su prescripción 5.12, es el lugar a partir del cual deben iniciarse las redes de distribución secundaria. La Empresa Concesionaria ubica dicho punto de acuerdo al planeamiento que ha encontrado más conveniente para el desarrollo del subsistema de distribución primaria en la zona. Normalmente, dicho punto será alguna subesta

ción existente o proyectada, pero excepcionalmente puede ser fijada en algún punto de la red de distribución secundaria existente.

Es muy necesario conocer todas las informaciones relacionadas con el proyecto y estar en coordinación permanente con los profesionales de la Empresa Concesionaria que aprobarán el proyecto, para establecer conjuntamente una igualdad de criterios básicos. En este sentido, es importante la cooperación que brinde la Empresa Concesionaria a fin de solucionar por la vía directa todos los requerimientos para la elaboración de un buen proyecto. Así pues, todo debe coordinarse desde el inicio, antes de establecer soluciones definitivas, lo que evitará modificaciones posteriores que serán perjudiciales para el proyectista por el tiempo invertido.

## 2.2 Memoria Descriptiva

El resumen de todos los antecedentes y criterios básicos debe quedar claramente establecido en la memoria descriptiva del proyecto. Es por esta razón que la Norma DGE-002-P-4, en su prescripción 8.3.8, define a la memoria descriptiva como "el documento en el que se expresan las circunstancias en que se ha elaborado el proyecto, sus partes constitutivas y las bases tomadas en cuenta, de modo de dar una idea integral del conjunto". La memoria descriptiva, por lo



tanto, debe describir al proyecto de tal forma que la persona que lo revise o la que vaya a ejecutar la obra pueda entenderlo con claridad en toda su extensión.

La memoria descriptiva debe cubrir por lo menos los aspectos siguientes:

- a) Generalidades.- Principalmente se debe señalar la ubicación geográfica, el tipo de habilitación, la autorización para los estudios preliminares de habilitación urbana y la calificación eléctrica.
- b) Alcance del Proyecto.- Se debe precisar el área a electrificar y la cantidad total de lotes; indicando las partes que comprende:
  - Subsistema de Distribución Secundaria.
  - Instalaciones de Alumbrado Público.
  - Conexiones Domiciliarias.
- c) Descripción del Proyecto.- Se debe especificar las características del proyecto, principalmente:
  - Tensión nominal y número de fases.
  - Sistema adoptado ( aéreo o subterráneo ).
  - Los tipos de cargas eléctricas y la demanda máxima de cada una de ellas.

### 2.3 Especificaciones Técnicas

Las especificaciones técnicas deben cubrir dos aspectos importantes: montaje y materiales. De ambos aspectos depende la calidad de la instalación eléctrica final, por ello su importancia. Por lo tanto, será necesario aplicar un amplio criterio en la selección de los materiales a utilizar, para lo cual el proyectista deberá conocer la disponibilidad de materiales en el mercado nacional, sus costos y su facilidad en el montaje, ya que sólo así se garantizará una selección adecuada.

Cabe mencionar que existen fabricantes nacionales que pueden suministrar la mayoría de los materiales necesarios para la ejecución de obras de electrificación en habilitaciones urbanas. Los materiales pocas veces difieren de un proyecto a otro, por esta razón, el proyectista debería tener modelos de especificaciones técnicas normalizadas, periódicamente actualizados a los avances tecnológicos y variaciones de precios, a fin de adecuarlos a un proyecto similar.

Las especificaciones técnicas constituyen un documento importante dentro del proyecto y su inclusión es exigida por la Norma DGE-002-P-4, en su prescripción 8.3.9, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales.  
Documento en el cual se describen las características y requisitos de los equipos y materiales. Debe comprender cuando menos las siguientes características: de cables, unidades de alumbrado público (postes, luminarias, lámparas, pastorales, cortacircuitos y accesorios), zanjas, cruzadas, empalmes y puntas muertas.
- b) Especificaciones Técnicas de Montaje.- Documento en el cual se describen los requisitos de montaje electromecánico de los equipos y materiales, especificando características de instalación.

#### 2.4 Cálculos Justificativos

Dentro del proyecto concluido es necesario incluir un capítulo acerca de los cálculos justificativos y así lo exige la Norma DGE-002-P-4, en su prescripción 8.3.10, la cual define este documento como "aquél en el que se incluyen todos los cálculos eléctricos y mecánicos que se hubieren realizado en el proyecto, indicando las fórmulas o pautas utilizadas teniendo en cuenta el CNE". "El cálculo eléctrico de las redes de distribución secundaria se hará de tal manera que asegure la demanda máxima que corresponde según la calificación eléctrica o estudio correspondiente. La capacidad de los cables deberá ser tal que soporte la máxima demanda total que sobre ella gravite, aplicando un factor de simultaneidad mínimo de 0.5".

Antes de iniciar cualquier cálculo deben quedar definidas los tipos de cargas a alimentar. Es importante conocer las necesidades de carga a fin de brindar un servicio adecuado. El cálculo de los alimentadores se puede efectuar siguiendo los pasos recomendados en el Capítulo IV del presente trabajo.

En un proyecto de electrificación el cálculo más importante a realizar es el de la caída de tensión en los alimentadores. La capacidad de corriente, por lo general, no constituye una limitación, sin embargo, debe verificarse.

Los cálculos justificativos deben ser presentados en forma ordenada a fin de permitir una fácil y rápida revisión del proyecto y excepcionalmente una rápida modificación de los cálculos efectuados cuando existan variaciones en obra.

## 2.5 Planos

La Norma DGE-002-P-4, en la prescripción 8.3.11, señala que los planos son "representaciones gráficas, tanto esquemáticas así como de las características y ubicación que se propone dar a las instalaciones".

Un plano es un documento importante para la ejecución de la obra, por lo tanto, éste debe representar todos los detalles y explicaciones necesarias para la ejecución de los trabajos y evitar errores de interpretación.

En la práctica las instalaciones electromecánicas no son muy complicadas, sin embargo, para exigir calidad en la obra no se debe descuidar la claridad en los planos y se deben colocar tantas notas como sean requeridas.

Los planos deben reflejar el recorrido de los cables y sus secciones, la ubicación de las unidades de alumbrado público y el tipo de luminaria y potencia de las lámparas; además de la ubicación de empalmes y cruzadas.

En la elaboración de cualquier plano es fundamental la definición de la simbología en la leyenda respectiva. Al respecto, en el Capítulo VI se incluye la simbología que debe usarse de acuerdo a Norma DGE y al Código Nacional de Electricidad - CNE.

Los formatos, tamaño y doblados de los planos deben ajustarse a las Normas del Ex-ITINTEC N° 833.001 y N° 833.002 "Dibujo Técnico" (véase Anexo D).

Las unidades de medida a utilizarse en los cálculos y planos deben estar de acuerdo con el Sistema Legal de Unidades y Medidas del Perú.

Los planos que deben incluirse son los siguientes:

- Plano de ubicación.
- Plano de lotización.
- Plano de redes de distribución secundaria.

En el Capítulo VI se describe lo que debe contener cada uno de estos planos.

## 2.6 Metrado y Presupuesto

Este rubro tiene su importancia para conocer el costo global de la obra, pero no es indispensable para la aprobación del proyecto. Por lo general, los proyectos son ejecutados tiempo después de aprobado, cuando el presupuesto ya está desactualizado. Sin embargo, es recomendable adicionarlos para que los interesados tengan información del costo del proyecto a fin de analizar la posibilidad de financiar la obra.

Cabe anotar que en la elaboración del metrado, el proyectista debe tener presente la importancia de definir claramente las diferentes partidas y la exactitud de las cantidades de cada partida. También es indispensable el reconocimiento del terreno o zona que se va a electrificar a fin de presupuestar adecuadamente algunos rubros, principalmente el referente a la apertura de zanjas, ya que su costo dependerá del tipo de terreno (arenoso, rocoso, agrícola, etc.).

Es recomendable utilizar costos unitarios para la elaboración del presupuesto ya que así se facilitará la labor y se conseguirá costos bastante precisos.

En algunos casos se puede incluir fórmulas polinómicas de reajuste de precios dentro del presupuesto.

CAPITULO III

PARAMETROS DE DISEÑO

## CAPITULO III

### PARAMETROS DE DISEÑO

En el presente capítulo se analizará y presentará los parámetros que deben tenerse en cuenta para el diseño de las redes de distribución secundaria. Se incluye cuadros numéricos, fórmulas de cálculo y algunas reglas prácticas de procedimiento.

#### 3.1 Nivel de Tensión

De conformidad con la Norma DGE-009-T "Tensiones Nominales de Sistemas de Distribución" las tensiones normalizadas para zonas urbanas son las siguientes:

- Sistema trifásico 380/220 V, de cuatro conductores, tres activos y un neutro corrido con puesta a tierra múltiple.
- Sistema trifásico 220 V, de tres conductores.

De ambos sistemas, en la actualidad el más utilizado en redes de distribución secundaria subterráneas es el de 220 V trifásico, debido a que este sistema está normalizado para la ciudad de Lima en donde predomina el uso de estas redes.

El sistema 380/220 V trifásico es muy utilizado en las grandes ciudades del interior del país, en donde,



generalmente, se utilizan redes aéreas, razón por la cual son pocos los proyectos que se diseñan con este nivel de tensión en redes de distribución secundaria subterráneas.

La tensión nominal de diseño dependerá de la tensión que tenga normalizada la Empresa Concesionaria en la zona dentro de la cual se realizará el proyecto. El proyectista, a base de las coordinaciones que efectúe, definirá este parámetro que es fundamental para el desarrollo de todo el proyecto.

### 3.2 Nivel de Iluminación para las Vías Públicas

El Tomo IV "Sistema de Distribución" del Código Nacional de Electricidad, en su Capítulo V "Red de Alumbrado Público", da las prescripciones necesarias para determinar una adecuada iluminación.

La Norma DGE-016 "Alumbrado de Vías Públicas" también establece los niveles de iluminación que deben proporcionarse a las avenidas, calles, pasajes, parques y toda vía pública.

En la actualidad, para la aprobación de un proyecto de redes de distribución secundaria, no es necesaria la presentación de cálculos de iluminación.

Por lo general, el proyectista debería tener un diseño normalizado de alumbrado público para diferentes

tipos de vías y parques, para utilizarlos en cualquier caso que lo requiera de acuerdo al tipo de proyecto.

Para los cálculos en diseños de alumbrado público se deberá considerar las siguientes variables:

- Tipo de vía pública.
- Nivel de luminancia e iluminación.
- Uniformidad de luminancia e iluminación.
- Deslumbramiento.
- Ancho de vía pública.
- Tipos de luminaria y lámpara.
- Altura de montaje de la luminaria.
- Disposición de los postes.
- Separación entre los postes.
- Fotometría de la luminaria.

Estos cálculos patrones deben revisarse periódicamente para adecuarlos a los avances tecnológicos.

### 3.3 Máxima Caída de Tensión ( $\Delta V_{\text{máx}}$ )

El Tomo IV del C.N.E., en el acápite 4.1.3, prescribe que las secciones de los cables alimentadores sean calculadas en tal forma que la caída de tensión no exceda del 5% de la tensión nominal entre el secundario del transformador y el punto de empalme de la acometida con la red de distribución secundaria. Es importante mencionar, para cuando existan múltiples acometidas, el C.N.E. se refiere al último empalme de acometida que se derive del alimentador.

Dependiendo del sistema a utilizar las máximas caídas de tensión ( $AV_{\text{máx}}$ ) admisibles serán las siguientes:

Sistema	$AV_{\text{máx}} = 5\% V_n$
380/220 V, 3 $\phi$	19 V
220 V, 3 $\phi$	11 V

### 3.4 Tipos de Cables Utilizados

El tipo de cable cuyo uso predomina en la actualidad en redes de distribución secundaria subterránea es el NYY cuyas características, según el fabricante INDECO, son las siguientes:

- Conductor de cobre electrolítico blando, sólido o cableado concéntrico.
- Aislamiento de cloruro de polivinílico (PVC) y protección exterior con una chaqueta de PVC.
- Tensión de servicio: 1000 voltios.
- Normas de fabricación:
  - ASTM.B-3 y B-8, para conductores.
  - CEI 20-14, para aislamiento.
- Temperatura de operación: 80 °C.

En menor proporción se utiliza el cable NKY cuyas características, según el fabricante INDECO, son las siguientes:

- Conductor de cobre electrolítico blando, sólido o cableado concéntrico.
- Aislamiento de cinta de papel de celulosa pura impregnada en aceite "no migrante".

- Chaqueta interior de aleación de plomo y protección exterior con chaqueta de PVC.
- Tensión de servicio: 1000 voltios.
- Normas de fabricación:
  - ASTM.B-3 y B-8, para conductores.
  - CEI 20-1, para aislamiento.
- Temperatura de operación: 80 °C.

En la actualidad, en redes de distribución secundaria, el cable NKY se utiliza solamente en reparaciones y ampliaciones de instalaciones existentes con este tipo de cable. Las secciones de estos cables pueden verse en la Tabla 3-I.

En el mercado nacional se puede encontrar los siguientes tipos de configuración para cables NYY:

- Triplex y duplex.
- Paralelos, en disposición horizontal y en disposición triangular.

La denominación triplex en NYY se asigna a tres cables unipolares entrelazados entre sí (formando una trenza), y la denominación duplex se asigna a dos cables unipolares entrelazados. La denominación paralela, por lo general formada por tres cables unipolares NYY, se asigna al caso en que estos cables están uno al lado del otro (sin trenzar), ya sea en un mismo plano (disposición horizontal) o formando un triángulo entre sus ejes (disposición triangular). En el Ca-

pítulo V se detallará más acerca de estas configuraciones.

La configuración triplex ya no se utiliza en la mayoría de las Empresas Concesionarias, en especial cuando se trata de cables de gran sección por la dificultad que presentan para los empalmes de la derivación de acometidas. Por esta razón, en la actualidad predomina el uso de la configuración paralela en sus dos disposiciones, horizontal y triangular. En lo que respecta a Electrolima, definitivamente esta Empresa tiene normalizada la configuración paralela.

### 3.5 Capacidad de Corriente de los Cables

#### 3.5.1 Cables Enterrados Directamente

Para determinar la capacidad de corriente de un cable es necesario conocer primero las condiciones de base o características bajo las cuales ha de operar. La Norma DGE-013 "Cables de Energía en Redes de Distribución Subterránea" acápite 12.1.2, ha establecido dentro de las condiciones de tendido y funcionamiento, las siguientes "condiciones de base":

- Temperatura máxima admisible del conductor: 80 °C
- Temperatura del suelo : 20 °C
- Resistividad térmica del suelo : 100 °C.cm/w
- Profundidad de tendido : 60 cm
- Un solo cable en zanja (tres cables unipolares paralelos NYY o un tripolar NKY)

Clase de servicio: de acuerdo al artículo 2.3.1.7 de C.N.E. queda definido las condiciones normales de operación como un período de operación continua de 10 horas como máximo predominantemente a plena carga; seguido de otro período de al menos la misma duración, con una carga máxima del 60 % de la plena carga. La Tabla 3-I muestra las capacidades de corriente para cables tendidos en zanja (enterrados directamente) para las condiciones de base mencionadas.

De toda la gama de secciones mostrada en la Tabla 3-I, las más utilizadas en redes de distribución secundaria son de: 6, 10, 16, 35, 70, 120, 185 y 300 mm<sup>2</sup>. Esto se debe a que son secciones comerciales de producción normal y normalizadas por las Empresas Concesionarias. Es recomendable consultar las tablas de capacidades de corriente normalizadas por cada una de estas Empresas.

TABLA 3-I  
 CAPACIDADES DE CORRIENTE (AMP)  
 CABLES TENDIDOS EN ZANJA  
 $E_0/E = 0.6/1$  kV

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	NYY		NKY Tripolar oo (A)
	Disposición Triangular Horizontal (A)	Paralela oo ooo	
6	64		57
10	84		76
16	107		100
25	137		130
35	165		165
50	195		195
70	239		240
95	287		290
120	326		330
150	366		370
185	414		415
240	481		480
300	542		545
400	624		654
500	698		731

Referencias: Tablas 4-VIII y 4-IX del Tomo IV  
 del C.N.E.

### 3.5.2 Factores de Corrección para Cables Enterrados

#### Directamente

La Norma DGE-013 prescribe que para "condiciones especiales", es decir, cuando se tenga la necesidad de utilizar cables en condiciones diferentes a las "condiciones de base", será necesario aplicar los factores de corrección respectivos señalados en dicha norma, en el C.N.E., o en los catálogos de los fabricantes. A continuación se hará mención a los factores de corrección que deben tenerse en cuenta para cables NYY directamente enterrados, teniendo en consideración que la temperatura máxima admisible de los conductores es 80 °C.

- a) Factor de corrección relativo a la temperatura del suelo: es función de la temperatura del suelo a la profundidad de tendido del cable. Los valores de este factor anotados en la Tabla 3-II se conocerán como FC1.

TABLA 3-II

FACTOR DE CORRECCION RELATIVO  
A LA TEMPERATURA DEL SUELO-FC1

Temperatura del suelo (°C)										
5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
1.12	1.08	1.04	1.00	0.96	0.91	0.87	0.82	0.76	0.71	

Referencia: Tabla 2-XXXI del Tomo IV del C.N.E.



- b) Factor de corrección relativo a la resistividad térmica del suelo: en este caso con la resistividad térmica del suelo según su composición y grado de humedad dado en la Tabla 3-III, se define el valor de la resistividad térmica del suelo, dado en la Tabla 3-IV, a cuyos valores los denominaremos como FC2.
- c) Factor de corrección relativo a la proximidad de otros cables tendidos en una misma zanja: este factor es considerado por la proximidad de otras ternas de cables unipolares de la misma sección y que transportan la misma potencia, y se aplica cuando la proximidad se produce en tramos mayores a 6 metros. Los valores se indican en la Tabla 3-V, y los denominaremos como FC3.
- d) Factor de corrección relativo a la profundidad de tendido de cables: los valores se indican en la Tabla 3-VI, y los denominaremos como FC4.

TABLA 3-III

RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO EN °C.cm/w SEGUN SU  
COMPOSICION Y GRADO DE HUMEDAD

COMPOSICION	GRADO DE HUMEDAD				
	Muy Húmedo saturado	Húmedo	Semi- húmedo	Seco	Muy seco
Arcilla y humus (tierra de cultivo) de fácil compactación	50	60	80	120	120
Arena y arcilla con algo de humus, semi- compactado	60	80	100	150	180
Arena y arcilla con piedras pequeñas, terrenos calcáreos de poca compactación	--	100	120	180	220
Arena, algo de arcilla y piedras medianas, sin compactación	--	--	150	200	250
Arena y piedras gran- des, imposible de compactar	--	--	--	250	280
Acumulación de rocas en la que no existe retención de arena o arcilla	--	--	--	---	300

Referencia: Tabla 2-XXXIII del Tomo IV del C.N.E.

TABLA 3-IV


FACTOR DE CORRECCION RELATIVO A LA  
RESISTIVIDAD TERMICA DEL SUELO-FC2

Resistividad Térmica del Suelo ( $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{w}$ )								
50	70	80	100	120	150	200	250	300
1.39	1.17	1.11	1.00	0.92	0.83	0.73	0.65	0.60

Referencia: Tabla 2-XXXII del Tomo IV del C.N.E.

TABLA-3-V

FACTOR DE CORRECCION RELATIVO A LA  
PROXIMIDAD DE OTROS CABLES-FC3

Cables NYY	Número de ternas de cables unipolares paralelos							
		2	3	4	5	6	8	10
FC3		0.87	0.78	0.74	0.70	0.68	0.65	0.63

Referencia: Tabla 2-XXXIV del Tomo IV del C.N.E.

TABLA 3-VI

FACTOR DE CORRECCION RELATIVO A LA  
PROFUNDIDAD DE TENDIDO-FC4

Profundidad de Tendido (m)	Sección ( $\text{mm}^2$ )		
	Hasta 50	70 - 300	> 300
0.50	1.01	1.02	1.03
0.60	1.00	1.00	1.00
0.70	0.99	0.98	0.97
0.80	0.97	0.96	0.94
1.00	0.95	0.94	0.92
1.20	0.93	0.92	0.87

Referencia: Tabla 4-X del Tomo IV del C.N.E.

### 3.5.3 Cables Tendidos en Ductos

Se considera que un cable está tendido en ducto, cuando la longitud del ducto es mayor que 6 m.

Para mayor información de las condiciones de operación de los cables véase los acápites 12.1.2.2 y 12.2.1 de la norma DGE-013-CS-1 ; y los párrafos 4.3.1.8-a,b, 2.3.1.8-a,b,c y 2.3.1.7-a-i,ii del Tomo IV del C.N.E..

La capacidad de corriente de los cables tendidos en ductos está establecida según las siguientes "condiciones normales de operación":

- Temperatura máxima admisible del conductor: 80 °C
- Temperatura del suelo a la profundidad de tendido : 20 °C
- Resistividad térmica del suelo : 100 °C.cm/W
- Profundidad de tendido : 1.00 m
- Resistividad térmica del material que constituye el ducto : 100 °C.cm/W
- Tres cables unipolares en disposición paralelo horizontal o paralelo triangular tendidos en un ducto.
- Clase de servicio: para un periodo de operación continua de 10 horas como máximo predominantemente a plena carga; seguido de otro periodo de al menos la misma duración, con una carga máxima del 60 % de la plena carga. En caso de carga permanenu

te y constante, los valores de capacidad de corriente de la Tabla 3-VII-A deberán reducirse en el factor 0.75 o en otras palabras al 75%.

Para cualquier otra condición diferente de las especificadas implicará regímenes de operación diferentes a las condiciones de base (véase 4.3.1.8 c - C.N.E.)

La capacidad de corriente de los cables NYY en ductos se obtiene multiplicando los valores dados en la Tabla 3-I por los factores de corrección (FC5) de la Tabla 3-VII. Cuyos resultados se denotan en la Tabla 3-VII-A.

TABLA 3-VII

FACTOR DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE  
RELATIVOS AL TENDIDO EN DUCTO-FC5

Forma de Instalación	Sección de cables unipolares (mm <sup>2</sup> )	Factor de Corrección FC5
Un solo ducto	Hasta 50	0.81
	70 - 150	0.79
	185 - 400	0.76
	500 a más	0.69

Referencia: Tabla 2-XXXVI del Tomo IV del C.N.E.

TABLA 3-VII-A

CAPACIDADES DE CORRIENTE (AMP)

CABLES NYY TENDIDOS EN DUCTOS

 $E_0/E = 0.6/1$  kV

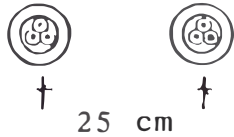
Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Disposición Paralela Triangular oo Horizontal ooo (A)
6	52
10	68
16	87
25	111
35	134
50	158
70	189
95	227
120	258
150	289
185	315
240	366
300	412
400	474
500	482

### 3.5.4 Factores de Corrección para Cables Tendidos en Ductos aplicables a la Tabla 3-VII-A

A continuación se hará mención a los factores de corrección que deben tenerse en cuenta para cables NYY tendidos en ductos aplicables a los valores de la Tabla 3-VII-A.

- a) Factor de corrección relativo a la temperatura del suelo: se considera igual a la Tabla 3-II (FC1)
- b) Factor de corrección relativo a la resistividad térmica del suelo: se considera igual a la Tabla 3-IV (FC2).
- c) Factor de corrección relativo a la proximidad de otros cables tendidos en ducto: este factor es establecido considerando la proximidad de otras ternas de cables unipolares de la misma sección y que transportan la misma potencia, tendidos en ductos. Los valores se indican en la Tabla 3-VIII y los denominaremos como FC6.

TABLA 3-VIII  
FACTOR DE CORRECCION RELATIVO A LA PROXIMIDAD  
DE OTROS CABLES TENDIDOS EN DUCTOS-FC6

Número de ternas de cables unipolares tendidos en ductos	
2	3
0.87	0.79
4	
0.75	

Referencia: Tabla 2-XXXVII del Tomo IV del C.N.E.

d) Factor de corrección relativo a la profundidad de tendido y a la variación térmica del material que constituye el ducto: este factor de corrección puede ser considerado como igual a 1, para las profundidades de tendido que no excedan 1.00 m y para resistividades térmicas del material que constituye el ducto que no sobrepasen los 100 °C.cm/w.

### 3.6 Cargas del Subsistema de Distribución Secundaria y Calificación Eléctrica

Las cargas de viviendas del subsistema de distribución secundaria están definidas por la Calificación Eléctrica y ésta a la vez se define como la carga eléctrica mínima y el tipo de suministro correspondiente que requiere una habilitación urbana.

Cuando la Municipalidad Provincial emite la Resolución de Autorización de los Estudios Preliminares de Habilitación Urbana, consigna en ella la Calificación Eléctrica que le corresponde a la habilitación. Dicha calificación está normada por la Resolución Ministerial N° 016-89-EM/DGE del 19 de Enero de 1989 (que se puede leer en Anexo E) resumida en la Tabla 3-IX.

Al diseñar las redes del subsistema de distribución secundaria puede utilizarse "demandas máximas" mayores que la "calificación eléctrica", previa coordinación con la empresa concesionaria.



En algunos casos puede ocurrir que la Municipalidad Provincial asigne una calificación eléctrica equivocada para una habilitación urbana en proyecto; por ejemplo, asignar 800 W/lote (para lote de 200 m<sup>2</sup>) en vez de 1200 w/lote (6 w/m<sup>2</sup> con un mínimo de 1000 w/lote) requerida, resultaría un dato inadecuado para el proyecto. Por lo tanto, al diseñarse las redes con 800 w/lote, en vez de 1200 w/lote, que en realidad le correspondería, implicaría que sus cables alimentadores queden subdimensionados, originando en corto plazo problemas tales como:

- \* Prestación de mal servicio por las caídas de tensión excesivas al operar con carga mucho mayor que la prevista por la calificación eléctrica.
- \* Necesidad de reforzamiento de los cables con el consiguiente perjuicio económico tanto para los usuarios como para la Empresa Concesionaria.

En estos casos, el proyectista puede replantear una nueva calificación eléctrica a fin de brindar un buen servicio eléctrico.

En todo proyecto de distribución secundaria existen tipos de cargas a las que se denominan "cargas especiales" y son las siguientes:

Comercial	- Religioso
Educacional	- Uso General
Hospitalario	- No definido

Es recomendable que la máxima demanda de la carga especial se determine lo más exactamente posible a fin de no sobredimensionar o subdimensionar la sección del cable alimentador.

Por lo general, en los planos de lotización únicamente se consigna el tipo de carga especial y su área, sin definir el tipo de construcción que se efectuará en el futuro; por lo tanto, desconociéndose sus requerimientos de demanda máxima. En estos casos está permitido asignar para estas áreas como valor mínimo la demanda máxima calculada del modo siguiente:

Demanda Máxima para        - Área del lote x 6 w/m<sup>2</sup>  
Carga Especial

Pero cuando el valor del producto (Área x 6 w/m<sup>2</sup>) resulte menor a 1000 w se le considerará como mínimo, una demanda máxima de 1000 w por cada área destinada a carga especial.

En los ejemplos que se desarrollan en el Capítulo IV, se podrá apreciar como se utiliza la calificación eléctrica en la elaboración del proyecto de distribución secundaria subterránea.

En la página siguiente se muestra la Tabla 3-IX que resume las calificaciones eléctricas para las cargas de vivienda.

TABLA 3-IX

CALIFICACIONES ELECTRICAS PARA LAS CARGAS DE VIVIENDA  
 Clasificación según R.M. N° 016-89-EM/DGE del 19.01.89

Tipo de Habilitación	Demanda Máxima por lote	Tipo de Conexión Domiciliaria
De baja densidad pobla- cional, tipos 1 y 2 ( Zonas R1-S, R1 y R2 )	2000 w + 10 w/m <sup>2</sup> con un máximo de 15 kW por lote	3ø
De media densidad pobla- cional, tipo 3 ( Zona R3 )	8 w/m <sup>2</sup> con un mínimo de 1200 w por lote	1ø ó 3ø (*)
De media densidad pobla- cional, tipo 4 ( Zona R4 )	6 w/m <sup>2</sup> con un mínimo de 1000 w por lote	1ø
De alta densidad pobla- cional, para viviendas multifamiliares	13 w/m <sup>2</sup> del área techada total con un mínimo de 1200 w por lote	1ø ó 3ø (*)
Pro-Vivienda Taller (Zona I1-R)	2000 w por lote	1ø ó 3ø (*)
Centros Poblados, inclu- yendo agrupaciones de vi- vienda en zonas rurales.	800 w por lote (**)	1ø
Asentamientos humanos marginales permanentes (Pueblos Jóvenes)	800 w por lote	1ø
Pre-urbanas, tipo pecua- rios o huertas (Zona P-U)	2000 w por lote	1ø ó 3ø (*)
Lotizaciones para la in- dustria elemental y com- plementaria, de apoyo a la industria de mayor escala Zona I1 )	4000 w por lote	3ø

- (\*) En estos casos el tipo de conexión (monofásica o tri-  
fásica) debe coordinarse con la Empresa Concesionaria.  
 (\*\*) La demanda máxima por lote puede ser menor que 800 w  
 hasta un mínimo de 400 w, si la misma se sustenta con  
 el respectivo estudio justificativo.

### 3.7 Cargas de las Instalaciones de Alumbrado Público

De acuerdo a estudios técnico-económicos (ODD-012-84) realizados por ELECTROPERU S.A. en 1984, sobre alumbrado público se ha llegado a la conclusión de la conveniencia del uso de lámparas de vapor de sodio y mercurio, descartándose las de luz mixta e incandescente. Las lámparas de vapor de sodio y mercurio requieren del uso de un reactor limitador de corriente para operar correctamente; por esta razón es necesario considerar las pérdidas en este accesorio para determinar la carga total de la unidad de alumbrado público.

Las potencias de lámparas más usuales son las que se muestran en la Tabla 3-X.

TABLA 3-X

TIPOS Y POTENCIAS DE LAMPARAS NORMALIZADAS  
PARA ALUMBRADO PUBLICO

Tipo de Lámpara	Potencia de la Lámpara (W)	Pérdidas en Reactor (W)*	Potencia Total de la Unidad de Alum. Pub. (W)
Vapor de Mercurio (Hg)	125	12.3	137.3
	250	17.5	267.5
	400	25.3	425.3
Vapor de Sodio (Na)	150	18.6	168.6
	250	26.8	276.8
	400	35.4	435.4

(\*) Promedio de marcas normalmente utilizadas.

### 3.8 Factor de Simultaneidad (f.s.) y Factor de Potencia ( $\cos \phi$ )

#### 3.8.1 Factor de Simultaneidad (f.s.)

El Tomo I del C.N.E. define el factor de simultaneidad como la "relación de la máxima demanda de un conjunto de instalaciones o aparatos, y la suma de las demandas máximas individuales durante cierto período". Para el diseño de las redes secundarias este período es un día. Un ejemplo de este enunciado se puede apreciar en la fig. 3.1.

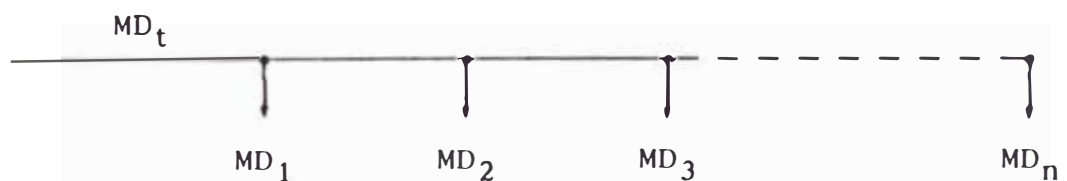


Fig. 3.1

$$f.s = \frac{MD_t}{MD_1 + MD_2 + MD_3 + \dots + MD_n} = \frac{MD_t}{\sum MD_i}$$

El factor de simultaneidad es un indicador de la coincidencia de las máximas demandas individuales. Resulta evidente que el factor de simultaneidad siempre será menor o igual a la unidad.

Por lo general, las máximas demandas individuales "i" no son coincidentes en el tiempo, por lo que el factor de simultaneidad será siempre menor que uno (1). Pero cuando se trate de una sola carga, como es

el caso de las cargas especiales concentradas, el factor de simultaneidad será igual a uno (1).

Si en un proyecto de diseño de redes de electrificación para viviendas se aplicara un factor de simultaneidad igual a la unidad resultaría un proyecto irreal y su costo muy elevado por el sobredimensionamiento de dichas redes. En realidad las demandas de usuarios residenciales no coinciden; además, la legislación peruana ha establecido para estos usuarios un factor de simultaneidad mayor o igual a 0.5.

En los ejemplos de aplicación del Capítulo IV se podrá apreciar la influencia de este parámetro sobre todo en la determinación de la sección de los cables alimentadores.

Cuando se trate de instalaciones de alumbrado público es obvio que el factor de simultaneidad es igual a uno (1) ya que todas las lámparas encienden al mismo tiempo y se mantienen así durante todo el período de operación.

Resumen de los valores de f.s a considerar:

a) Cargas del Subsistema de Distribución Secundaria:

Cargas de Vivienda	:	f.s = 0.5
Cargas Especiales	:	f.s = 1.0

b) Cargas de las Instalaciones de

Alumbrado Público	:	f.s = 1.0
-------------------	---	-----------

### 3.8.2 Factor de Potencia ( $\cos \phi$ )

El Tomo I del C.N.E. define el factor de potencia como la "relación de la potencia activa y la potencia aparente. Para una máquina eléctrica es también, el cociente de la resistencia y la impedancia de la misma". En el diseño de las redes, tal como se aplicará posteriormente, el factor de potencia a considerar será aquél que corresponda a cada uno de los tipos de cargas atendidas.

Los usuarios residenciales en el Perú se caracterizan por la utilización de aparatos de alumbrado y electrodomésticos predominantemente resistivos. Es también bastante conocido que las electrobombas son cargas inductivas con valores de factor de potencia característicos. También las lámparas de alumbrado público más utilizadas en nuestro medio son de vapor de mercurio y de sodio, las cuales requieren de un reactor limitador de corriente que en conjunto con la lámpara tiene un factor de potencia inductivo bastante bajo; por lo que se ha agregado al conjunto un condensador que corrija el factor hasta 0.9 (mínimo).

Los valores de factor de potencia recomendados por la práctica usual y la experiencia son los siguientes:

a) Cargas del Subsistema de Distribución Secundaria:

- Cargas de vivienda

y especiales :  $\cos \Phi = 1.00$  (resistivo)

- Electrobombas :  $\cos \Phi = 0.85$  (inductivo)

b) Cargas de Alum. Púb.

con lámparas Hg , Na :  $\cos \Phi = 0.9$  (inductivo)

### 3.9 Fórmula para el Cálculo de la Caída de Tensión

De acuerdo a lo demostrado en el Anexo G, la fórmula general de caída de tensión trifásica será:

$$\Delta V_{3\phi} = \sqrt{3} \ I \ L \ \sqrt{r^2 + x^2} \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

donde:

I es la corriente total en el tramo, en ampere;

L es la longitud del tramo, en metros;

r es la resistencia unitaria, en  $\Omega/m/fase$

x es la reactancia inductiva unitaria, en  $\Omega/m/fase$ ;

$\Delta V$  es la caída de tensión en el tramo calculado, en V.

Dado que todas las informaciones relativas a cables proporcionan los valores de resistencias y reactancias unitarias (R y X) en  $\Omega/km/fase$ , para mayor facilidad se plantea la siguiente fórmula:

$$\Delta V_{3\phi} = \sqrt{3} \ I \ L \ \sqrt{R^2 + X^2} \cdot 10^{-3} \quad \dots\dots (3.2)$$



A modo de simplificación se plantea la siguiente fórmula general en función de la corriente:

$$\Delta V_{3\phi} = I L K 10^{-3} \dots\dots\dots (3.3)$$

donde "K" es el factor de caída de tensión en  $\Omega/\text{km}$ . Si llamamos "Z" al módulo de la impedancia por fase de la red de distribución secundaria, entonces:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \Omega/\text{km}/\text{fase} \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

$$\text{y} \quad K = \sqrt{3} \cdot Z \quad \Omega/\text{km} \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

La resistencia "R" dada en la Tabla F.1-II del Anexo F, está referida a 20 °C; dicha resistencia debe corregirse a la temperatura a la que operarán los cables cuando estén en servicio.

Esta temperatura debe ser proporcionada como dato por la Empresa Concesionaria respectiva, quien debe tener información referente a la temperatura de operación promedio a la cual operan los cables subterráneos dentro de su área de responsabilidad. En el caso de no disponer de este dato se tendrá que asumir como un caso particular.

Para la ciudad de Lima, ELECTROLIMA ha establecido que la temperatura de operación promedio de los cables subterráneos es 35 °C; esta temperatura puede generalizarse a fin de calcular la caída de tensión en proyectos para Lima Metropolitana.

Existen algunos proyectos en los que se han efectuado cálculos de caída de tensión con una temperatura de operación de 80 °C, que es la máxima a la que puede operar el cable sin reducir su vida útil. Sin embargo, esto conduce a un sobredimensionamiento de la sección requerida de los cables alimentadores ya que la experiencia ha demostrado que casi nunca se llega a temperaturas de operación tan altas.

Para cualquier temperatura de operación "t" se puede calcular la resistencia con la fórmula siguiente:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot \left[ \frac{234.5 + t}{254.5} \right] \dots\dots (3.6)$$

Por ejemplo, si la temperatura de operación del cable es 35 °C la resistencia eléctrica debe ser corregida con la siguiente relación:

$$R_{35^\circ\text{C}} = 1.05894 R_{20^\circ\text{C}}$$

En la Tabla 3-XI se dan los valores de resistencia eléctrica a 20°C en corriente continua para las diferentes secciones nominales normalizadas de cables tipo NYY, calculadas en el Anexo F (Tabla F.1-II) y corregidas a una temperatura de operación de 35 °C.

En la Tabla 3-XII se dan los valores de reactancia inductiva para las diferentes secciones nominales de cables NYY calculadas en el Anexo F (Tabla F.2-III).

TABLA 3-XI  
VALORES DE RESISTENCIA ELECTRICA PARA CABLES NYY EN  
DISPOSICION PARALELA HORIZONTAL O TRIANGULAR, Y TRIPLEX

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	R <sub>20°C</sub> en c.c. (Ω/km/fase)		R <sub>35°C</sub> (Ω/km/fase)	
	PARALELOS	TRIPLEX	PARALELOS	TRIPLEX
6	2.9596	3.0188	3.1340	3.1967
10	1.7759	1.8114	1.8806	1.9182
16	1.1290	1.1515	1.1955	1.2194
35	0.5138	0.5241	0.5441	0.5550
70	0.2600	0.2652	0.2753	0.2808
120	0.1480	0.1509	0.1567	0.1598
185	0.0972	0.0991	0.1029	0.1049
300	0.0590	0.0601	0.0625	0.0636

Referencia: Tabla F.1-II del Anexo F

TABLA 3-XII  
VALORES DE REACTANCIA INDUCTIVA PARA CABLES NYY

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	X (Ω/km/fase), en Disposición	
	Horizontal	Triangular y Triplex
6	0.1644	0.1470
10	0.1528	0.1354
16	0.1438	0.1264
35	0.1325	0.1150
70	0.1239	0.1065
120	0.1191	0.1017
185	0.1182	0.1008
300	0.1158	0.0984

Referencia : Tabla F.2-III del Anexo F.

A continuación se muestra a modo de ejemplo los cálculos de impedancia "Z" del cable de 6 mm<sup>2</sup> para las tres configuraciones con los valores de R y X tomados de las Tablas 3-XI y 3-XII por aplicación de la fórmula (3.4):

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

\* Para configuración paralela horizontal:

$$Z = \sqrt{(3.1340^2 + 0.1644^2)} = 3.1383 \text{ } \Omega/\text{km/fase}$$

\* Para configuración paralela triangular:

$$Z = \sqrt{(3.1340^2 + 0.1470^2)} = 3.1374 \text{ } \Omega/\text{km/fase}$$

\* Para configuración triplex:

$$Z = \sqrt{(3.1967^2 + 0.1470^2)} = 3.2001 \text{ } \Omega/\text{km/fase}$$

En la Tabla 3-XIII se dan los valores de resistencia "R", de la reactancia "X" y de la impedancia "Z" para las diferentes secciones nominales de cables de tipo NYY para temperatura de operación de 35°C.

En la Tabla 3-XIV se dan los valores de la impedancia "Z" y del factor de caída de tensión "K" para las diferentes secciones nominales de cables tipo NYY para temperatura de operación de 35°C. Además, se puede apreciar en la misma tabla que la diferencia entre los valores de "K" para las disposiciones horizontal y triangular es prácticamente despreciable

por lo que es recomendable que en todos los casos de configuración paralela se utilice los factores "K" que corresponden a la configuración horizontal.

Los factores "K" determinados en la Tabla 3-XIV pueden ser utilizados con cualquier tensión nominal trifásica de distribución secundaria, ya sea 220 V ó 380/220 V, sin temor a error, puesto que estos factores no dependen de la tensión nominal tal como se observa en las fórmulas (3.4) y (3.5). Sin embargo, para el caso de la tensión 380/220 V, cuyo sistema requiere de la presencia de un cable o conductor neutro, se podrá aplicar los factores "K" de la Tabla 3-XIV, siempre y cuando se utilice los cables paralelos o triplex con las mismas distancias de separación entre los ejes de los cables unipolares de fase, y por lo tanto los mismos valores de reactancia, que los determinados en el Anexo F (Tabla F.2.III). La variación que sufre el cálculo de caída de tensión con las diferentes tensiones nominales radica en los diferentes valores de corriente que se tendrá para una misma potencia de la carga; y esto se observa al aplicar la fórmula general de caída de tensión (Ec. 3.1) que está en función a la corriente.

Igualmente, del análisis de las fórmulas (3.4) y (3.5) se puede concluir que los factores "K" no dependen del factor de potencia de la carga.

TABLA 3-XIII

VALORES DE "R", "X" y "Z"

CABLES NYY; t = 35 °C;  $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$  (Ω/Km/fase)

SECCION NOMINAL mm <sup>2</sup>	P A R A L E L O								
	HORIZONTAL (Ω/Km/fase)			TRIANGULAR (Ω/Km/fase)			T R I P L E X (Ω/Km/fase)		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	3.1340	0.1644	3.1383	3.1340	0.1470	3.1374	3.1967	0.1470	3.2001
10	1.8806	0.1528	1.8868	1.8806	0.1354	1.8855	1.9182	0.1354	1.9230
16	1.1955	0.1438	1.2041	1.1955	0.1264	1.2022	1.2194	0.1264	1.2259
35	0.5441	0.1325	0.5600	0.5441	0.1150	0.5561	0.5550	0.1150	0.5668
70	0.2753	0.1239	0.3019	0.2753	0.1065	0.2952	0.2808	0.1065	0.3003
120	0.1567	0.1191	0.1968	0.1567	0.1017	0.1868	0.1598	0.1017	0.1894
185	0.1029	0.1182	0.1567	0.1029	0.1008	0.1440	0.1049	0.1008	0.1455
300	0.0625	0.1158	0.1316	0.0625	0.0984	0.1166	0.0636	0.0984	0.1172

TABLA 3-XIV

VALORES DE "Z" Y "K"

Cables NYY ;  $t = 35^{\circ}\text{C}$  ;  $K = \sqrt{3} \cdot Z$ 

Sec- ción Nom- inal mm <sup>2</sup>	Z ( $\Omega/\text{km}/\text{fase}$ )			K ( $\Omega/\text{km}$ ) *		
	PARALELOS		TRIPLEX	PARALELOS		TRIPLEX
	HORIZ.	TRIANG.		HORIZ.	TRIANG.	
6	3.1383	3.1374	3.2001	5.44	5.43	5.54
10	1.8868	1.8855	1.9230	3.27	3.27	3.33
16	1.2041	1.2022	1.2259	2.09	2.08	2.12
35	0.5600	0.5561	0.5668	0.97	0.96	0.98
70	0.3019	0.2952	0.3003	0.52	0.51	0.52
120	0.1968	0.1868	0.1894	0.34	0.32	0.33
185	0.1567	0.1440	0.1455	0.27	0.25	0.25
300	0.1316	0.1166	0.1172	0.23	0.20	0.20

(\*) A los valores de K de esta tabla se denomina factor de caída de tensión K verdadero.

### 3.10 Reglas Prácticas para Ubicar Subestaciones, Ubicar Postes y Efectuar Recorrido de Cables

a) Los tipos de subestaciones más utilizadas son los siguientes:

- Subestación en caseta o convencional.
- Subestación aérea.

El tipo de subestación aérea es el que predomina en la actualidad dado su menor costo.

Por lo general, la Empresa Concesionaria define la ubicación de las subestaciones del tipo caseta o convencional (fijándolas como puntos de alimentación) ya que esta ubicación debe estar acorde con el planeamiento efectuado por esta Empresa para el Subsistema de Distribución Primaria.

Si la habilitación urbana requiere de más subestaciones, por lo general, serán aéreas y existirá libertad para que el proyectista las ubique considerando un recorrido adecuado para que la red de distribución primaria las enlace radialmente.

Cuando se proyecte subestaciones en caseta o compactas deberán reservarse las áreas necesarias para su instalación en lotes independizados de las dimensiones que indique la Empresa Concesionaria.

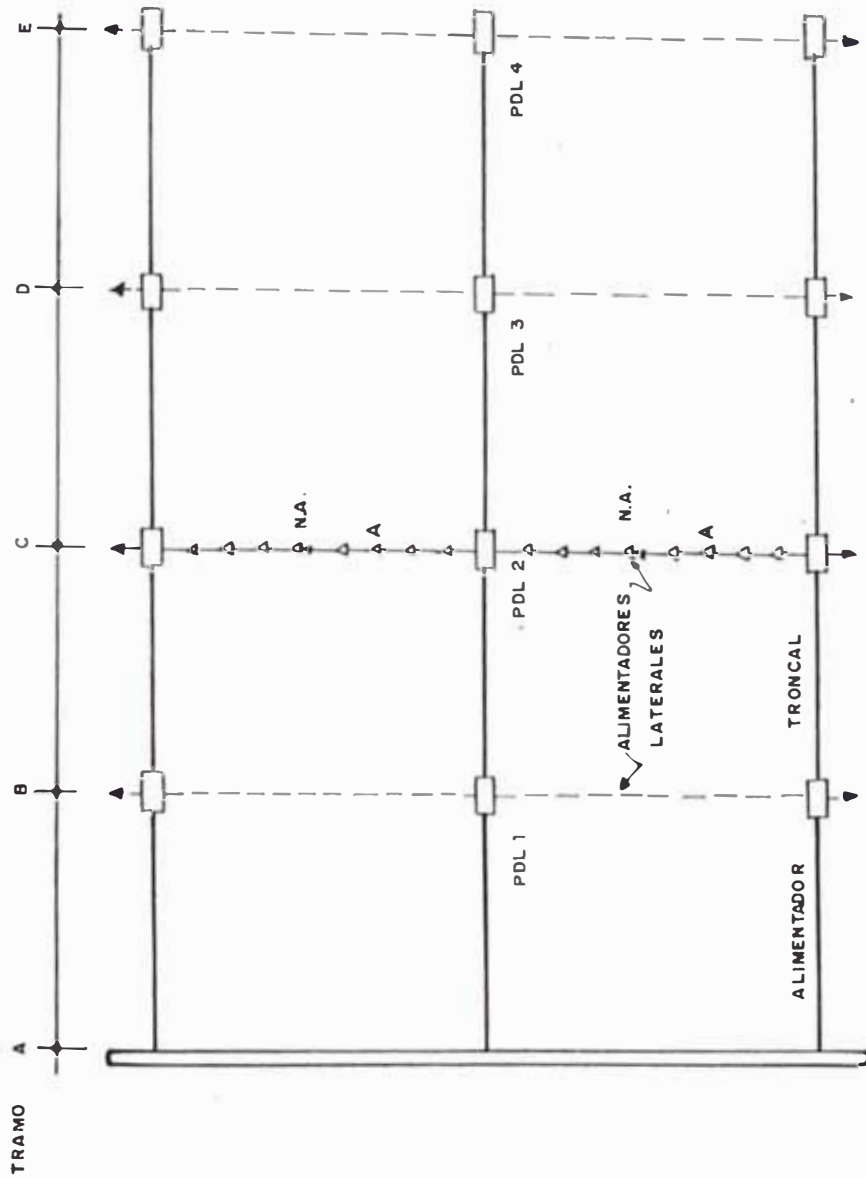
Cuando el proyectista tenga que ubicar las subes-



taciones aéreas debe tener los siguientes criterios:

- a.1) Por mantenimiento: se les debe ubicar en una calle que tenga vereda, y con estacionamiento mayor de tres metros. Si esto no puede cumplirse la subestación podrá ubicarse en calles aledañas a un parque. Estas exigencias se establecen a fin de facilitar el montaje y el mantenimiento de las subestaciones a través de grúas y otros vehículos motorizados, que requieren del espacio necesario para maniobrar.
- a.2) Desde el punto de vista eléctrico: se les debe ubicar preferentemente en el centro de carga.

En la página siguiente se ilustra como ejemplo la configuración de las redes de distribución primaria de Electrolima, las cuales tienen alimentación radial con posibilidad de anillar a través de puestos de protección y maniobra con puntos normalmente abiertos.



C.T. = Subestación de transformación 60/10 kV (centro de transformación)  
 PDL = Puesto de derivación de laterales (subestación de superficie)  
 A = Subestación compacta o subestación aérea  
 NA = Normalmente abierto

REDES DE 10kV — SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL  
 CON ALIMENTADORES TRONCALES SIN POSIBILIDAD DE CONECTARSE A OTRO CT

ELECTROLIMA S.A.

NORMAS DE DISTRIBUCION

RD - 7 - 110

- b) La cantidad de alimentadores que pueden distribuirse desde una subestación dependerá del tipo de ésta y de lo que tenga normalizado la Empresa Concesionaria. Por lo general, en subestaciones aéreas se admite un máximo de cinco alimentadores, uno para alimentar las instalaciones de alumbrado público y los restantes para alimentar a las cargas de vivienda y cargas especiales.

Debe tenerse en cuenta que una menor cantidad de alimentadores implicará un menor costo pero influirá en la calidad del servicio por el menor número de dispositivos de protección.

Una mayor cantidad de alimentadores redundará en una mejor selectividad en la protección y, por lo tanto, en un mejor servicio en caso de fallas en los cables alimentadores que son protegidos selectivamente, según los ajustes realizados en cada dispositivo de protección.

- c) Es recomendable repartir la carga total de la habilitación urbana en cargas iguales para cada subestación a fin que éstas sean de potencias iguales. También, es recomendable repartir la carga total de S.D.S. de la subestación en cargas iguales para cada alimentador en caso de requerirse más de uno. Las cargas especiales de gran magnitud, como por ejemplo las electrobombas,

deben tener un alimentador independiente.

d) En el diseño de la configuración de las redes se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

d.1) Colocar las unidades de alumbrado público donde sea requerido, de acuerdo al tipo de vía, siempre brindando iluminación a todas las pistas, sean estas principales, laterales o secundarias. Por lo general, en vías secundarias es suficiente colocar unidades de alumbrado público a un solo lado de la calle.

d.2) Se debe evitar colocar postes en las esquinas porque estos puntos constituyen lugares peligrosos por la alta probabilidad de colisión de vehículos. La figura 3.2 ilustra una inadecuada y adecuada ubicación del poste en una esquina.

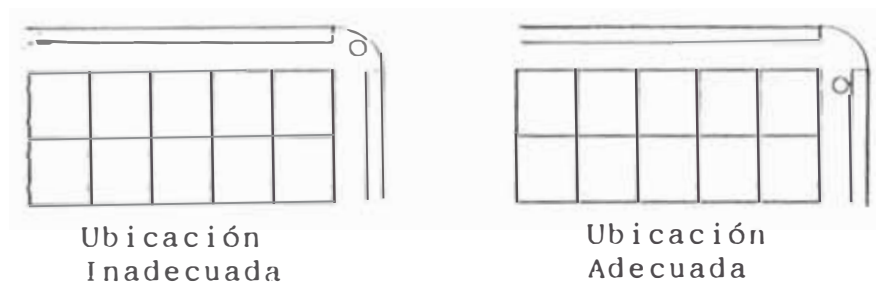


Fig. 3.2

d.3) Se debe evitar colocar postes en el frente de los lotes porque es bastante probable que

existan garajes y se podría obstruir el ingreso de vehículos; es preferible ubicarlos frente a los límites entre propiedades.

d.4) Ubicar los cables alimentadores de modo que estos se alejen de la subestación de distribución en forma radial y que no regresen hacia la subestación a fin de evitar mayor caída de tensión por aumento de longitud innecesaria. En otras palabras, se debe atender la carga a través de la longitud más corta posible.

d.5) Los cables deben tenderse únicamente en vías públicas; en avenidas, jirones, calles y pasajes, por debajo de las veredas; en las plazas y parques por el lugar más adecuado utilizando en lo posible la menor cantidad de cables, de preferencia sólo los de alimentación a las unidades de alumbrado público, ya que un parque generalmente siempre está sometido a movimiento de tierras.

Como regla general, los cables deben quedar tendidos por debajo de las veredas y en cruceamiento de calle, con protección de ductos. Generalmente, es inevitable que en los parques los cables de alumbrado público queden

sin protección de vereda ya que éstas no existen.

Los cables que alimentan a las viviendas deben instalarse en ambos lados de la calle si existen lotes en ambos lados.

Cuando se tenga que alimentar cargas de vivienda y alumbrado público en una calle, los cables de alimentación de ambas cargas deben colocarse en una misma zanja a fin de abaratar el costo de la obra.

Se debe evitar que se superpongan circuitos de diferentes subestaciones. La figura 3.3 ilustra una mala configuración que infringe esta recomendación.

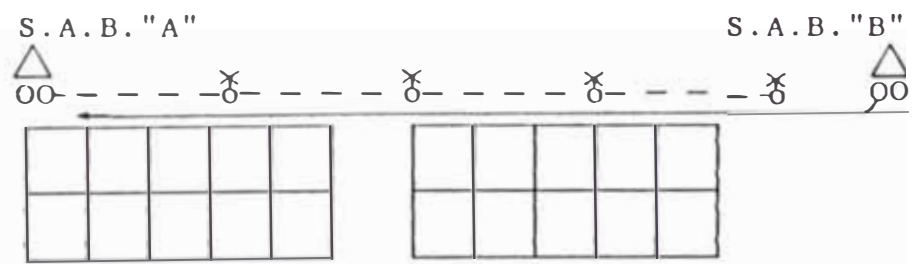


Fig. 3.3

Como ya se ha manifestado, ambos cables van en la misma zanja pero en caso de fallar uno de ellos para su reparación se tendrá que desconectarlo desde la subestación a la que pertenece quedando el otro energizado.

Siendo un peligro potencial sino se desconecta el otro circuito superpuesto alimentado desde la otra subestación. Por esta razón, una subestación debe cubrir los mismos radios de acción para S.D.S. e I.A.P. a fin de tener la posibilidad de desconectar desde un mismo punto ambos circuitos.

d.6) Reducir al mínimo el número de empalmes ya que a mayor número de éstos mayor probabilidad de falla por la posibilidad de empalmes defectuosos. Sin embargo, se debe tener presente que en algunos casos un empalme permitirá reducir la sección del cable y con esto ahorrar el costo del mismo; en estos casos se justifica el uso de empalmes de reducción de sección siempre y cuando el ahorro en costo de cable sea considerable frente al costo del empalme.

d.7) Con relación a la ubicación del poste en la vereda, el Tomo IV del C.N.E., en su inciso 5.3.4.1, establece, para vías con jardín o zona de aparcamiento entre la vereda y la calzada, los postes deben instalarse en el borde exterior de la vereda. Cuando no existe ni jardín ni estacionamiento, deberán ser instalados como se visualiza en la figura 3.4, en función al ancho de la vereda.

Al interior  
de la vereda

Al exterior  
de la vereda

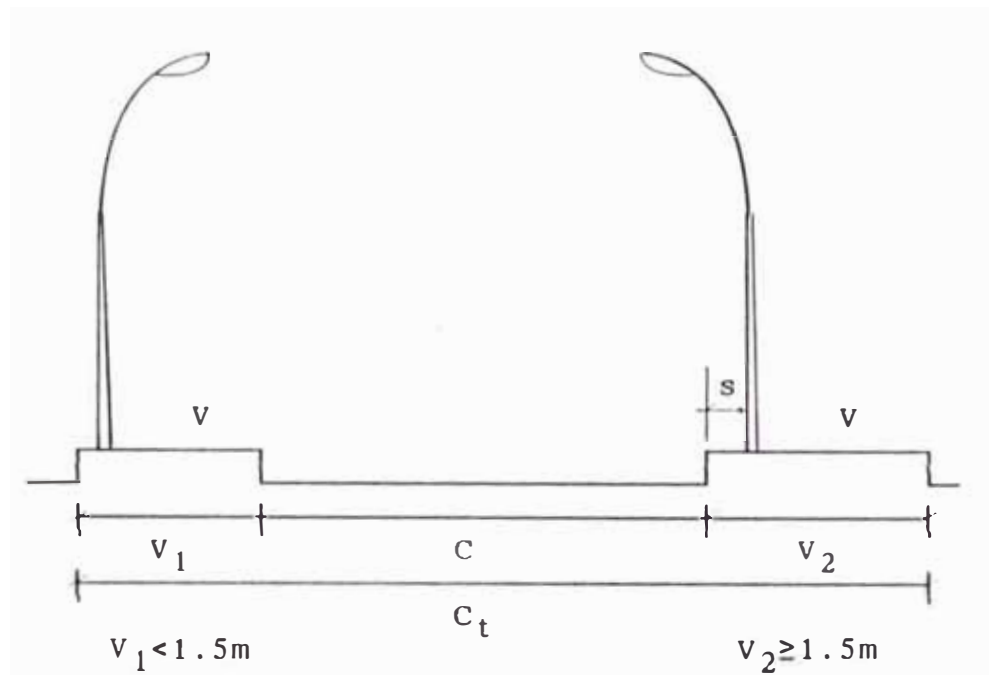


Fig. 3.4

La fig. 3.4 es una reproducción de la fig. 5-1 "Perfil de una Calle con Veredas ( $C_t$ )" del Tomo IV del C.N.E. donde:

$C$  = ancho de la calzada.

$V$  = vereda.

$V_1$  = ancho de vereda, menor a 1.5 m.

$V_2$  = ancho de vereda, mayor o igual a 1.5 m.

$s$  = margen de seguridad mayor o igual a 0.3m.

La figura 3.4 puede ser interpretada como sigue:

Un poste se colocará a una distancia " $s$ " del filo exterior de la vereda (lado de la calzada) cuando su ancho sea mayor o igual a 1.5 m.



La distancia "s" de seguridad protege al poste contra colisiones por rozamientos de vehículos cuando transiten muy pegados a la vereda y se le mide desde el borde exterior de la vereda al punto más cercano de la circunferencia de empotramiento del poste.

Un poste puede ubicarse en el interior de la vereda (pegado a la pared de la vivienda) cuando el ancho de la vereda sea menor de 1.5 m. En este caso surgen ciertos inconvenientes por las construcciones no autorizadas por desconocimiento de las disposiciones con respecto a retiros municipales.

En la práctica, siempre en el supuesto de que no exista jardín o estacionamiento y en el caso de existir una vereda de ancho mayor o igual a 1.2 m ( $V_1 \geq 1.2m$ ) es preferible colocar el poste en el filo exterior de la vereda, siempre respetando la distancia "s".

Para veredas de menor ancho que 1.2 m necesariamente hay que cumplir con lo señalado por el C.N.E. ubicando el poste en el borde interior de la vereda (véase 5.3.4 - Tomo IV del C.N.E.)

La ubicación de los postes debe quedar claramente establecida por el proyectista; es decir, los ejes de los postes, con respecto a las veredas, deben quedar indicados con trazos bien definidos en los dibujos de cortes de calles. Es mas, necesariamente estos cortes deben incluirse en el plano de detalles

CAPITULO IV

METODOLOGIA DE CALCULO Y EJEMPLOS DE APLICACION

## CAPITULO IV

### METODOLOGIA DE CALCULO Y EJEMPLOS DE APLICACION

En el presente capítulo se detallará la metodología de cálculo de la caída de tensión y su aplicación a través de ejemplos.

#### 4.1 Metodología de Cálculo de la Caída de Tensión y Verificación de la Capacidad de Corriente

Se deberán seguir los siguientes pasos:

1ro. Identificar las subestaciones y los alimentadores que salen de cada una de ellas. Se usarán letras para las subestaciones proyectadas y números para los alimentadores. En caso de ser subestaciones existentes se usará el número con que ha sido identificada por la Empresa Concesionaria.

2do. Determinar la máxima demanda (M.D. en kW) de cada alimentador considerando las cargas de vivienda incluyendo, cargas especiales, unidades de alumbrado público y electrobombas si las hubiera, aplicando el factor de simultaneidad definido para cada caso. Se podrán aplicar las siguientes ecuaciones:

- Para viviendas con igual máxima demanda por lote:

$$M.D. S.D.S.-n = \text{Total de lotes} \times \text{kW/lote} \times fs$$

- Para alumbrado público:

$$M.D. I.A.P.-n =$$

$$\Sigma( N^{\circ} \text{ Unid. de A.P.} \times \text{kW/Unid. de A.P.})$$

donde n es el número del alimentador.

3ro. Elaborar el diagrama de distribución de cargas para cada alimentador de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Dibujar todo el recorrido del alimentador tal y como se le ha configurado en el borrador del plano de redes de distribución.
- Definir los puntos de carga concentrada según lo siguiente:
  - . Para viviendas y alumbrado público : teniendo en cuenta el criterio de longitud equivalente explicado en el Anexo H.
  - . Para cargas especiales : en los puntos donde se efectuará la conexión de alimentación.

4to. Medir en el borrador del plano de redes de distribución secundaria las longitudes reales de los tramos entre puntos de carga concentrada, realizándolo de la siguiente forma:

- Desde la subestación hasta el primer punto de empalme o de carga concentrada considerando,

adicionalmente a la longitud medida, 5 m de cable para el interior de la subestación si ésta es aérea o compacta, y 10 m si es de superficie. Desde el primer al segundo punto sin considerar ningún metro adicional, y así sucesivamente hasta el punto de la última carga concentrada.

La longitud de 5 ó 10 m adicional en el primer tramo cubre la longitud de ingreso del cable alimentador, hasta llegar a los bornes del secundario del transformador. Si existiese un empalme de derivación justo al pie de la subestación, se considerará el primer tramo de 5 ó 10 m según sea el tipo de subestación.

- Anotar todas las longitudes en el diagrama de distribución de cargas, elaborado en el tercer paso.

5to. Determinar los amperajes de cada punto de carga concentrada con la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi}$$

donde:

P es la potencia de la carga concentrada en KW.

V es la tensión nominal en KV.

Determinar por sumatoria de corrientes los amperajes de cada tramo hasta obtener la corriente

que sale de la subestación por el alimentador. Anotar estas corrientes en el diagrama de distribución de cargas. Con el valor de corriente obtenido para el tramo entre la subestación y el primer punto, calcular la máxima demanda del alimentador utilizando la fórmula:

$$MD = P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \phi$$

y comparar con el resultado obtenido en el 2do paso; si hubiera diferencia, significará que existe un error de cálculo de la corriente en algún punto de carga concentrada o en algún tramo. También es posible un error en el 2do paso.

Numerar correlativamente todos los puntos de carga concentrada empezando por el ramal cuya sumatoria de los productos ( $I \times L$ ) sea mayor. El propósito de numerar de este modo es prever que el primer ramal calculado sea precisamente aquél que tiende a ocasionar mayor caída de tensión en su extremo terminal (punta muerta), y por lo tanto será el que defina la sección del alimentador a la salida de la subestación.

Dentro de la numeración se incluirá los puntos de empalme con otros ramales y los puntos de cambio de sección. La numeración correlativa se efectuará asignando el N° 1 al punto más cercano a la subestación, el N° 2 al siguiente y así sucesivamente.

6to. Cada alimentador tendrá uno o más ramales, y cada ramal un extremo. Se deberá calcular la caída de tensión acumulada en cada extremo de ramal. Empezaremos trasladando los valores de corriente y longitud del primer ramal al formato de hoja de cálculo de caída de tensión mostrado en la página siguiente. El primer ramal será aquél a cuyos puntos de carga concentrada se les haya asignado los primeros números correlativos.

7mo. Para iniciar el cálculo de la caída de tensión del primer ramal determinar el valor de  $K_{\text{máximo}}$  con la siguiente fórmula:

$$K_{\text{máximo}} = \frac{\Delta V_{\text{máx}}}{10^{-3} \Sigma ( I \cdot L )} \dots\dots\dots (4.1)$$

Con el valor de  $K_{\text{máximo}}$  seleccionar la sección de cable que tenga el valor de  $K$  ( $K$  verdadero) igual o inmediato inferior al  $K_{\text{máximo}}$  determinado. Para esto se debe utilizar la Tabla 3-XIV del Capítulo III, si la temperatura de operación estimada de los cables es 35 °C. Para otras temperaturas se deberá seguir las recomendaciones ya anotadas.

Con el valor de la sección y el correspondiente  $K$  verdadero se completará los datos en la hoja de cálculo siguiente.



## HOJA DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION

Subestación N°: .....

Alimentador N°: .....

Tramo							
I (A)							
L (m)							
S (mm <sup>2</sup> )							
K (Ω/km)							
ΔV (V)							
ΣΔV (V)							

Subestación N°: .....

Alimentador N°: .....

Tramo							
I (A)							
L (m)							
S (mm <sup>2</sup> )							
K (Ω/km)							
ΔV (V)							
ΣΔV (V)							

Subestación N°: .....

Alimentador N°: .....

Tramo							
I (A)							
L (m)							
S (mm <sup>2</sup> )							
K (Ω/km)							
ΔV (V)							
ΣΔV (V)							

- 8vo. Para cada tramo del primer ramal aplicar la fórmula de caída de tensión (3.3) del capítulo III, utilizando como datos la longitud y corriente del tramo y el factor K verdadero seleccionado en el 7mo paso, asumiendo una sola sección para todos los tramos del ramal. La caída de tensión, entre la subestación y el último punto del ramal analizado, será igual a la suma de las caídas de tensión en cada uno de los tramos comprendidos.
- 9no. Si la caída de tensión hasta el último punto del primer tramo, obtenida en el 8vo paso, es mucho menor a  $AV_{\text{máx}}$  (5% de  $V_n$ ), se procederá a reducir la sección del cable en los últimos tramos que se inicien en un empalme de derivación, efectuando los cálculos de caída de tensión hasta obtener una caída total lo más próximo posible a  $AV_{\text{máx}}$  (5% de  $V_n$ ).
- 10mo. Si aplicando el paso 9no aún se tuvieran puntos extremos con caídas de tensión muy inferiores a  $AV_{\text{máx}}$  (5% de  $V_n$ ), se puede pensar en la posibilidad de proyectar un empalme de cambio de sección, en un punto diferente a los empalmes ya existentes, siempre que con esto se ahorre costo de cable, una vez reducida la sección. Para esto se definirá un nuevo punto de carga concentrada, en el lugar previsto para el nuevo empalme, considerando una carga igual a cero.

Por lo general, para la ubicación de este empalme se tiene que tantear. Cuando se trate de un alimentador S.D.S. se puede iniciar el tanteo ubicando este empalme en alguna esquina de manzana, con lo que solamente se variará la longitud del tramo de este nuevo punto, mas nó la carga concentrada ya definida.

Cuando se le ubique frente a los lotes de una manzana, se deberá definir nuevos puntos de carga concentrada antes y después del empalme de cambio de sección proyectado (punto de carga cero) y efectuar los cálculos de caída de tensión respectivos.

11vo. Concluir los cálculos de los ramales faltantes repitiendo los pasos 6to, 7mo, 8vo, 9no y 10mo, pero teniendo en cuenta el margen disponible de caída de tensión para la aplicación del 7mo paso. Este margen se determinará restando a  $AV_{m\acute{a}x}$  (11 V ó 19 V) la caída de tensión calculada hasta el punto inicial del nuevo ramal a diseñar. Si "n" es el punto donde se inicia el nuevo ramal y  $AV_n$  la caída de tensión hasta dicho punto, entonces, para un primer cálculo, la sección requerida para dicho ramal se determinará con el siguiente factor de caída de tensión máximo:

$$K_{m\acute{a}ximo} = \frac{AV_{m\acute{a}x} - AV_n}{10^{-3} \Sigma ( I \cdot L )} \dots\dots\dots (4.2)$$

Luego se proseguirá con los cálculos necesarios como para el primer tramo, hasta determinar las secciones adecuadas con las caídas de tensión muy próximas al 5% de  $V_n$ .

12vo. Para cada sección de cable determinada por cálculo de caída de tensión se debe verificar la capacidad de corriente con las Tablas 3-I y 3-VII-A del Capítulo III, aplicando factores de corrección si el caso así lo requiere. De ser necesario, se deberá incrementar la sección en los tramos requeridos y recalcular la caída de tensión.

13vo. Indicar en los diagramas de distribución de cargas, las secciones obtenidas en los tramos correspondientes y las caídas de tensión calculadas, en los extremos de todos los ramales.

14vo. Concluir indicando en el plano de redes de distribución secundaria del proyecto las secciones definitivas de los cables.

#### 4.2 Ejemplos de Aplicación

Desarrollamos ejemplos de aplicación con los parámetros del Capítulo III y siguiendo los pasos recomendados en el subcapítulo 4.1, empezando por un caso sencillo y terminando con un caso más complicado.

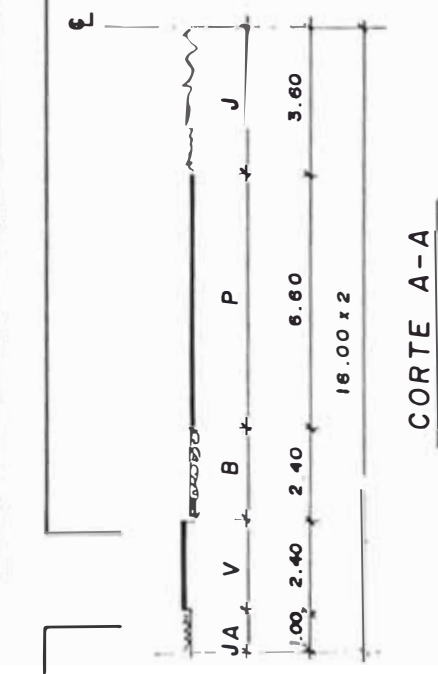
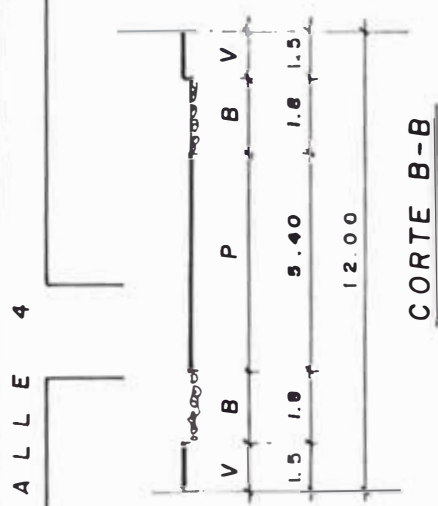
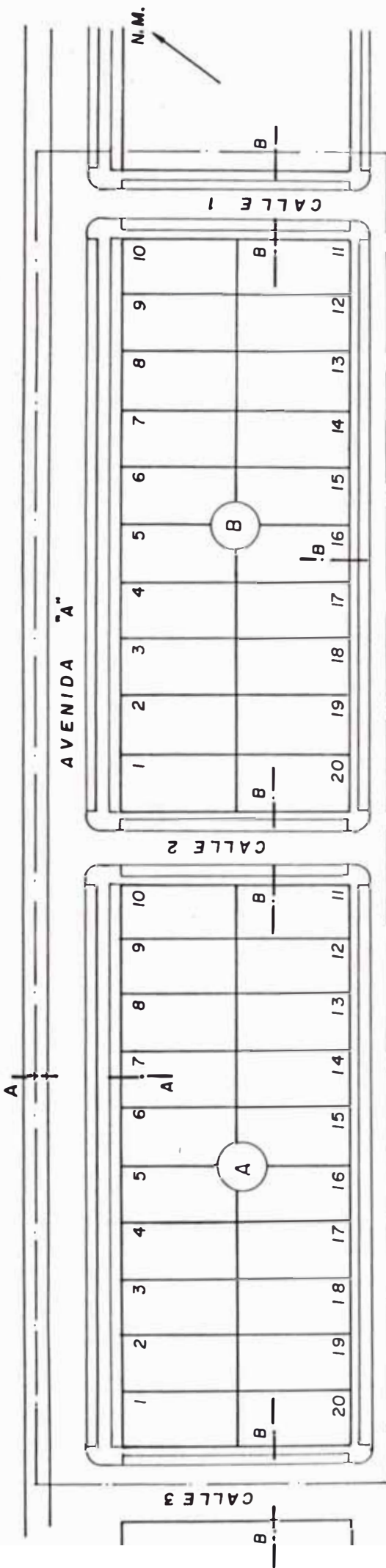
#### 4.2.1 Ejemplo N° 1

Supóngase una urbanización de dos manzanas, denominadas A y B, mostradas en el plano de lotización de la página siguiente. El punto de alimentación será la subestación aérea biposte S.A.B 1921 existente en el lugar que se indica. Se necesita determinar la configuración de las redes que alimentarán a los lotes de vivienda y a las unidades de alumbrado público, y la sección de los cables alimentadores.

La calificación eléctrica asignada por la Municipalidad Provincial a la urbanización es 800 w/lote.

De las coordinaciones efectuadas con la Empresa Concesionaria se ha establecido que:

- se instalará un nuevo circuito alimentador para las cargas de vivienda de las manzanas A y B.
- el alumbrado público se podrá conectar al circuito existente.
- la tensión nominal será 220 V, trifásica 60 Hz.
- la red será subterránea con cables NYY, configuración paralela, y temperatura de operación promedio de 35 °C.
- para efectos de verificación de la capacidad de corriente, se puede considerar que se cumplen las condiciones de base del subtítulo 3.5.1.



CUADRO DE AREAS (m <sup>2</sup> )	
USO	AREA
VIVIENDA R4	8000
VIA METROPOLITANA	5528.45
TOTAL	13528.45

AREA DE LOTE = 200 m<sup>2</sup>  
 DIMENSIONES DEL LOTE  
 FRENTE: 10m.  
 LARGO : 20m.

PLANO DE LOTIZACION URBANIZACION EL PACIFICO	ESC: 1/1000 1/200
--	-------------------------

### SOLUCION

La solución al problema planteado sólo se limitará a configurar las redes y determinar las secciones de los cables alimentadores; lo relativo a detalles de montaje y especificaciones técnicas se verá posteriormente. En el Capítulo III, acápite 3.10-d, se dieron algunas recomendaciones para el diseño de la configuración de la red; con fines didácticos trataremos de plantear algunas configuraciones incorrectas que no cumplen estas recomendaciones, para finalizar con la solución correcta.

De acuerdo con el acápite 3.10-d.1, primero ubicaremos las unidades de alumbrado público en los puntos más adecuados. En el plano de lotización se observa la necesidad de iluminar la avenida A (corte A-A) y las calles N° 1, 2, 3 y 4 (corte B-B).

Para seleccionar el tipo de lámpara y luminaria a utilizar en estas vías primero debemos comprobar en el terreno si las zonas aledañas a las manzanas A y B ya están electrificadas y con alumbrado público. De ser así, y de tener buena iluminación, lo recomendable será utilizar los mismos tipos de lámparas, luminarias y alturas de postes (si es que estos materiales y sus características aún se mantienen dentro del Listado de Materiales Técnicamente Aceptables por la Empresa Concesionaria logrando con ello la uniformidad en la iluminación de vías públicas.

En caso contrario, el proyectista hará uso de sus diseños patrones de iluminación de vías. Por ejemplo, en nuestro caso se podrá utilizar los siguientes tipos de lámparas:

- para calles: O-x lámpara de 125 w de vapor de Hg
- para Av. A : O-x• lámpara de 250 w de vapor de Na

La simbología utilizada es la que se muestra en el subtítulo 6.4 del capítulo VI. Tratando de cumplir con 3.10-d.2 y 3.10-d.3, la ubicación de los postes podría ser la que se muestra en la figura 4.1, con un vano aproximado de 30 m.

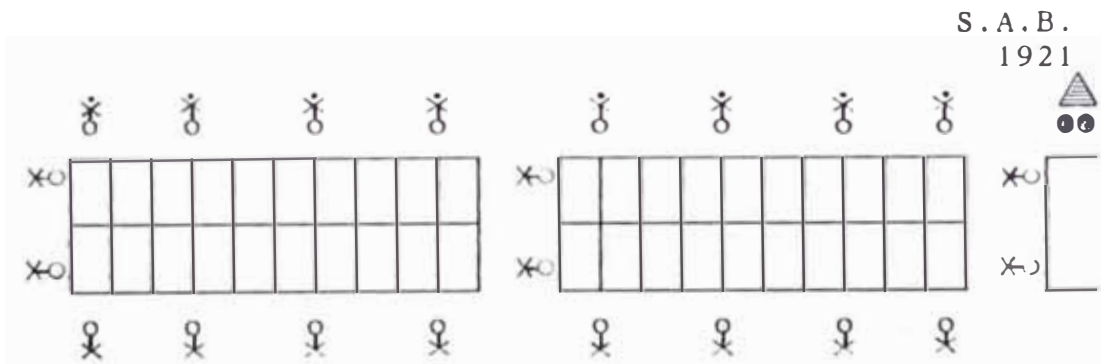


Fig 4.1

Procediendo a efectuar el recorrido del cable alimentador de las unidades de alumbrado público podríamos optar por la configuración siguiente:

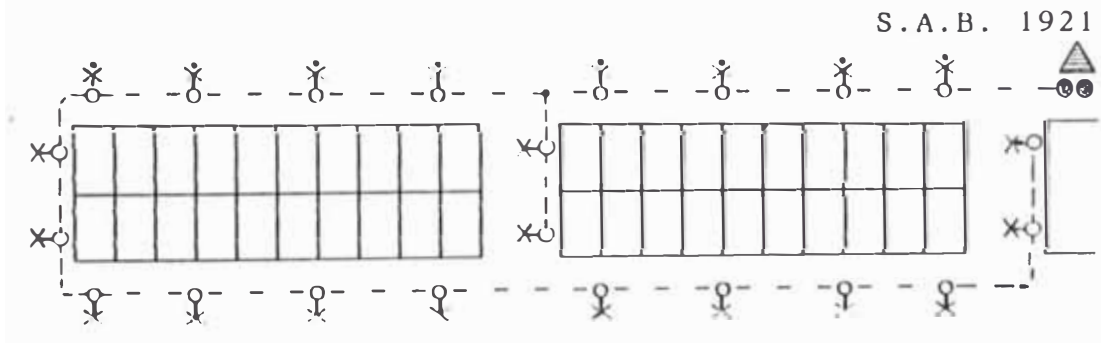


Fig 4.2



Recordemos que el trazo con línea discontinua representa al cable alimentador de las unidades de alumbrado público. La solución mostrada en la figura 4.2 plantea un recorrido para el cable de I.A.P. que logra alimentar a todas las unidades de alumbrado público. Sin embargo, se infringe la recomendación 3.10-d.4 porque, a pesar que el cable alimentador se inicia con recorrido tipo radial, se comete el error de regresar hacia la subestación; lo que ocasionará caídas de tensión excesivas. Estas pueden corregirse con otra configuración más adecuada como la que se muestra en la figura 4.3.

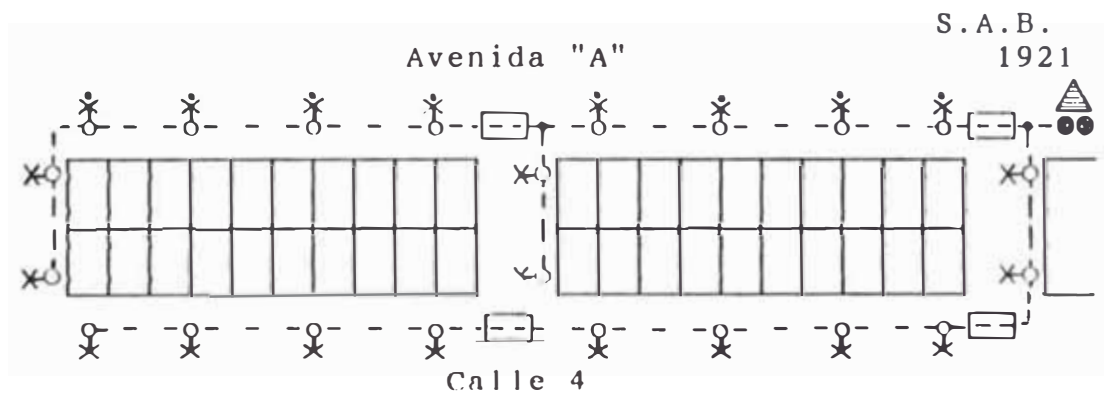


Fig 4.3

En la figura 4.3 ya se han proyectado las cruzadas necesarias, a las que se hace referencia en 3.10-d.5 con ductos de protección en cruzamientos de calles. Evidentemente, cada cruzada tiene un costo y una reducción de éstas significará un ahorro, y en la configuración de la figura 4.3 aún puede lograrse esto. Teniendo en cuenta que la calle 1 es simétrica con respecto a su eje central (véase corte B-B),

desde el punto de vista de iluminación, las unidades de alumbrado público de esta calle pueden trasladarse al frente, y con esto evitaremos el uso de la cruzada ubicada entre las calles 1 y 4. Otra mejora que puede realizarse a la configuración de la figura 4.3, radica en la alimentación a las unidades de alumbrado público que están en la parte inferior de las calles 2 y 3. Esta alimentación puede efectuarse desde el cable que recorre la calle 4 con lo que ahorraremos en cable y zanja. Estas dos correcciones se muestran en la figura 4.4.

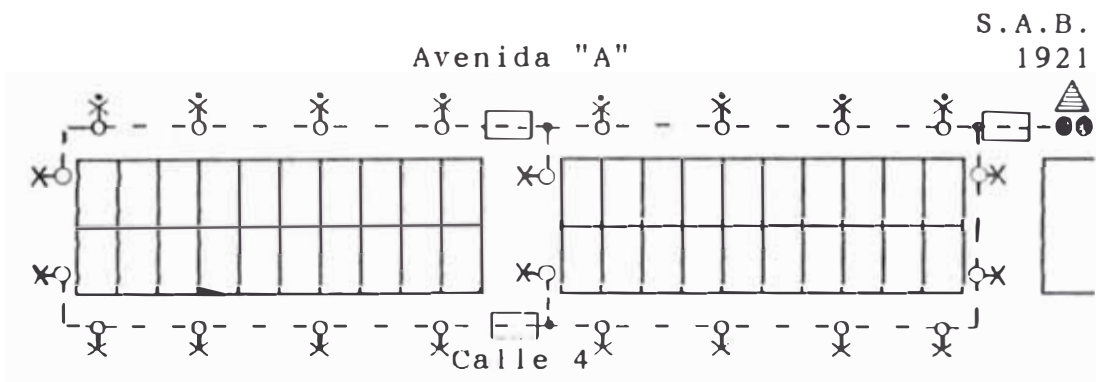
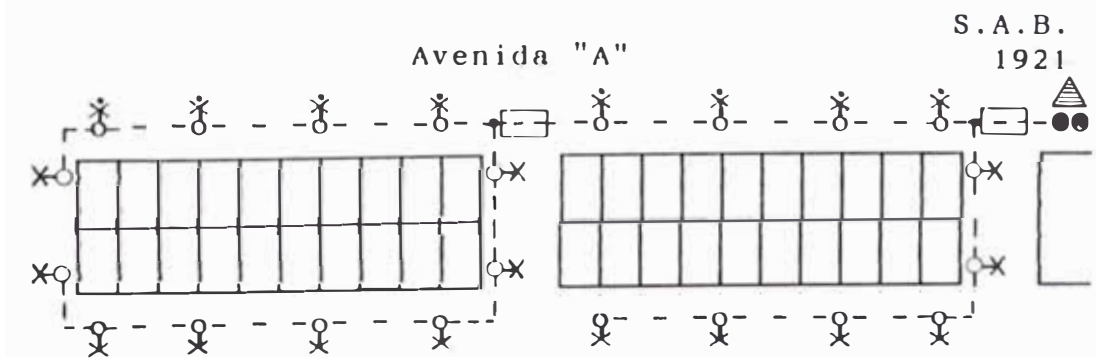


Fig 4.4

Otra posibilidad de alimentación a las cargas de I.A.P. se muestra en la figura 4.5.



Calle 4

Fig 4.5

Para la elección entre las configuraciones de las figuras 4.4 y 4.5 tendrá que efectuarse una valoración del costo de ambas alternativas, en las partes que se diferencian, es decir básicamente en las redes de la calle 2.

Sin embargo, en nuestro caso aun falta definir la configuración de los cables de alimentación a las viviendas (S.D.S.), lo cual influirá en la elección entre las configuraciones de las figuras 4.4 y 4.5.

Al efectuar el recorrido del cable de S.D.S. hay que aprovechar el recorrido ya efectuado del cable de I.A.P., a fin de que ambos se instalen en una misma zanja. Siendo así la solución estará dada por la configuración que se muestra en la figura 4.6, la cual es la correcta desde los puntos de vista técnico y económico. Debe notarse que la ubicación del cable de S.D.S. está proyectada hacia el lado de las viviendas y la ubicación del cable de I.A.P. hacia el lado exterior de la vereda.

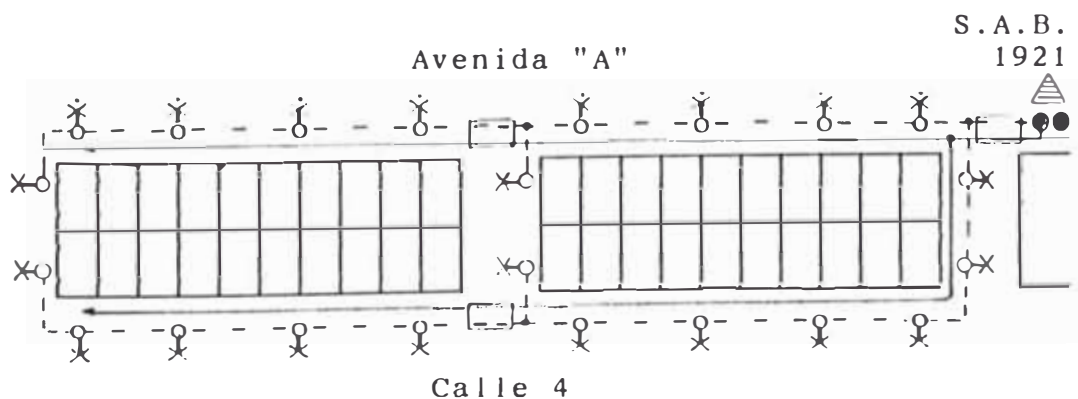


Fig 4.6

Para la elección entre las configuraciones de las figuras 4.4 y 4.5 tendrá que efectuarse una valoración del costo de ambas alternativas, en las partes que se diferencian, es decir básicamente en las redes de la calle 2.

Sin embargo, en nuestro caso aun falta definir la configuración de los cables de alimentación a las viviendas (S.D.S.), lo cual influirá en la elección entre las configuraciones de las figuras 4.4 y 4.5.

Al efectuar el recorrido del cable de S.D.S. hay que aprovechar el recorrido ya efectuado del cable de I.A.P., a fin de que ambos se instalen en una misma zanja. Siendo así la solución estará dada por la configuración que se muestra en la figura 4.6, la cual es la correcta desde los puntos de vista técnico y económico. Debe notarse que la ubicación del cable de S.D.S. está proyectada hacia el lado de las viviendas y la ubicación del cable de I.A.P. hacia el lado exterior de la vereda.

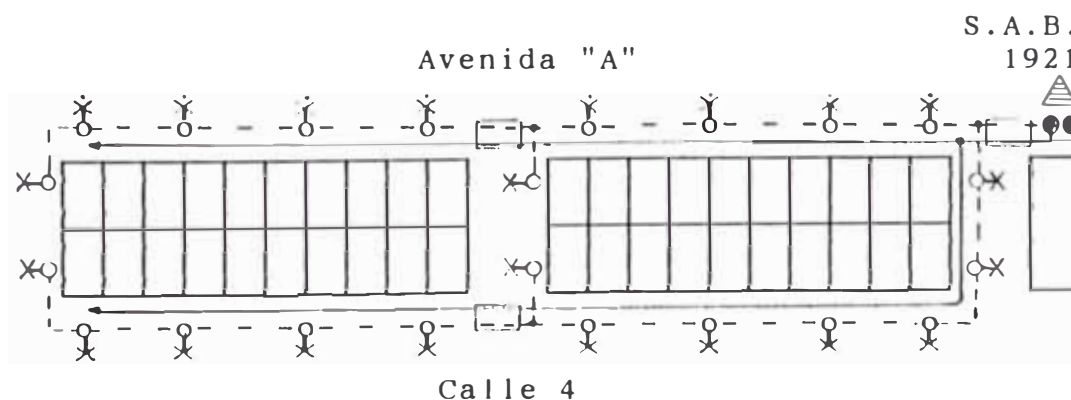
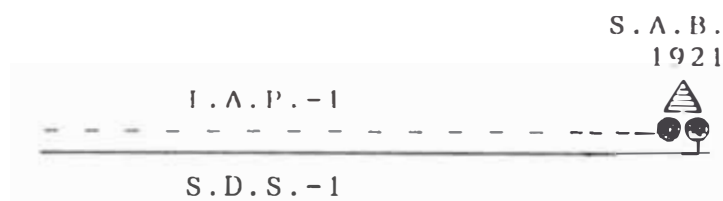


Fig 4.6

Una vez definida la configuración de los alimentadores se debe proceder a efectuar los cálculos de caída de tensión, para lo cual aplicaremos paso a paso la metodología explicada en el subcapítulo 4.1.

1er Paso: La subestación de alimentación existe y está identificada con el N° 1921 según información de la Empresa Concesionaria. Los alimentadores serán identificados como se indica a continuación:



2do Paso: La máxima demanda de cada alimentador se determinará como sigue:

a) Carga conectada al alimentador S.D.S.-1:

$$- \text{N}^\circ \text{ Total de lotes} = \text{Lotes de la Mz "A"} + \text{Lotes de la Mz "B"} = 40$$

$$- \text{M.D. S.D.S.-1} = \text{N}^\circ \text{ total de lotes} \times \text{kW/lote} \times \text{fs}$$

$$\text{donde: kW/lote} = 0.8 \quad \text{y} \quad \text{fs} = 0.5$$

$$\text{M.D. S.D.S.-1} = ( 40 \times 0.8 \times 0.5 ) \text{ kW} = \underline{16 \text{ kW}}$$

b) Carga conectada al alimentador I.A.P.-1:

$$- \text{N}^\circ \text{ de Unidades de A.P.: } 14 \text{ de } 125 \text{ W-Hg y} \\ 8 \text{ de } 250 \text{ W-Na}$$

$$- \text{M.D. I.A.P.-1} = \Sigma (\text{N}^\circ \text{ Unidades de A.P.} \times \text{kW/Unidad de A.P.} \times \text{fs})$$

Sabiendo que  $\text{fs} = 1$  y con el uso de la Tabla 3-X:

$$\text{M.D. I.A.P.-1} = ( 14 \times 137.3 + 8 \times 276.8 ) \times 10^{-3} \text{ kW}$$

$$\underline{\text{M.D. I.A.P.-1} = 4.1366 \text{ kW}}$$

#### 4.2.1.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1

3er Paso:

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
Alimentador N° : S.D.S.-1

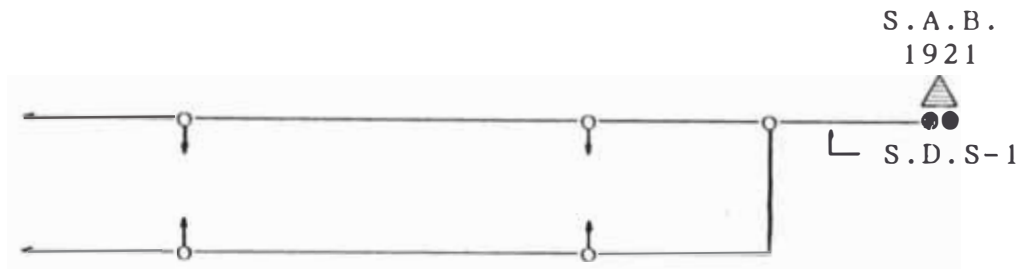


Fig. 4.7

En este caso los puntos de carga concentrada, estarán ubicados en los puntos medios de cada frente de manzana, ya que las cargas por lote son iguales y los lotes tienen igual longitud en su frente (revísese el Anexo H). Por cada frente de manzana existirá un punto de carga concentrada que sumados al punto de empalme de derivación totalizarán 5 puntos importantes para el cálculo de la caída de tensión.

4to Paso: La medición de las longitudes la efectuaremos en el plano borrador de redes de distribución. La medición exacta desde la S.A.B. 1921 y el punto de empalme de derivación es igual a 33m, pero por tratarse de una subestación aérea debemos adicionar 5 m, a fin de considerar el tramo que sube por el poste hasta los bornes de baja tensión del transformador de distribución.

Por lo tanto, tendremos:

- De S.A.B 1921 hasta el punto de empalme de derivación: 38 m
- del punto de empalme de deriv. al 1er punto en la Av. A: 51 m
- del 1er punto de la Av. A al 2do punto en la Av. A: 112 m
- del punto de empalme de deriv. al 1er punto en la calle 4: 93 m
- del 1er punto de la calle 4 al 2do punto en la calle 4: 112 m

Anotando estas longitudes en el diagrama de distribución de cargas, tendremos:

#### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
Alimentador N° : S.D.S.-1

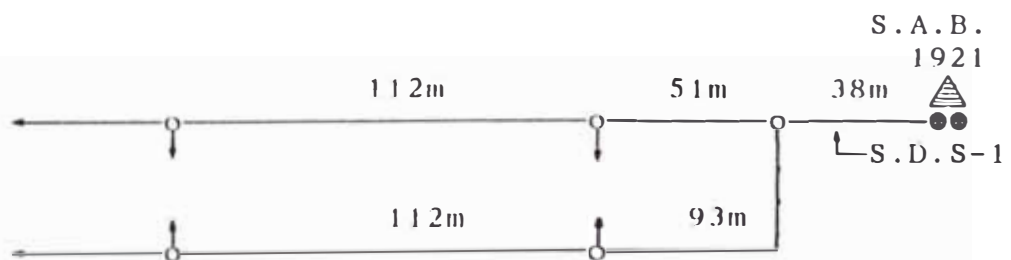


Fig. 4.8

5to Paso: En este caso los cuatro puntos de carga concentran a 10 lotes por cada punto. El amperaje para cada punto se calcula como sigue:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 1} = 2.62432 P \text{ (Amp)}$$

$$P = N^{\circ} \text{ de lotes } \times \text{ kW/lote } \times \text{ fs } =$$

$$P = 10 \times 0.8 \times 0.5 = 4 \text{ kW}$$

Por lo tanto,  $I = 10.5 \text{ Amp.}$

En el diagrama de la figura 4.9 se indican los amperajes de cada punto de carga concentrada y de cada tramo.

Con la corriente obtenida para el tramo entre la S.A.B. y el primer punto de empalme de derivación procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador S.D.S.-1.

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \sqrt{3} V I \cos \phi - \sqrt{3} \times 0.22 \times 42 \times 1 - 16 \text{ kW}$$

Este valor de M.D. es igual al valor calculado en el 2do paso, lo cual constituye que los valores del diagrama de distribución de cargas de la figura 4.9 son correctos.

La numeración de los puntos se inicia asignando el N° 1 al punto más cercano a la subestación, es decir al primer empalme de derivación. Aquí viene la pregunta por dónde proseguir la numeración. La regla establece que se debe proseguir por el ramal cuya sumatoria de los productos ( $I \times L$ ) sea mayor. Entonces veamos esta sumatoria para cada ramal:

$$\begin{aligned} - \text{ Ramal de la Av. A} & : \Sigma (I \times L) = 21 \times 51 + 10.5 \times 112 \\ & \Sigma (I \times L) = 2247 \text{ A.m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} - \text{ Ramal de la calle 4} & : \Sigma (I \times L) = 21 \times 93 + 10.5 \times 112 \\ & \Sigma (I \times L) = 3129 \text{ A.m} \end{aligned}$$



$P = N^{\circ} \text{ de lotes} \times \text{kW/lote} \times \text{fs} -$

$$P = 10 \times 0.8 \times 0.5 = 4 \text{ kW}$$

Por lo tanto,  $I = 10.5 \text{ Amp.}$

En el diagrama de la figura 4.9 se indican los amperajes de cada punto de carga concentrada y de cada tramo.

Con la corriente obtenida para el tramo entre la S.A.B. y el primer punto de empalme de derivación procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador S.D.S.-1.

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \sqrt{3} \text{ V I} \cos \phi = \sqrt{3} \times 0.22 \times 42 \times 1 = 16 \text{ kW}$$

Este valor de M.D. es igual al valor calculado en el 2do paso, lo cual constituye que los valores del diagrama de distribución de cargas de la figura 4.9 son correctos.

La numeración de los puntos se inicia asignando el N° 1 al punto más cercano a la subestación, es decir al primer empalme de derivación. Aquí viene la pregunta por dónde proseguir la numeración. La regla establece que se debe proseguir por el ramal cuya sumatoria de los productos ( $I \times L$ ) sea mayor. Entonces veamos esta sumatoria para cada ramal:

$$\begin{aligned} - \text{ Ramal de la Av. A} & : \Sigma (I \times L) = 21 \times 51 + 10.5 \times 112 \\ & \Sigma (I \times L) = 2247 \text{ A.m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} - \text{ Ramal de la calle 4} & : \Sigma (I \times L) = 21 \times 93 + 10.5 \times 112 \\ & \Sigma (I \times L) = 3129 \text{ A.m} \end{aligned}$$

Como se puede ver el ramal que se deriva hacia la calle 4 tiene la mayor sumatoria ( $I \times L$ ), por lo tanto, la numeración se proseguirá por este ramal y es la que se muestra en la figura 4.9.

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
Alimentador N° : S.D.S.-1

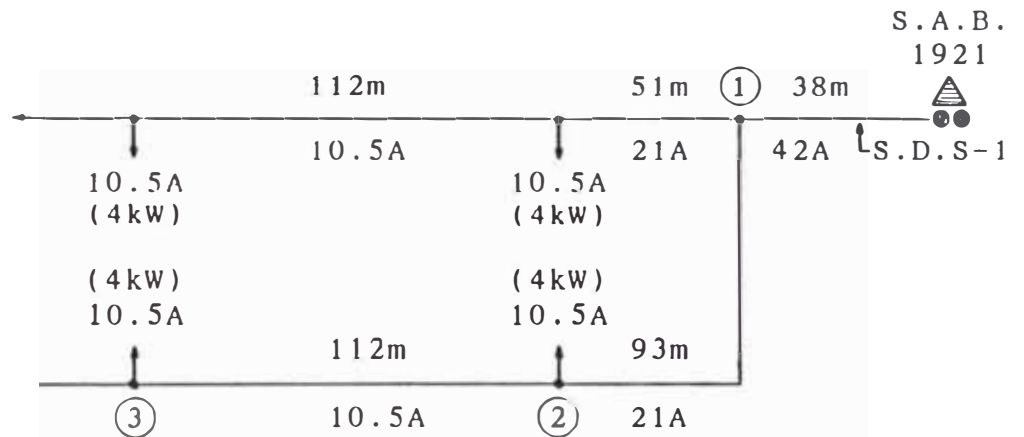


Fig. 4.9

Los pasos sucesivos corresponden al cálculo del ramal que termina en el lote 20 de la manzana "A"

6to Paso: Procederemos a determinar la sección requerida para el cable alimentador del ramal S.A.B.-1-2-3, para lo cual trasladaremos los valores de longitud y corriente de cada tramo a la hoja de cálculo de caída de tensión.

Ramal Lote 20 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3
I (A)	42	21	10.5
L (m)	38	93	112

7mo Paso: Para un primer cálculo determinaremos el valor de  $K_{\text{máximo}}$  con la fórmula (4.1):

$$K_{\text{máximo}} = \frac{\Delta V_{\text{máx}}}{10^{-3} \Sigma(I \times L)} \dots\dots\dots (4.1)$$

Cuando se diseña una red para el sistema 220 V debemos tener presente que la máxima caída de tensión a considerar será 11 voltios, es decir,  $\Delta V_{\text{máx}} = 5\%$  de 220 V. Por lo tanto:

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11}{10^{-3} (42 \times 38 + 21 \times 93 + 10.5 \times 112)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 2.33 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Los valores K verdadero para cada sección de cables NYY de configuración paralela horizontal, los obtenemos de la Tabla 3-XIV, que se reproduce parcialmente a continuación:

Sección Nominal (mm <sup>2</sup> )	"K" (Ω/km)
6	5.44
10	3.27
16	2.09
35	0.97

La sección que tiene un valor de K inmediato inferior al  $K_{\text{máximo}}$  determinado es 16 mm<sup>2</sup>, a la cual le corresponde un K verdadero = 2.09 Ω/km.

8vo Paso: Asumiendo que todo el ramal será de 16 mm<sup>2</sup>, procederemos a calcular la caída de tensión aplicando la fórmula (3.3) a cada tramo:

$$\Delta V_{3\phi} = I L K 10^{-3} \dots\dots\dots (3.3)$$

Para esto utilizaremos el formato completo de "Hoja de Cálculo de Caída de Tensión". Como se podrá apreciar, el encabezado de la hoja señala "Ramal lote 20 Mz A", que es una indicación del extremo del ramal o de la punta muerta del cable que se está calculando.

Ramal Lote 20 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3
I (A)	42	21	10.5
L (m)	38	93	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	16	16
K (Ω/km)	2.09	2.09	2.09
ΔV (V)	3.34	4.08	2.46
ΣΔV (V)	3.34	7.42	9.88

Aquí cabe efectuar los siguientes comentarios:

- a) La caída de tensión hasta el punto N° 2 ha sido obtenida sumando las caídas de tensión en los tramos SAB-1 y 1-2. Igualmente, la caída de tensión hasta el punto N° 3 ha sido obtenida sumando las caídas en los tramos SAB-1, 1-2 y 2-3. Esto se indica con las flechas.
- b) La caída de tensión calculada hasta el punto N° 3, representa la caída de tensión hasta el lote 20 de la manzana A (véase el Anexo H) y es menor a 11 V, por lo que desde el punto de vista legal, el cálculo para este ramal puede terminar aquí.

9no Paso: La caída de tensión obtenida hasta el punto N°3, por aplicación del 8vo paso, es 9.88 V (menor a 11 V) pero veamos que sucede si procedemos a reducir la sección a 10 mm<sup>2</sup> a partir del empalme de derivación identificado con el punto N°1.

Ramal Lote 20 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3
I (A)	42	21	10.5
L (m)	38	93	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	10	10
K (Ω/km)	2.09	3.27	3.27
ΔV (V)	3.34	6.39	3.85
ΣΔV (V)	3.34	9.73	<u>13.58</u>

Como se puede observar si reducimos la sección a 10 mm<sup>2</sup> a partir del punto N° 1, la caída de tensión calculada hasta el punto N° 3 es 13.58 V, que es mayor a 11 V, por lo que ésta no es una solución aceptable.

10mo Paso: Rectificando lo asumido en el 8vo paso decidimos ubicar un empalme de cambio de sección en la esquina entre las calles 2 y 4. Con esto el diagrama de distribución de cargas queda como se indica en la figura 4.10. Se debe apreciar que se agrega un punto más con relación a los que se indican en la figura 4.9. A este nuevo punto se le asigna una carga igual a cero.

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
 Alimentador N° : S.D.S.-1

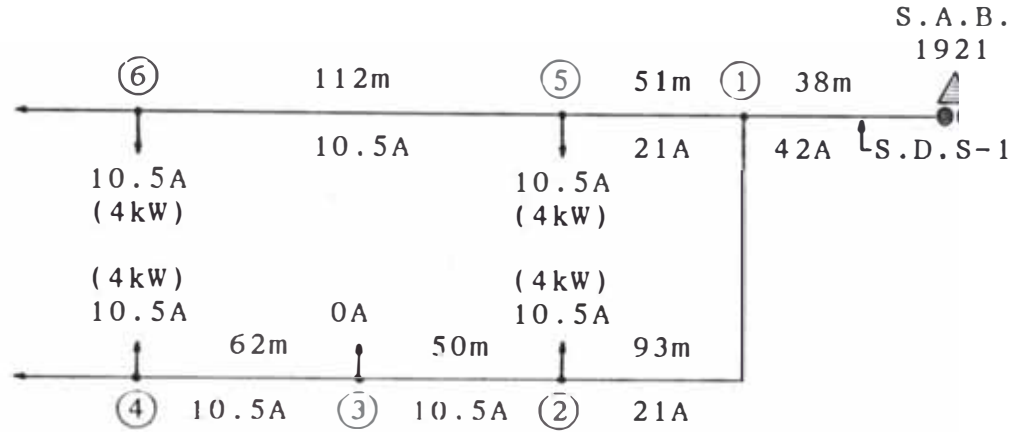


Fig. 4.10

Ramal Lote 20 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3	3 - 4
I (A)	42	21	10.5	10.5
L (m)	38	93	50	62
S (mm <sup>2</sup> )	16	16	16	10
K (Ω/km)	2.09	2.09	2.09	3.27
ΔV (V)	3.34	4.08	1.10	2.13
ΣΔV (V)	3.34	7.42	8.52	<u>10.65</u>

Comentarios:

- a) La caída de tensión determinada hasta el punto N° 4 representa la caída de tensión hasta el lote 20 de la Mz "A"; y como es menor y próxima a 11 V, esta es una solución aceptable.
- b) Comparando esta solución con la del 8vo paso se puede apreciar que se cambia 105 m de cable de 16 mm<sup>2</sup> por 10 mm<sup>2</sup>, con lo que el ahorro es

considerable. Debemos tener en cuenta que no sólo son los 62 m del tramo 3-4, sino todo el cable necesario hasta llegar al lote 20 de la manzana "A".

- c) Acercando el empalme de cambio de sección (punto N° 3) hacia el punto N° 2, la caída de tensión en el punto N° 4, se aproximará más a 11V. Este ejercicio lo veremos en el ejemplo N° 2.

A continuación proseguimos con el cálculo del ramal que termina en el lote 1 de la manzana "A" tomando en cuenta los pasos correspondientes:

6to Paso: El diagrama de la figura 4.10 muestra la numeración correlativa seguida en el ramal que se deriva del punto N° 1 hacia la avenida "A".

Ramal Lote 1 Mz "A"			
Tramo->	SAB-1	1 - 5	5 - 6
I (A)		21	10.5
L (m)		51	112

7mo Paso: De acuerdo al diagrama de la figura 4.10, la caída de tensión calculada hasta el punto N°1 es  $AV_1 = 3.34$  V. El margen disponible de caída de tensión entre el punto N° 1 y el punto N° 6 será:  $AV_{\max} - AV_1 = 11 - 3.34 = 7.66$  V.

Para un primer cálculo en este ramal, reemplazaremos la caída de tensión hallada en la fórmula (4.2) y hallaremos el valor de  $K_{\max}$ :

$$K_{\text{máximo}} = \frac{7.66}{10^{-3} ( 21 \times 51 + 10.5 \times 112 )}$$

$$K_{\text{máximo}} = 3.41 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Con este valor de  $K_{\text{máximo}}$  y con la ayuda de la Tabla 3-XIV definimos la sección de 10 mm<sup>2</sup> y su correspondiente K verdadero igual a 3.27  $\Omega/\text{km}$ .

8vo Paso: Asumiendo que todo el ramal será de 10 mm<sup>2</sup>, procederemos a calcular la caída de tensión hasta el lote 1 de la manzana A, con la fórmula (3.3):  $AV = I L K 10^{-3}$ .

Ramal Lote 1 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 5	5 - 6
I (A)		21	10.5
L (m)		51	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	10	10
K ( $\Omega/\text{km}$ )		3.27	3.27
AV (V)		3.50	3.85
$\Sigma AV$ (V)	3.34	6.84	<u>10.69</u>

Aquí cabe efectuar los siguientes comentarios:

- a) En la última hoja de cálculo de caída de tensión no se han repetido los valores correspondientes al tramo SAB-1, ya que este ha sido previamente calculado. El único valor que se necesita es la caída de tensión hasta el punto N° 1 (3.34 V), como está anotado.



b) La caída de tensión hasta el lote 1 de la manzana "A" es 10.69 V, por lo que ya no es posible reducir la sección del cable, quedando ésta como una buena solución, no siendo ya necesario seguir con los pasos 9no y 10mo.

Verificación de la Capacidad de Corriente para todos los tramos calculados:

12vo Paso: En el Cuadro IV-1 se muestra la mayor corriente requerida para cada sección de cable proyectado, y se hace una comparación con la corriente nominal dada en la Tabla 3-I, sin aplicar factores de corrección, en el supuesto de que se cumplen las "condiciones de base".

CUADRO IV-1

VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Corriente (A)		Comparación Porcentual %
	Nominal Tabla 3-I	Máxima del Proyecto	
16	107	42	39 %
10	84	21	25 %

Sin embargo, una revisión anticipada y detallada del tendido final de los cables, nos hará notar que no se cumplen todas las "condiciones de base" ya que debemos considerar lo siguiente:

- En la avenida "A" el cable de 16 mm<sup>2</sup> inicialmente va instalado en zanja, pero cuando cruza

la calle 1 pasará por el ducto, que necesariamente será mayor de 6 m, ya que a pesar que la pista es de 5.4 m de ancho, el ducto se extenderá hasta las bermas hacia ambos lados de la calle.

- En la avenida "A" el cable de 10 mm<sup>2</sup> instalado en zanja conduce 21 amperes, posteriormente al cruzar la calle N° 2 instalado en ducto conduce la corriente de 10.5 amperes.
- En todos los tramos los cables de S.D.S. de 16 y 10 mm<sup>2</sup> están acompañados del cable de I.A.P., por lo que se podría pensar en dos ternas instaladas en zanja y después en ducto; sin embargo, como se podrá apreciar posteriormente el amperaje del alumbrado público se puede considerar despreciable para los efectos térmicos sobre los cables de S.D.S.

De acuerdo a lo analizado se puede elaborar el Cuadro IV-2 que muestra las secciones de cables utilizadas, la forma de instalación de los cables, los amperajes nominales admisibles para cada caso, y una comparación porcentual de la corriente máxima del proyecto, considerando a la capacidad de corriente corregida como 100 %.

**CUADRO IV-2****CUADRO GENERAL DE VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE-S.D.S.-1**

Tramo->	SAB-1	SAB-1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	3 - 4	1 - 5	5 - 6	5 - 6
Secc. Nominal mm <sup>2</sup>	16	16	16	16	10	10	10	10	10
Instalado en	Zanja	Ducto (*)	Zanja	Zanja	Ducto (*)	Zanja	Zanja	Ducto (*)	Zanja
Corriente Nominal (A) Tabla 3-I	107	107	107	107	84	84	84	84	84
Factor de Corrección aplicable	no	FC5	no	no	FC5	no	no	FC5	no
Factor de Corrección Total	1	0.81	1	1	0.81	1	1	0.81	1
Capacidad Corriente Corregida Tablas 3-I y 3-VIIA (A)	107	87	107	107	68	84	84	68	84
Corriente Proyecto(A)	42	42	21	10.5	10.5	10.5	21	10.5	10.5
Comparación Porcentual (%)	39	48	20	10	15	12.5	25	15	12.5

(\*) Estos tramos instalados en cruzamiento de calles van protegidos en ductos y debe considerárseles como "efectivamente instalados en ductos" porque la longitud de éstos es mayor a 6 m.

(\*\*) El cuadro muestra a detalle todos los tramos y su forma de instalación; por ejemplo, una parte del tramo 3-4 va instalado en zanja y otra en ducto.

Una forma de simplificar la verificación de la capacidad de corriente sería considerar únicamente los tramos que puedan tener problemas térmicos, es decir, los más desfavorables. Por ejemplo, en el cuadro IV-2 hubiera bastado considerar para la sección de  $10 \text{ mm}^2$  instalada en zanja, el tramo que tuviera que conducir la máxima corriente del proyecto, ya que si comprobamos que su capacidad de corriente cumple en este caso, en el resto de tramos lo hará con mayor razón.

Un proyectista con experiencia hubiera notado que bastaba verificar la capacidad del tramo 1-2 (o del 1-5), sin necesidad de hacerlo para los tramos 2-3, 3-4 y 5-6, ya que la forma de instalación de estos últimos es la misma pero con igual o menor carga. Asimismo, los tramos 3-4 y 5-6 instalados en ducto son iguales en todo.

Por lo general, los tramos críticos que deben verificarse, se encuentran a la salida de la subestación o en donde por primera vez usamos una determinada sección de cable.

Por lo manifestado, se puede simplificar la verificación del Cuadro IV-2 presentándolo como lo muestra el Cuadro IV-3.

CUADRO IV-3  
 CUADRO DE VERIFICACION DE LA  
 CAPACIDAD DE CORRIENTE-S.D.S.-1

Tramo->	SAB-1	SAB-1	1 - 5	3 - 4
Secc. Nominal mm <sup>2</sup>	16	16	10	10
Instalado en	Zanja	Ducto	Zanja	Ducto
Corriente Nominal.A Tabla 3-I Tabla 3-VII	107	87	84	68
Corriente Proyecto	42	42	21	10.5
Comparación Porcentual	39	48	25	15

En el Cuadro IV-3 aún puede eliminarse el tramo SAB-1 de 16 mm<sup>2</sup> instalado en zanja y verificar únicamente este tramo instalado en ducto, ya que debiendo conducir la misma corriente, si cumple en ducto con mayor razón cumplirá en zanja.

Otra forma simplificada de presentar la verificación de la capacidad de corriente, se muestra en el Cuadro IV-4.

CUADRO IV-4  
 CUADRO RESUMEN DE VERIFICACION DE LA  
 CAPACIDAD DE CORRIENTE: S.D.S.-1

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Instalado en	Corriente (A)		Comparación Porcentual %
		Nominal Corregido	Máxima del Proyecto	
16	ducto calle-1	87	42	48 %
10	zanja	84	21	25 %
10	ducto calle-2	68	10.5	15 %

Como se puede apreciar las dos secciones de cables utilizadas están sobredimensionadas por capacidad de corriente, siendo ésta una regla casi general en este tipo de proyectos, comprobándose que la caída de tensión es el parámetro que usualmente define la sección requerida para el cable alimentador, por lo menos en lo que respecta a los casos de S.D.S. que alimentan a viviendas.

13vo Paso: El diagrama de distribución de cargas y la hoja de cálculo de caída de tensión definitivos para el S.D.S. son los siguientes:

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
 Alimentador N° : S.D.S.-1

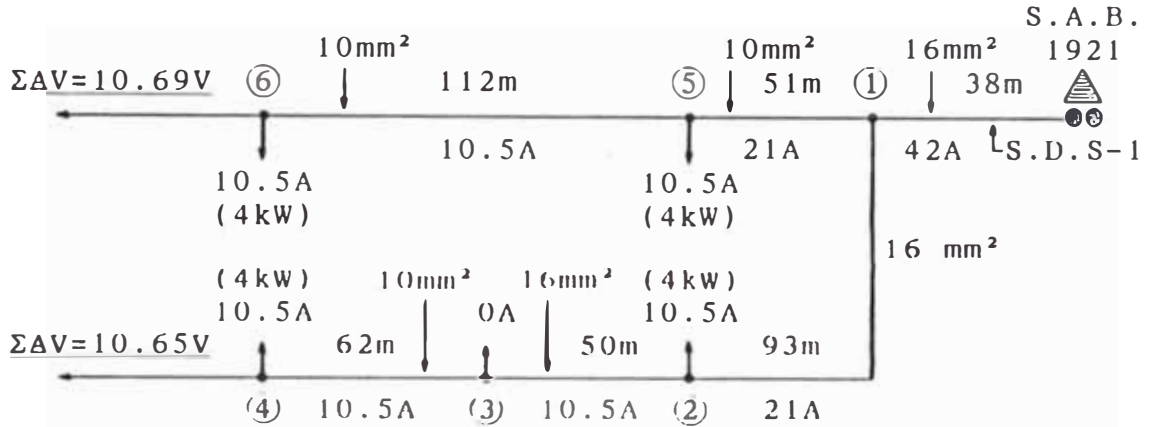


Fig. 4.11

Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación N° : S.A.B. 1921  
 Alimentador N° : S.D.S.-1

Ramal lote 20 Mz "A"

Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1-2	2-3	3-4	SAB-1	1-5	5-6
I (A)	42	21	10.5	10.5		21	10.5
L (m)	38	93	50	62		51	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	16	16	10	16	10	10
K (Ω/km)	2.09	2.09	2.09	3.27		3.27	3.27
ΔV (V)	3.34	4.08	1.10	2.13		3.50	3.85
ΣΔV (V)	3.34	7.42	8.52	10.65	3.34	6.84	10.69

## Comentarios:

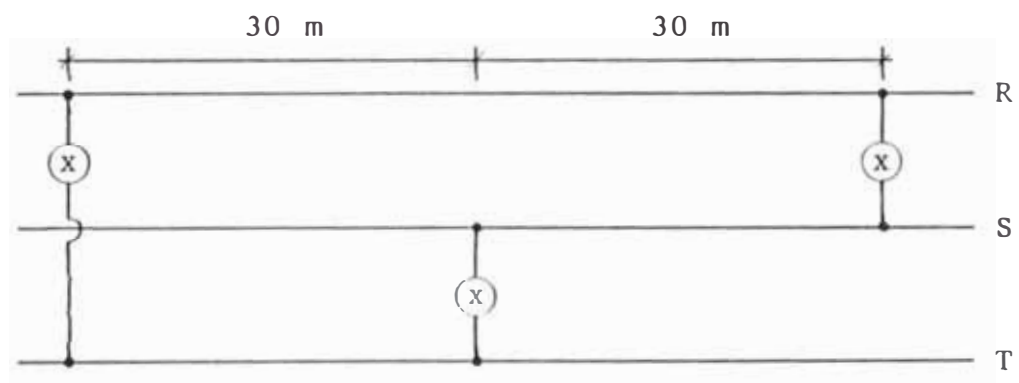
- a) En el diagrama de distribución de cargas se indica las secciones obtenidas y las caídas de tensión en los extremos (subrayadas).
- b) La hoja de cálculo de caída de tensión muestra las soluciones definitivas, "mas nó todas las alternativas que pudieran haberse planteado antes de llegar a la solución definitiva". Una barra acentuada diferenciará y separará un ramal de otro. Los valores de  $\Sigma AV$  subrayados corresponderán a las caídas de tensión total en el extremo de cada ramal.
- c) Unicamente lo mostrado en el 13vo paso formará parte del proyecto en lo que respecta a cálculos justificativos, obviamente antecedido de las fórmulas de  $AV$  y los factores de caída de tensión utilizados. Es necesario cumplir con los comentarios a) y b), a fin de facilitar la labor del profesional que revisará el proyecto.



## 4.2.1.2 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1

Jer y 4to Pasos: Aquí no es tan sencillo identificar los puntos de carga concentrada como se hizo con el alimentador S.D.S.-1. Teniendo en cuenta que cada unidad de alumbrado público tiene una lámpara conectada entre dos conductores de fase, y las conexiones de las unidades de alumbrado público se efectúan tratando de equilibrar las cargas, de tal forma que tres unidades de alumbrado público, de la misma potencia de lámpara, representen una carga trifásica perfectamente balanceada cuya conexión se muestra en la figura 4.12.

ESQUEMA REPRESENTATIVO DE LA CONEXION DE I.A.P.



(X) - lámpara en un poste de alumbrado público.

Fig. 4.12

Es fácil comprender que en este caso el punto de carga concentrada de las tres lámparas deberá estar ubicado en el centro. De aquí se deduce que se obtendrán cálculos de caída de tensión trifásica bastante exactos, cuando los puntos de carga concentrada agrupen 3 lámparas de alumbrado públi

co ó un número múltiplo de 3. Sin embargo, se pueden aceptar puntos de carga concentrada con 2, 4, 5 ú otros números no múltiplos de 3, incluso una lámpara, y considerarlas como cargas concentradas trifásicas, ya que está demostrado que el error que se comete es mínimo.

En la figura 4.13 se muestra el diagrama de distribución de cargas correspondiente al alimentador I.A.P.-1 del ejemplo 1, en el cual ya se ha procedido a numerar los puntos de carga concentrada con el mismo criterio que se tuvo en cuenta para el alimentador S.D.S.-1.

#### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921

Alimentador N° : I.A.P.-1

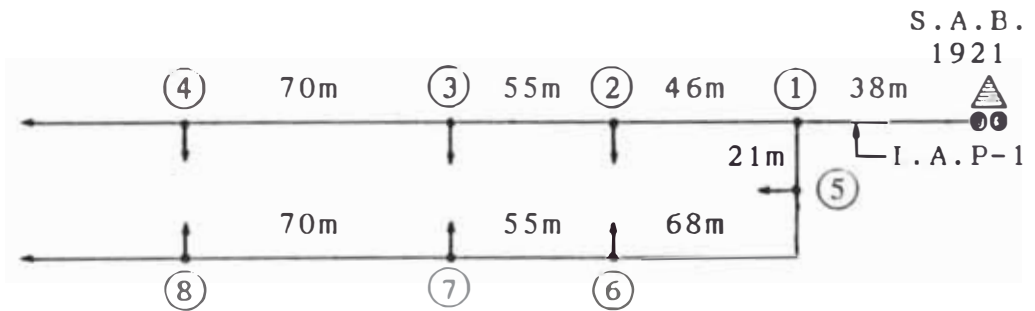


Fig. 4.13

Los puntos de carga concentrada considerados en la figura 4.13, tienen las siguientes cantidad y potencias de lámparas (véase la figura 4.6):

Punto N° 2	-----	4 lámp. de 250 W-Na
Punto N° 3	-----	1 lámp. de 125 W-Hg
Punto N° 4	-----	4 lámp. de 250 W-Na
		1 lámp. de 125 W-Hg
Punto N° 5	-----	2 lámp. de 125 W-Hg
Punto N° 6	-----	4 lámp. de 125 W-Hg
Punto N° 7	-----	1 lámp. de 125 W-Hg
Punto N° 8	-----	5 lámp. de 125 W-Hg

5to Paso: En este caso cada punto de carga concentrada, tendrá un amperaje calculado como sigue:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 0.9} = 2.9159 P \text{ en (Amp)}$$

CUADRO IV-5

POTENCIA DE LAS LAMPARAS DE ALUMBRADO PUBLICO  
Y CARGAS EN LOS PUNTOS DEL ALIMENTADOR IAP-1

Punto	N° de Unidad de Alumbrado Público	Pot. por Unidad de Alumbrado Público (W)(*)	P (kW)	I (A)
2	4	276.8	1.1072	3.23
3	1	137.3	0.1373	0.40
4	4 / 1	276.8 / 137.3	1.2445	3.63
5	2	137.3	0.2746	0.80
6	4	137.3	0.5492	1.60
7	1	137.3	0.1373	0.40
8	5	137.3	0.6865	2.00
TOTAL =====>			4.1366	2.06

(\*) Véase Tabla 3-X

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
Alimentador N° : I.A.P.-1

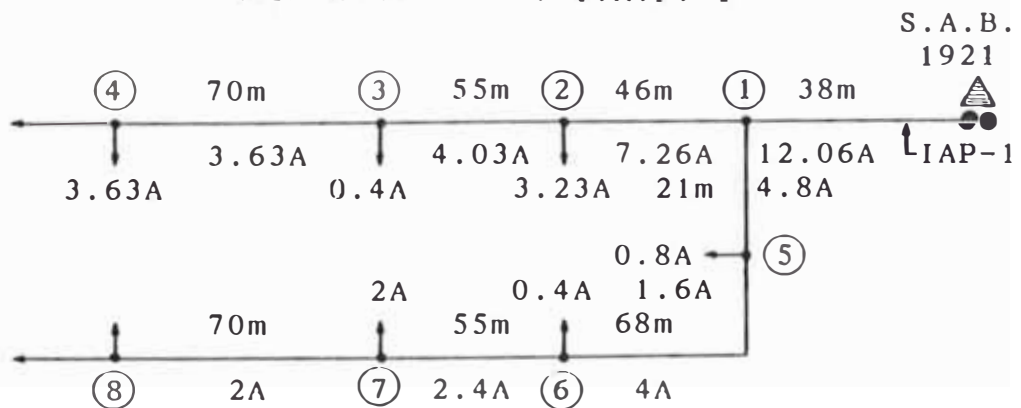


Fig. 4.14

Con la corriente obtenida para el tramo S.A.B.- 1 procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador:

$$M.D. \text{ I.A.P.-1} = \sqrt{3} \times 0.22 \times 12.06 \times 0.9$$

$$M.D. \text{ I.A.P.-1} = 4.136 \text{ kW}$$

Este valor de máxima demanda es igual al valor calculado en el 2do paso al comienzo del ejemplo 1, e igual al valor totalizado en el Cuadro IV-5, salvo errores de redondeo.

Los pasos sucesivos corresponden al cálculo del ramal que termina en el lote 1 de la manzana "A" 6to y 7mo Pasos: Para un primer cálculo determinaremos el valor de  $K_{\text{máximo}}$  con la fórmula (4.1):

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11}{10^{-3}(12.06 \times 38 + 7.26 \times 46 + 4.03 \times 55 + 3.63 \times 70)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 8.68 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Los valores de K los obtenemos de la Tabla 3-XIV y son los siguientes:

Sección Nominal (mm <sup>2</sup> )	"K" (Ω/km)
6	5.44
10	3.27
16	2.09
35	0.97

La sección que tiene un valor de K inmediato inferior al  $K_{\text{máximo}}$  calculado es 6 mm<sup>2</sup>, que es la mínima sección permitida en redes subterráneas y a la cual corresponde un K igual a 5.44 Ω/km.

8vo Paso: Aplicando la fórmula (3.3) a cada tramo

$$\Delta V_{3\phi} = I L K 10^{-3} \dots\dots (3.3)$$

Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3	3 - 4
I (A)	12.06	7.26	4.03	3.63
L (m)	38	46	55	70
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6
K (Ω/km)	5.44	5.44	5.44	5.44
ΔV (V)	2.49	1.82	1.21	1.38
ΣΔV (V)	2.49	4.31	5.52	<u>6.90</u>

Aquí cabe efectuar los siguientes comentarios:

- a) La caída de tensión hasta el punto N° 4 es 6.90 V, muy inferior a 11 V y representa la caída de tensión hasta el último poste ubicado en el lote 1 de la Mz "A"; sin embargo, aquí no se puede reducir la sección ya que 6 mm<sup>2</sup> es la mínima.
- b) No es necesario efectuar los pasos 9no y 10mo.

Los pasos sucesivos corresponden al cálculo del ramal que termina en el lote 20 de la manzana "A"

6to, 7mo y 8vo Pasos: Es obvio que en este ramal también se utilizará 6 mm<sup>2</sup>, por lo que pasaremos a efectuar directamente el cálculo de la caída de tensión.

## Ramal lote 20 Mz "A"

Tramo->	SAB-1	1 - 5	5 - 6	6 - 7	7 - 8
I (A)		4.8	4	2.4	2
L (m)		21	68	55	70
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
K (Ω/km)		5.44	5.44	5.44	5.44
ΔV (V)		0.55	1.48	0.72	0.76
ΣΔV (V)	2.49	3.04	4.52	5.24	<u>6.00</u>

Verificación de la Capacidad de Corriente para todos los tramos calculados:

12vo Paso: La Tabla 3-I da una capacidad de 64 A para la sección de 6 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, hay que tener en cuenta los siguientes factores de corrección:

- Por cruzamiento en ducto mayor de 6 m en la calle N° 1, la capacidad de corriente se ve reducida a 52 Amp de acuerdo a la Tabla 3-VII-A.
- Por proximidad de la terna S.D.S.-1 instalada en la otra vía del ducto debe aplicarse un factor de corrección. Para determinar cuántas ternas equivalentes de I.A.P.-1 de 6 mm<sup>2</sup>, representa la terna S.D.S.-1 de 16 mm<sup>2</sup>, se considerará lo siguiente:

I.A.P.-1	---	- - - - -	-	6 mm <sup>2</sup> (52 A: nominal corregido)
S.D.S.-1	---	—————	-	16 mm <sup>2</sup> (42 A: del proyecto)

$$\begin{array}{l} \text{N}^\circ \text{ de ternas equivalentes de} \\ \text{de I.A.P. con respecto a S.D.S.-1} \end{array} \quad \frac{42}{52} = 0.81$$

Es decir, puede considerarse el valor 0.81 aproximadamente igual a (1), es decir que existe una (1) terna de igual sección y que transporta la misma potencia, instalada en el ducto junto a la terna de I.A.P-1, por lo que debe aplicarse un factor de corrección igual a 0.87 (FC5) dado en la Tabla 3-VIII para dos ternas. Este factor de corrección afectará al valor de 52 amperes dado en la Tabla 3-VII-A, por lo que la capacidad de corriente del cable de 6 mm<sup>2</sup> para las condiciones dadas será:

$$I_N \text{ corregida} = 52 \text{ A} \times 0.87 = 45 \text{ A}$$

#### CUADRO IV-6

#### CUADRO RESUMEN DE VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE: I.A.P.-1

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Corriente en Amp.		Comparación Porcentual %
	Nominal Corregida	Máxima del Proyecto	
6	45	12.06	27 %

13vo Paso: Todos los pasos anteriores se han efectuado en función al diagrama de distribución de cargas de la figura 4.14; sin embargo, los cálculos pueden simplificarse si se tiene en cuenta el diagrama de distribución de cargas de la figura 4.15, en el cual sólo existen dos puntos de carga

concentrada, los cuales tienen las siguientes cantidades y potencia de lámparas, de acuerdo a la configuración dada en la figura 4.6:

Punto N° 2 --- 8 lámparas de 250 W-Na  
+ 2 lámparas de 125 W-Hg

Punto N° 3 --- 12 lámparas de 125 W-Hg

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921

Alimentador N° : I.A.P.-1

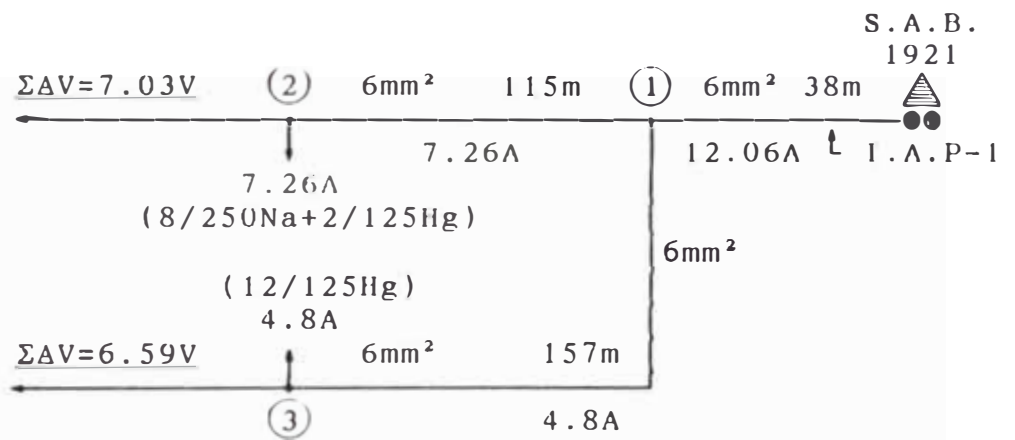


Fig. 4.15

Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación N° : S.A.B. 1921

Alimentador N° : I.A.P.-1

Ramal lote 1 Mz"Λ" Ramal lote 20 Mz"Λ"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	SAB-1	1 - 3
I (A)	12.06	7.26		4.8
L (m)	38	115		157
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6
K (Ω/km)	5.44	5.44		5.44
ΔV (V)	2.49	4.54		4.10
ΣΔV (V)	2.49	<u>7.03</u>	2.49	<u>6.59</u>



Comentarios:

- a) Comparando las caídas de tensión calculadas a base de los dos diagramas de carga alternativos (figuras 4.14 y 4.15), vemos que con menor cantidad de puntos de carga concentrada se obtienen mayores caídas de tensión. Esto sucede dada la dificultad para determinar al tanteo la distancia (longitud equivalente) a la que debe ubicarse el punto de carga concentrada. Sin embargo, los cálculos se facilitan y en este caso, dado que las caídas de tensión están muy por debajo de la máxima permisible, cualquier error no afectará a la sección obtenida, la cual es la mínima posible a utilizar.
- b) En lo que respecta a cálculos justificativos, el último diagrama y su hoja de cálculo formarán parte del proyecto, obviamente antecedido de las fórmulas y factores de caída de tensión.

Siempre resultará conveniente utilizar una menor cantidad de puntos de carga concentrada ya que así se facilitarán los cálculos, tal como se ha podido apreciar en este ejemplo, en el que se ha demostrado que los errores cometidos son mínimos.

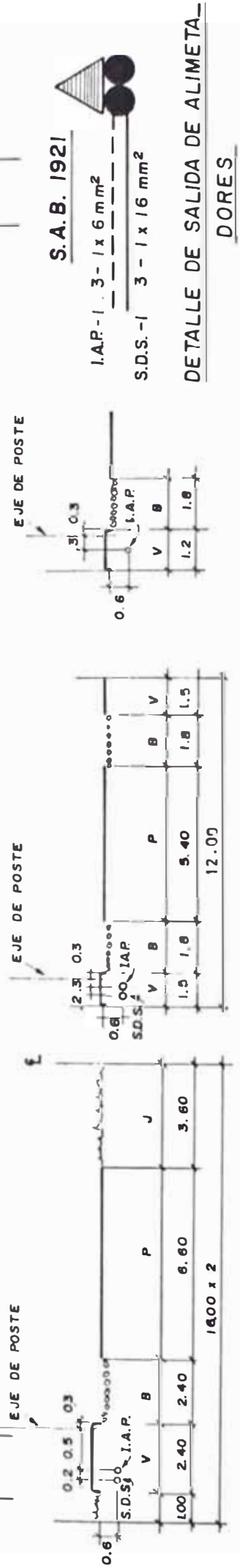
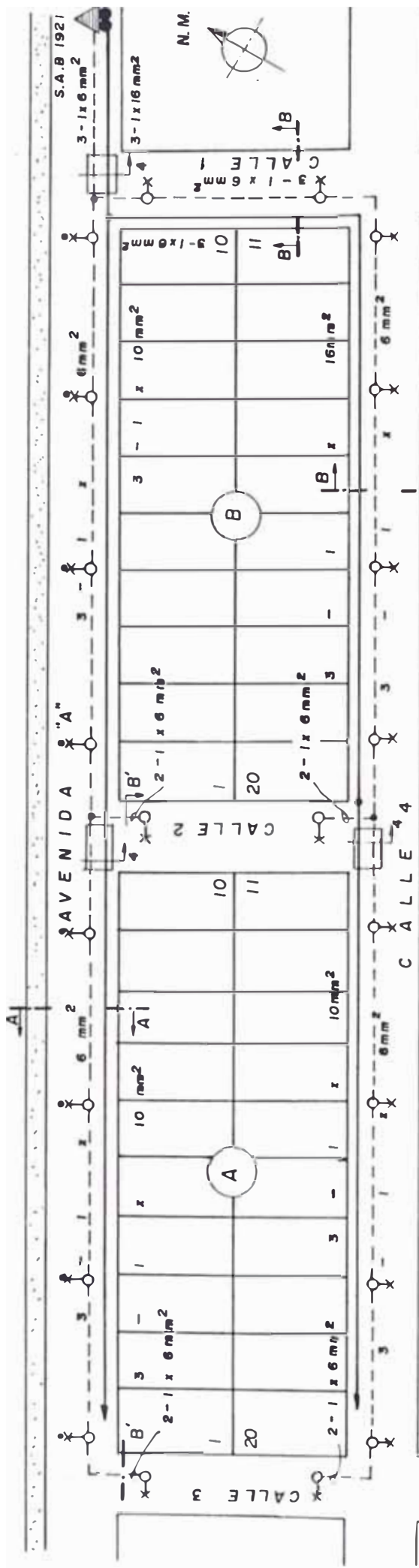
#### 4.2.1.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria

14vo Paso: En el "plano de redes de distribución secundaria" N° IE-01 se indican las secciones

obtenidas para los cables alimentadores y la ubicación de las unidades de alumbrado público.

Los "cortes" muestran la ubicación de los cables debajo de vereda, su profundidad de tendido y las distancias de separación del eje del poste con relación al filo de vereda y a los cables de S.D.S. e I.A.P. También se muestra el "cuadro de cargas" con la indicación de los amperajes y máximas demandas de cada alimentador, determinados en los cálculos respectivos. El "detalle de salida de alimentadores" aclara, a mayor escala, la cantidad de alimentadores y su sección; ésto es muy útil cuando se tienen varios alimentadores; la subestación está dibujada con la misma orientación que tiene en el plano de redes. Para completar lo relativo a planos faltaría incluir la leyenda, notas y detalles, que se verán posteriormente a través de modelos que pueden servir para un proyecto integral. Se debe notar que los cables se designan con la siguiente denominación:

3 - 1 x Sección en  $\text{mm}^2$ , que significa tres cables unipolares de la sección que se indique. Las unidades de alumbrado público que están en los extremos se alimentan con cables de 2 - 1 x  $6 \text{ mm}^2$ , que significa dos cables unipolares de  $6 \text{ mm}^2$ , que se requiere para alimentar a la lámpara de alumbrado público en el tramo final.



CORTE A-A

CORTE B-B

CORTE B'

S.A.B. 1921

I.A.P. - 1 - 3 - 1 x 6 mm²

S.D.S. - 1 - 3 - 1 x 16 mm²

DETALLE DE SALIDA DE ALIMETA-  
DORES

CUADRO DE CARGAS

ALIMENTADOR SECCION (mm²) CORRIENTE (amp.)

S. D. S.-1 3 - 1 x 16 42

DEMAN 100

ELECTRIFICACION DE LA URBANIZACION  
EL PACIFICO  
PROYECTO DE

PROV. : LIMA

#### 4.2.2 Ejemplo N° 2

Supongamos una urbanización electrificada a la cual se incorporarán cuatro manzanas denominadas A, B, C y D, tal como se muestra en el plano de lotización de la página siguiente. Se necesita diseñar las redes de S.D.S. e I.A.P. que alimentarán a estas manzanas, y que se iniciarán en la S.C.P. N° 8556 existente y ubicada en la Mz "D". La calificación eléctrica es  $6 \text{ w/m}^2$  con un mínimo de 1000 w/lote. La tensión nominal será 220 V, trifásica-60 Hz, con redes subterráneas, y cables NYY de configuración paralela. Considerar una temperatura del suelo de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  y tipo de terreno de cultivo seco.

#### SOLUCION

Siguiendo las recomendaciones del Capítulo III, acápite 3.10.d, se ha optado por la configuración que se muestra en el plano de redes de distribución N° IE - 02. Aquí es necesario recalcar que en la calle 5 se han proyectado cables hacia ambos lados de la calle a fin de atender a los lotes que están en ambos lados.

Los cálculos de caída de tensión se efectuarán siguiendo la metodología del subcapítulo 4.1, pero sin el detalle del ejemplo N° 1 excepto en aquellos aspectos nuevos. Los alimentadores serán identificados como S.D.S.-1 e I.A.P.-1 y las máximas demandas son las que se calculan a continuación.



Alimentador S.D.S.-1.- Con respecto a la calificación eléctrica hacemos la siguiente aclaración: cada lote tiene 200 m<sup>2</sup> con una calificación eléctrica de 6 w/m<sup>2</sup> con un mínimo de 1000 w/lote, entonces la demanda máxima a que tiene derecho cada lote será:  
 $6 \text{ w/m}^2 \times 200 \text{ m}^2/\text{lote} = 1200 \text{ w/lote} \quad \text{ó} \quad 1.2 \text{ kW/lote}$

Si por ejemplo el área por lote hubiera sido 120 m<sup>2</sup> entonces la demanda máxima calculada para cada lote hubiera resultado:

$$6 \text{ w/m}^2 \times 120 \text{ m}^2/\text{lote} = 720 \text{ w/lote} \quad \text{ó} \quad 0.72 \text{ kW/lote}$$

Sin embargo, en este caso se hubiera tenido que considerar 1000 w para cada lote, ya que la calificación eléctrica establece que es lo mínimo.

Volviendo al ejemplo, la carga conectada al alimentador S.D.S.-1, será:

Número total de lotes - 80

$$\text{M.D. S.D.S.-1} = ( 80 \times 1.2 \times 0.5 ) = 48 \text{ kW}$$

Alimentador I.A.P.-1

$$\text{M.D. I.A.P.-1} = ( 36 \times 137.3 ) \times 10^{-3} = 4.943 \text{ kW}$$

#### 4.2.2.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1

En el diagrama de distribución de cargas de la figura 4.16 se ha numerado los puntos importantes sin cumplir la recomendación de numerarlos empezando por el tramo cuya sumatoria de los (IxL) sea mayor, a fin de apreciar lo que sucede.

Cada punto de carga concentrada tendrá la carga diversificada correspondiente a diez lotes:

$$I = \frac{10 \times 1.2 \times 0.5}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 1} = 15.75 \text{ A}$$

### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.C.P. 8556

Alimentador N° : S.D.S.-1

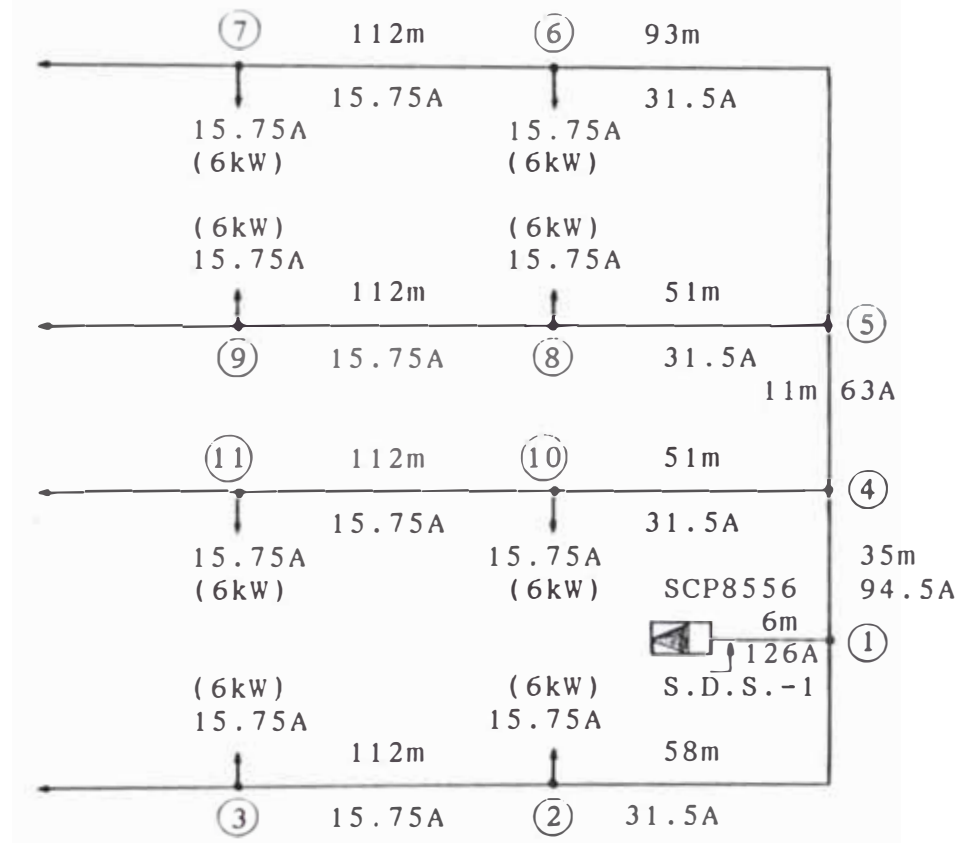


Fig. 4.16

Con la corriente obtenida para el tramo S.C.P.-1 procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador:

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \sqrt{3} \times 0.22 \times 126 \times 1 = 48 \text{ kW}$$

Coincide con el valor calculado previamente.

Calcularemos el ramal hasta el lote 20 de la Mz C

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11}{10^{-3} (126 \times 6 + 31.5 \times 58 + 15.75 \times 112)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 2.53 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Ramal Lote 20 Mz "C"

Tramo->	SCP-1	1 - 2	2 - 3
I (A)	126	31.5	15.75
L (m)	6	58	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	16	16
K (Ω/km)	2.09	2.09	2.09
ΔV (V)	1.58	3.82	3.69
ΣΔV (V)	1.58	5.40	<u>9.09</u>

Calcularemos el ramal hasta el lote 1 de la Mz "A"

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11 - 1.58}{10^{-3} (94.5 \times 35 + 63 \times 11 + 31.5 \times 93 + 15.75 \times 112)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 1.08 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SCP-1	1 - 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7
I (A)	126	94.5	63	31.5	15.75
L (m)	6	35	11	93	112
S (mm <sup>2</sup> )	16	35	35	35	35
K (Ω/km)	2.09	0.97	0.97	0.97	0.97
ΔV (V)	1.58	3.21	0.67	2.84	1.71
ΣΔV (V)	1.58	4.79	5.46	8.30	<u>10.01</u>



Si optáramos por la solución encontrada en las dos últimas hojas de cálculo de caída de tensión tendríamos lo mostrado en la figura 4.17.

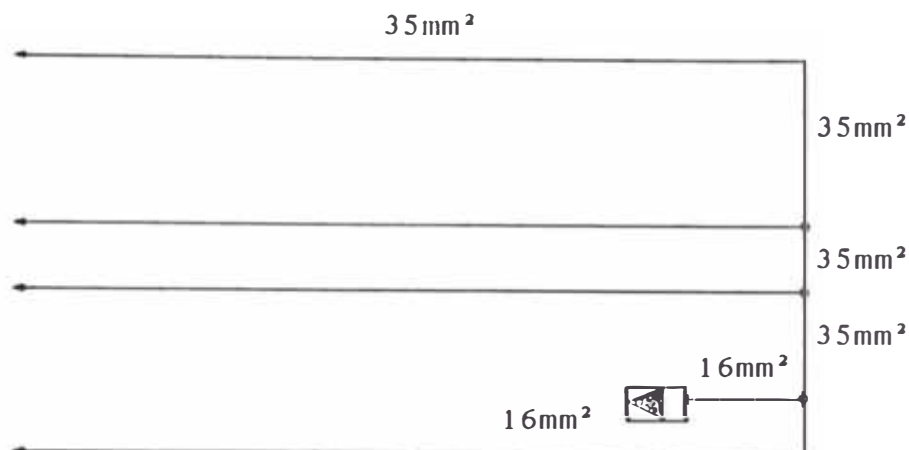


Fig. 4.17

Esta solución no es adecuada ya que la sección del cable que sale de la subestación es  $16\text{mm}^2$  y después se incrementa a  $35\text{mm}^2$ , cuando lo recomendable sería reducir la sección desde la subestación hacia adelante. Lo que ha originado esto es precisamente el haber empezado a numerar los puntos de carga concentrada por el ramal cuya sumatoria de  $(I \times L)$  es de menor valor, y haber iniciado el cálculo de caída de tensión por este ramal. La recomendación de utilizar las secciones mayores a la salida de la subestación y después ir reduciéndola (y no aumentándola) obedece al hecho de que precisamente a la salida de la subestación se tendrá la mayor corriente, la cual irá reduciéndose conforme nos alejemos de la subestación.

Por lo tanto, la numeración adecuada será la que se indica en la figura 4.18, según los siguientes cálculos de las sumatorias de los (IxL).

Ramal lote 1 Mz "A":

$$\Sigma(IxL)=94.5x35+63x11+31.5x93+15.75x112 - 8694 \text{ A.m}$$

Ramal lote 20 Mz "A":

$$\Sigma(IxL)=94.5x35+63x11+31.5x51+15.75x112 - 7371 \text{ A.m}$$

Ramal lote 1 Mz "C":

$$\Sigma(IxL)=94.5x35+31.5x51+15.75x112 - 6678 \text{ A.m}$$

Ramal lote 20 Mz "C":

$$\Sigma(IxL)=31.5x58+15.75x112 - 3591 \text{ A.m}$$

Como la sumatoria de los (IxL) del ramal lote 1 Mz "A" es la mayor, comenzaremos a numerar por este ramal con lo que se modificará la fig. 4.16, como se muestra en la fig. 4.18.

Calcularemos el  $K_{\text{máximo}}$  para el ramal lote 1 de la Mz "A".

$$K_{\text{máx}} = \frac{11}{10^{-3}(126x6+94.5x35+63x11+31.5x93+15.75x112)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 1.164 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Con la ayuda de la Tabla 3-XIV seleccionamos la sección de 35 mm<sup>2</sup> con  $K = 0.97 \text{ } \Omega/\text{km}$ . Con estos valores de S y K verdadero calcularemos la caída de tensión en el ramal indicado, como se muestra en la hoja de cálculo de la página siguiente.

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.C.P. 8556  
 Alimentador N° : S.D.S.-1

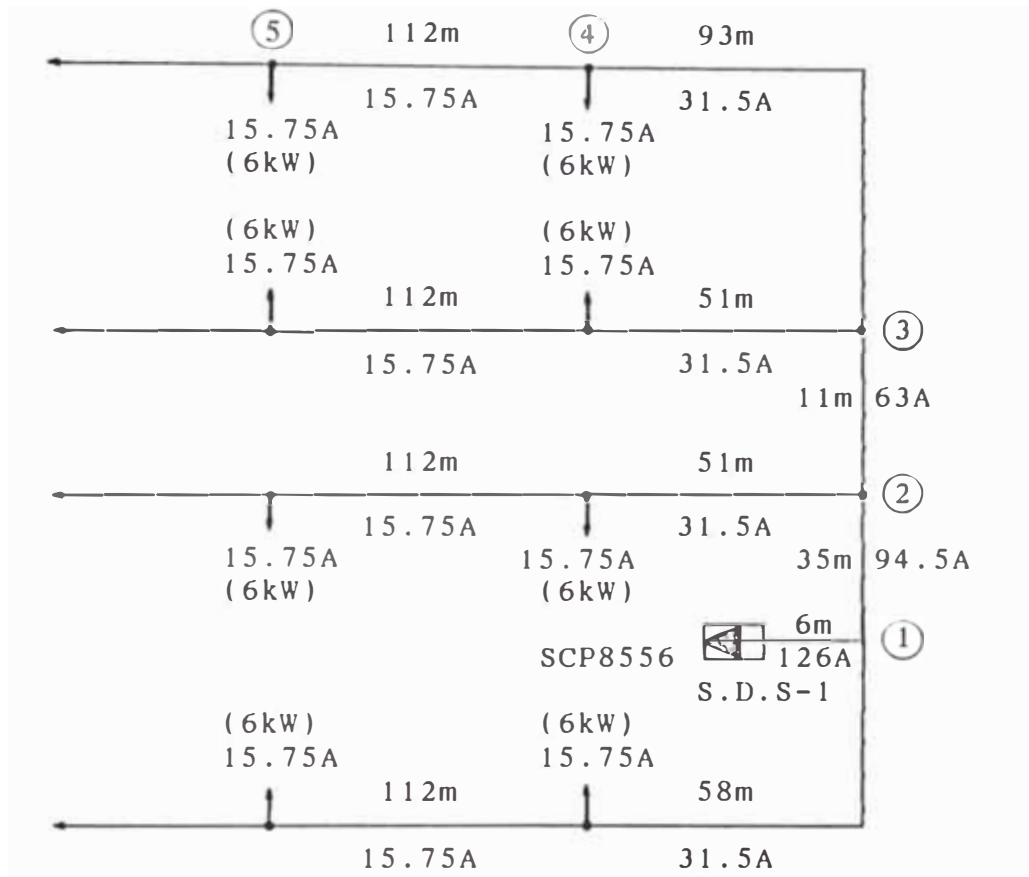


Fig. 4.18

Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SCP-1	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5
I (A)	126	94.5	63	31.5	15.75
L (m)	6	35	11	93	112
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	35	35	35
K (Ω/km)	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
ΔV (V)	0.73	3.21	0.67	2.84	1.71
ΣΔV (V)	0.73	3.94	4.61	7.45	9.16

Como la  $\Sigma\Delta V = 9.16$  V hallada es menor que 11 V realizaremos cálculos por tanteos para efectuar un empalme de cambio de sección en el punto más adecuado del ramal lote 1 Mz "A". Probaremos con un primer empalme ubicado en una esquina al final del lote 1 de la Mz "B" (punto N° 5). Esto se muestra en la fig. 4.19 y su correspondiente hoja de cálculo de caída de tensión.

### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.C.P. 8556  
Alimentador N° : S.D.S.-1

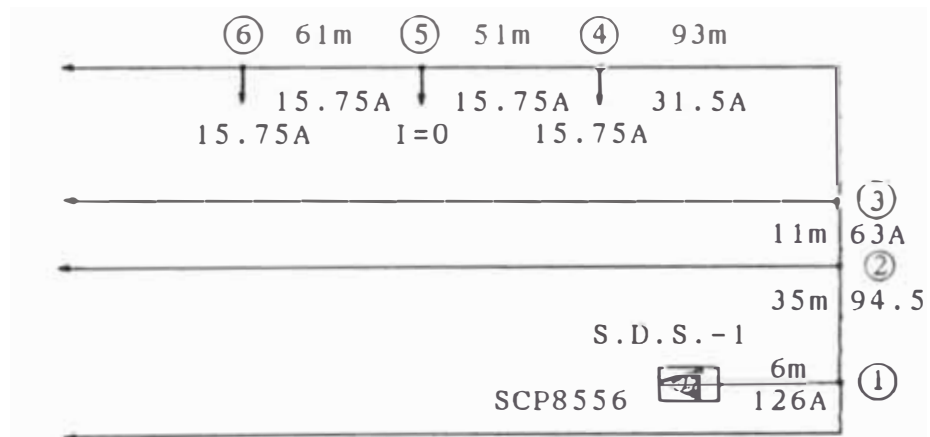


Fig. 4.19

### Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SCP-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
I (A)	126	94.5	63	31.5	15.75	15.75
L (m)	6	35	11	93	51	61
S(mm <sup>2</sup> )	35	35	35	35	35	16
K(Ω/km)	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	2.09
$\Delta V$ (V)	0.73	3.21	0.67	2.84	0.78	2.01
$\Sigma\Delta V$ (V)	0.73	3.94	4.61	7.45	8.23	10.24

La caída de tensión (10.24V) hasta el punto N° 6 es menor a 11 V, lo cual nos hace pensar que podemos utilizar mayor longitud de cable de 16 mm<sup>2</sup>, es decir acercar el empalme hacia el punto N° 4, hasta obtener una caída de tensión más aproximada a 11 V; y esto sólo se logra tanteando la ubicación del empalme.

De acuerdo a lo señalado en el 10mo paso de la metodología de cálculo, cuando el empalme de cambio de sección se proyecta frente a los lotes de una manzana es necesario definir nuevos puntos de carga concentrada antes y después de este empalme, como se ilustra en la figura 4.20.

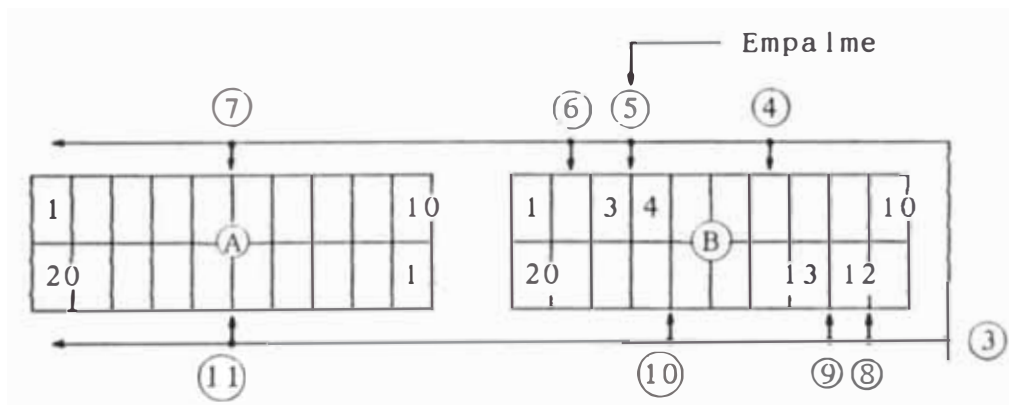


Fig 4.20

Para el ramal lote 1 Mz "A" se ha previsto ubicar el empalme en el límite de los lotes 3 y 4 de la Mz "B". El punto N° 6 concentrará la carga de 3 lotes y el punto N° 4 la carga de 7 lotes. Igualmente, para el ramal lote 20 Mz "A" se ha previsto ubicar el empalme en el límite de los lotes 12

y 13 de la Mz "B". El punto N° 10 concentrará la carga de 8 lotes y el punto N° 8 la carga de 2 lotes, por lo que cambian las cargas y distancias con relación a la figura 4.19.

El correspondiente diagrama de distribución de cargas, se muestra en la figura 4.21 seguido de la hoja de cálculo de caída de tensión definitiva.

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.C.P. 8556  
Alimentador N° : S.D.S.-1

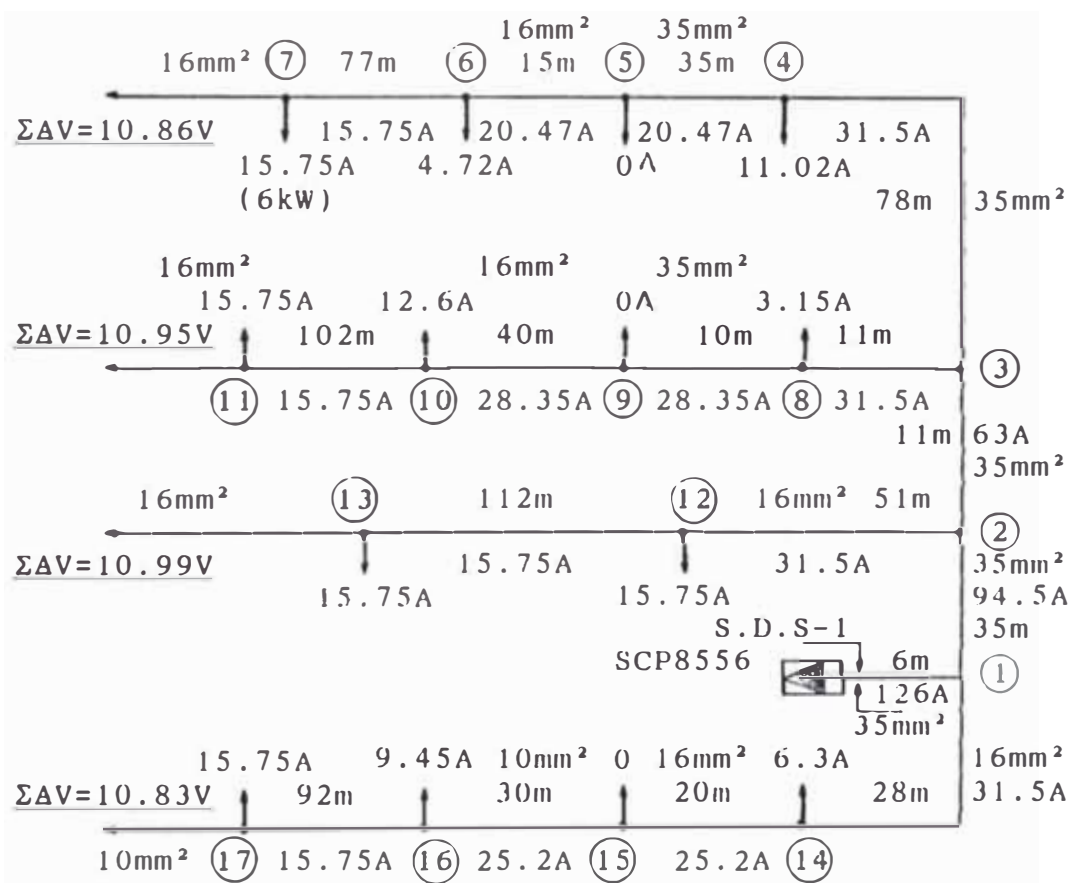


Fig. 4.21

## Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación N° : S.C.P. 8556

Alimentador N° : S.D.S.-1

## Ramal lote 1 Mz "A"

Tramo->	SCP-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
I (A)	126	94.5	63	31.5	20.47	20.47	15.75
L (m)	6	35	11	78	35	15	77
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	35	35	35	16	16
K(Ω/km)	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	2.09	2.09
ΔV (V)	0.73	3.21	0.67	2.38	0.70	0.64	2.53
ΣΔV (V)	0.73	3.94	4.61	6.99	7.69	8.33	<u>10.86</u>

## Ramal lote 20 Mz "A"

## Ramal lote 1 Mz "C"

Tramo->	SCP-3	3-8	8 - 9	9 -10	10-11	SCP-2	2-12	12-13
I (A)		31.5	28.35	28.35	15.75		31.5	15.75
L (m)		11	10	40	102		51	112
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	35	16	16	35	16	16
K(Ω/km)		0.97	0.97	2.09	2.09		2.09	2.09
ΔV (V)		0.34	0.27	2.37	3.36		3.36	3.69
ΣΔV (V)	4.61	4.95	5.22	7.59	<u>10.95</u>	3.94	7.30	<u>10.99</u>

## Ramal lote 20 Mz "C"

Tramo->	SCP-1	1-14	14-15	15-16	16-17
I (A)		31.5	25.2	25.2	15.75
L (m)		28	20	30	92
S (mm <sup>2</sup> )	35	16	16	10	10
K(Ω/km)		2.09	2.09	3.27	3.27
ΔV (V)		1.84	1.05	2.47	4.74
ΣΔV (V)	0.73	2.57	3.62	6.09	<u>10.83</u>

Se puede apreciar en el Diagrama de Distribución de Cargas los cambios de sección (puntos de carga cero) realizados en tres ramales, con la finalidad de aprovechar la máxima caída de tensión permisible cuyos valores se muestran en la hoja de cálculo.

Puede suceder que en algunos casos no se insista en llegar hasta la máxima caída de tensión permisible, sino a valores menores de 11 V, argumentando medidas de seguridad al incremento de carga mayor de la prevista. Sin embargo, esto es un error ya que si la preocupación es el incremento de carga, la mejor solución sería un replanteamiento de la premisa básica, es decir, la calificación eléctrica.

Verificación de la capacidad de corriente para todos los tramos calculados.-

En el presente ejemplo se dan las siguientes condiciones especiales:

- Temperatura del suelo: 25°C

Tipo de terreno : tierra de cultivo, seca

De la Tabla 3-IV se obtiene una resistividad térmica del terreno igual a 120 °C.cm/w para tierra de cultivo seca.

Los factores de corrección a ser aplicados a los valores de capacidad de corriente de la Tabla 3-I son los siguientes:



- Por temperatura del suelo

$$FC1 = 0.96 \text{ (Tabla 3-II)}$$

- Por resistividad térmica del terreno:

$$FC2 = 0.92 \text{ (Tabla 3-IV)}$$

Por ser efectos simultáneos el factor de corrección total será igual a:  $FC_t = 0.96 \times 0.92 = 0.8832$

En la Tabla 4-I, se dan las capacidades de corriente a tener en cuenta en el presente caso, la cual se ha obtenido multiplicando los valores de la Tabla 3-I por 0.8832. La Tabla 4-I está dada para las siguientes condiciones, dos de las cuales son especiales:

- Temperatura máx. admisible del conductor: 80 °C
- Temperatura del suelo : 25 °C
- Resistividad térmica del suelo : 120 °C.cm/w
- Profundidad de tendido : 60 cm
- Un solo cable en zanja (tres unipolares paralelos NYY)
- Clase de servicio: para un período de operación continua de 10 horas como máximo predominantemente a plena carga; seguido de otro periodo de al menos la misma duración, con una carga máxima del 60 % de la plena carga.

En la Tabla 4-II se dan la capacidad de corriente para los tramos tendidos en ducto, que también se han obtenido multiplicando los valores de la Tabla 3-VIIA por el factor de corrección  $FC_t = 0.8832$

TABLA 4-I

CAPACIDADES DE CORRIENTE [AMP] PARA CABLES NYY  
EN DISPOSICION PARALELA TENDIDOS EN ZANJA

$$E_0/E = 0.6/1 \text{ kV}$$

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Capacidad de Corriente Tabla 3-I	Capacidad de Corriente Corregida
6	64	57
10	84	74
16	107	95
25	137	121
35	165	146
50	195	172
70	239	211
95	287	253
120	326	288
150	366	323
185	414	366
240	481	425
300	542	479
400	624	551
500	698	616

TABLA 4-II

CAPACIDADES DE CORRIENTE (AMP) PARA CABLES NYY  
EN DISPOSICION PARALELA TENDIDOS EN DUCTOS

$E_0/E = 0.6/1$  kV

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Capacidad de Corriente Tabla 3-VIIA	Capacidad de Corriente Corregida
6	52	46
10	68	60
16	87	77
25	111	98
35	134	118
50	158	140
70	189	167
95	227	200
120	258	228
150	289	255
185	315	278
240	366	323
300	412	364
400	474	419
500	482	426

A continuación se verificará la capacidad de corriente de aquellos tramos que aparentemente pudieran tener problemas térmicos, y que son aquellos que por necesidad del diseño tendrán que transportar la mayor corriente en cada una de las secciones utilizadas, tanto en zanja como en ducto.

Tramos tendidos en zanja: como se puede ver en el Cuadro IV-7, en este caso, no hay problema por capacidad de corriente.

CUADRO IV-7

VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE  
DE CABLES TENDIDOS EN ZANJA

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Corriente en Amp		Comparación Porcentual %
	Tabla 4-I Máxima en zanja	Máxima del Proyecto	
35	146	126	86 %
16	95	31.5	33 %
10	74	25.2	34 %

Tramos tendidos en ductos: Verificaremos la capacidad de corriente de los tramos tendidos en ductos por aplicación de la Tabla 3-VIIA del capítulo III. Además, por las condiciones del problema, será necesario aplicar el factor de corrección total igual a 0.8832. Dicha verificación se efectuará por aplicación de la Tabla 4-II.

Por lo tanto, la capacidad de corriente de los cables tendidos en ductos será la mostrada en el Cuadro IV-8, en el cual se aprecia que no existe problema técnico.

CUADRO IV-8

CUADRO RESUMEN DE VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE: S.D.S-1

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Corriente en Amp		Comparación Porcentual %
	Máxima en ducto	Máxima del Proyecto	
35	118	63	53 %
16	77	15.75	20 %
10	60	15.75	26 %

#### 4.2.2.2 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1

Como se puede ver en el diagrama de distribución de cargas de la fig. 4.22 ya están definidos los puntos de carga concentrada. Con la corriente obtenida para el tramo SCP-1 calcularemos la máxima demanda para el alimentador I.A.P.-1, la que coincide con el valor calculado previamente.

$$M.D.I.A.P.-1 = \sqrt{3} \times 0.22 \times 14.4 \times 0.9 = 4.94 \text{ kW}$$

Siguiendo con el procedimiento calcularemos el ramal hasta el lote 1 de la Mz"A".

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11}{10^{-3} (14.4 \times 6 + 10 \times 24 + 9.6 \times 11 + 5.6 \times 155)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 8.46 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.C.P. 8556  
 Alimentador N° : I.A.P.-1

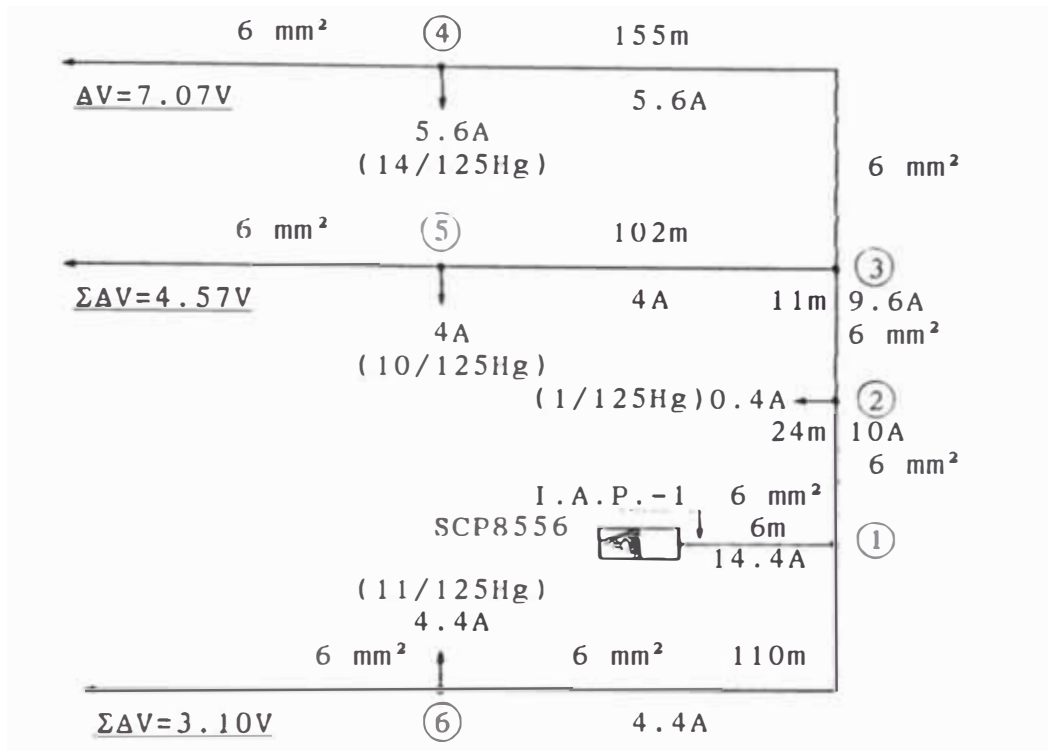


Fig. 4.22

Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

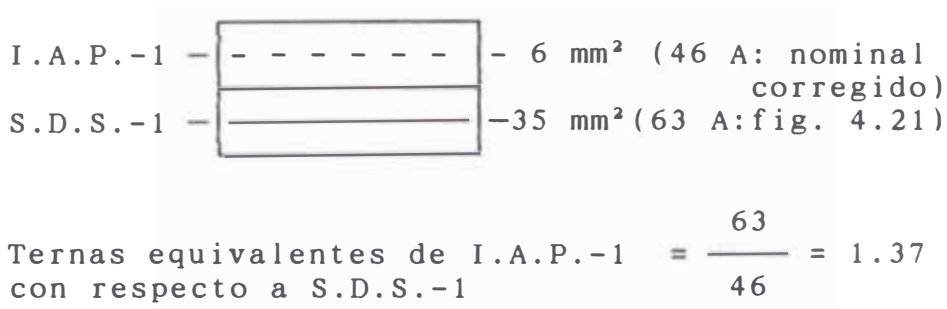
Subestación N° : S.C.P. 8556  
 Alimentador N° : I.A.P.-1

	Ramal lt1 Mz "A"				Ramal lt1 Mz "C"		Ramal lt20 Mz "C"	
Tramo->	SCP-1	1-2	2-3	3-4	SCP-3	3-5	SCP-1	1-6
I (A)	14.4	10	9.6	5.6		4		4.4
L (m)	6	24	11	155		102		110
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6		6		6
K (Ω/km)	5.44	5.44	5.44	5.44		5.44		5.44
ΔV (V)	0.47	1.31	0.57	4.72		2.22		2.63
ΣΔV (V)	0.47	1.78	2.35	7.07	2.35	4.57	0.47	3.10

Verificación de la Capacidad de Corriente para todos los tramos calculados:

12vo Paso: La Tabla 4-I da una capacidad de 57 A para la sección de 6 mm<sup>2</sup> instalada en zanja. Sin embargo, hay que tener en cuenta los siguientes factores de corrección:

- Por cruzamiento en ducto mayor de 6 m. En la Tabla 4-II se puede apreciar que el cable de 6 mm<sup>2</sup> instalado en ducto puede transportar 46 Amp
- Por proximidad de la terna S.D.S.-1 de 35 mm<sup>2</sup> instalada en la otra vía del ducto que cruza la calle 1 debe aplicarse un factor de corrección. Para determinar cuántas ternas equivalentes de I.A.P.-1 de 6 mm<sup>2</sup>, representa la terna S.D.S.-1 de 35 mm<sup>2</sup>, se considerará lo siguiente:



Es decir, puede considerarse que existe una (1) terna S.D.S.-1 de igual sección y que transporta la misma potencia, instalada en el ducto junto a la terna de I.A.P.-1, por lo que debe aplicarse adicionalmente un factor de corrección para dos ternas igual a 0.87 dado en la Tabla 3-VIII.

Este factor de corrección afectará al valor de 46 Amp dado en la Tabla 4-II, por lo que la capacidad de corriente del cable de 6 mm<sup>2</sup> para las condiciones dadas será:

$$46 \text{ A} \times 0.87 = 40 \text{ A}$$

CUADRO IV-9

CUADRO RESUMEN DE VERIFICACION DE LA CAPACIDAD  
DE CORRIENTE : I.A.P.-1

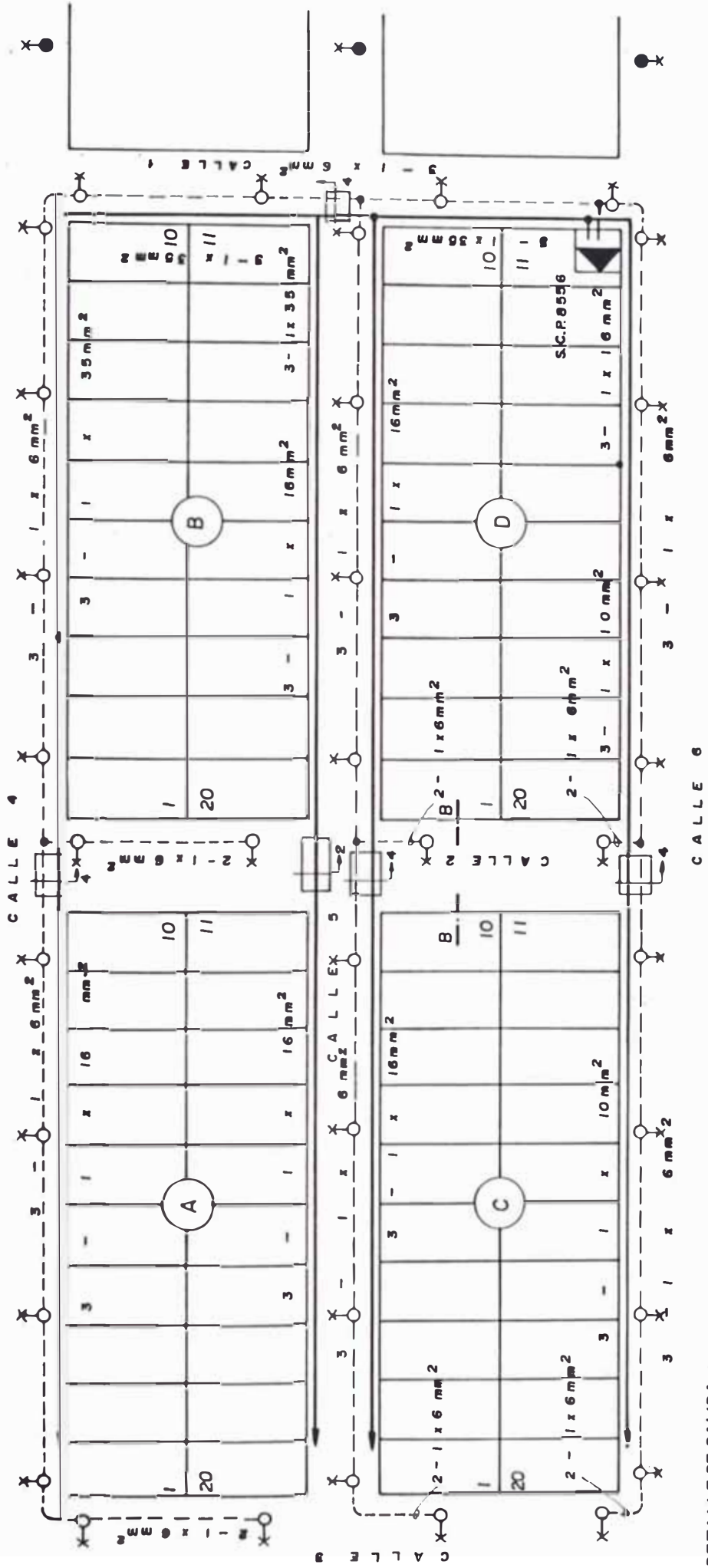
Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Corriente en Amp		Comparación Porcentual %
	Nominal Corregido	Máxima del Proyecto	
6	40	9.6	24 %

Como se puede ver en el Cuadro IV-9 el cable de 6 mm<sup>2</sup> no tendrá problemas por capacidad de corriente en ninguna de sus formas de instalación.

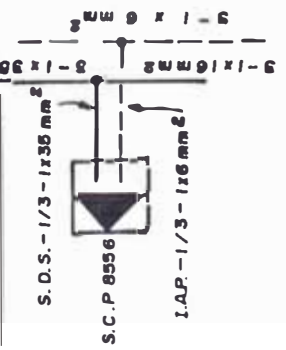
4.2.2.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria

En el plano de redes de distribución secundaria N° IE-02 se indican las secciones obtenidas para los cables alimentadores y la ubicación de las unidades de alumbrado público. Adicionalmente deben mostrarse los "cortes" de calles que son similares a los del plano N° IE-01 y cumplen el mismo objetivo que el señalado en 4.2.1.3.





DETALLE DE SALIDA DE ALIMENTADORES



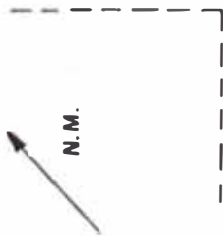
CUADRO DE CARGAS

SUBESTACION	ALIMENTADOR	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CORRIENTE (amp.)	MAXIMA DEMANDA (kW)
S.C.P. 8556	S. D. S.-1	3-1 x 35	126	48
	I. A. P.-1	3-1 x 6	14.4	4.94

ELECTRIFICACION DE LA URBANIZACION		LOS PINOS	
PROYECTO DE DISTRIBUCION SECUNDARIA			
DEPTO. : LIMA	PROFESIONAL RESPONSABLE		
PROV. : LIMA	ESCALA		
DIST. : S. M. P.	1 / 1000		
FECHA : JULIO 1993	PLANO N°		
	IE-02		

#### 4.2.3 Ejemplo N° 3

Se trata de la electrificación de las tres manzanas denominadas A, B, y C, mostradas en el plano de lotización de la página siguiente. A fin de brindar un buen servicio se proyectará un alimentador independiente para la electrobomba de la caseta de bombeo ubicada en el parque, con lo que los usuarios no se verán perjudicados por las perturbaciones durante el arranque y el funcionamiento del motor. Las redes se iniciarán en la subestación aérea biposte proyectada S.A.B. "A". La calificación eléctrica es  $6 \text{ w/m}^2$  con un mínimo de 1000 w/lote y la potencia nominal de la electrobomba es 50 HP, con un factor de potencia de 0.85 y una eficiencia de 0.9. La tensión nominal será 380/220 V, trifásica, 60 Hz, con redes subterráneas y cables NYY de configuración paralela. Considerar que las condiciones de base se cumplen para la determinación de la capacidad de corriente de los cables.



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

C A L L E 2

C A L L E 3

C A L L E 1



<p>PARQUE</p>	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	12	11	10	9	8	7	PASAJE 1						20	19	18	17	16	15	14	13	12	11

A V. P R I N C I P A L

AREA DE LOTES	
Mz. A y C	200 m <sup>2</sup> (10 x 20)
Mz. B	120 m <sup>2</sup> (6 x 20)

PLANO DE LOTIZACION URBANIZACION POTRERO LARGO	ESC. 1/1000
---	----------------

### SOLUCION

La configuración más económica y técnicamente aceptable para el recorrido de los alimentadores de los lotes de viviendas, caseta de bombeo y alumbrado público, se muestra en el plano de redes de distribución N° IE - 03; aquí cabe anotar que los lotes de las manzanas A y B que tienen frente hacia la Av. Principal, alternativamente pueden alimentarse mediante un cable que bordee el parque, pero esta es una solución más cara que la adoptada. Se entiende que el cable que cruza el parque pegado hacia la manzana A estará protegido por una vereda. Se aprecia también que es necesario iluminar el pasaje mediante farolas que van instaladas en la punta del poste sin necesidad del uso de pastorales.

Los cálculos de caída de tensión se efectuarán siguiendo la metodología del subcapítulo 4.1, teniendo en cuenta que para el sistema 380/220 V la máxima caída de tensión permisible es 19 volt.

Los alimentadores serán identificados como sigue:

- S.D.S.-1 para alimentar a los lotes de vivienda.
- S.D.S.-2 para alimentar a la electrobomba.
- I.A.P.-1 para alimentar a las unidades de alumbrado público.

Sus máximas demandas serán las siguientes:

Alimentador S.D.S.-1.-

<u>Area del lote</u>	<u>M.D. por lote</u>	<u>N° de lotes</u>
200 m <sup>2</sup>	1.2 kW	32
120 m <sup>2</sup>	1 kW	20

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = (32 \times 1.2 + 20 \times 1) \times 0.5 \text{ kW} = 29.2 \text{ kW}$$

Alimentador S.D.S.-2.- La electrobomba es de 50 HP, con una eficiencia de 0.9, entonces la máxima demanda será:

$$M.D. \text{ S.D.S.-2} = \frac{50 \text{ HP} \times 0.746 \text{ kW/HP}}{0.9} = 41.44 \text{ kW}$$

Alimentador I.A.P.-1.-

$$M.D. \text{ I.A.P.-1} = (19 \times 137.3 + 7 \times 276.8) \times 10^{-3} = 4.55 \text{ kW}$$

#### 4.2.3.1 Cálculo del Alimentador S.D.S.-1

El amperaje de cada punto de carga concentrada se calculará siguiente el método establecido, donde P es la carga diversificada en kW.:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times 0.38 \times 1}$$

$$I = 1.5193 P \text{ (Amp)}$$



## Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación : S.A.B. "A"  
 Alimentador N° : S.D.S.-1

Ramal lote 11 Mz "B" Ramal lote 10 Mz "B"

Tramo->	SAB-1	1-2	2-3	3-4	SAB-2	2-5	5-6
I (A)	44.37	26.14	13.07	7.6		13.07	7.6
L (m)	27	77	71	63		30	63
S (mm <sup>2</sup> )	10	10	6	6	10	6	6
K (Ω/km)	3.27	3.27	5.44	5.44		5.44	5.44
AV (V)	3.92	6.58	5.05	2.60		2.13	2.60
ΣAV (V)	3.92	10.50	15.55	18.15	10.50	12.63	15.23

Ramal lote 20 Mz "C"

Tramo->	SAB-1	1-7
I (A)		18.23
L (m)		112
S (mm <sup>2</sup> )	10	6
K (Ω/km)		5.44
AV (V)		11.11
ΣAV (V)	3.92	15.03

4.2.3.2 Cálculo del Alimentador S.D.S.-2

Este alimentador tendrá el siguiente amperaje cuando la electrobomba esté trabajando a plena carga:

$$I = \frac{41.44 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 0.38 \text{ kV} \times 0.85} = 74.07 \text{ A}$$

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación : S.A.B "A"  
 Alimentador N° : S.D.S.-2

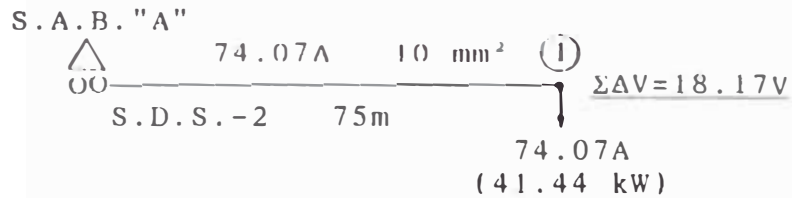


Fig. 4.24

Hoja el Cálculo de Caída de Tensión

Subestación : S.A.B. "A"  
 Alimentador N° : S.D.S.-2

Ramal Electrobomba

Tramo->	SAB-1
I (A)	74.07
L (m)	75
S(mm²)	10
K(Ω/km)	3.27
ΔV (V)	18.17
ΣΔV (V)	18.17

Por cálculo de caída de tensión se requiere que el cable sea de 10 mm². Sin embargo, la sección



del cable alimentador se definirá en 4.2.3.4, previa verificación de la capacidad de corriente.

#### 4.2.3.3 Cálculo del Alimentador I.A.P.-1

El amperaje de cada punto de carga concentrada se calculará de acuerdo al método establecido:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi} = \frac{P}{\sqrt{3} \times 0.38 \times 0.9} = 1.688 P \text{ (Amp)}$$

donde P es la suma de las potencias de las unidades de alumbrado público en KW, concentradas en un punto.

#### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación : S.A.B "A"  
Alimentador N° : I.A.P.-1

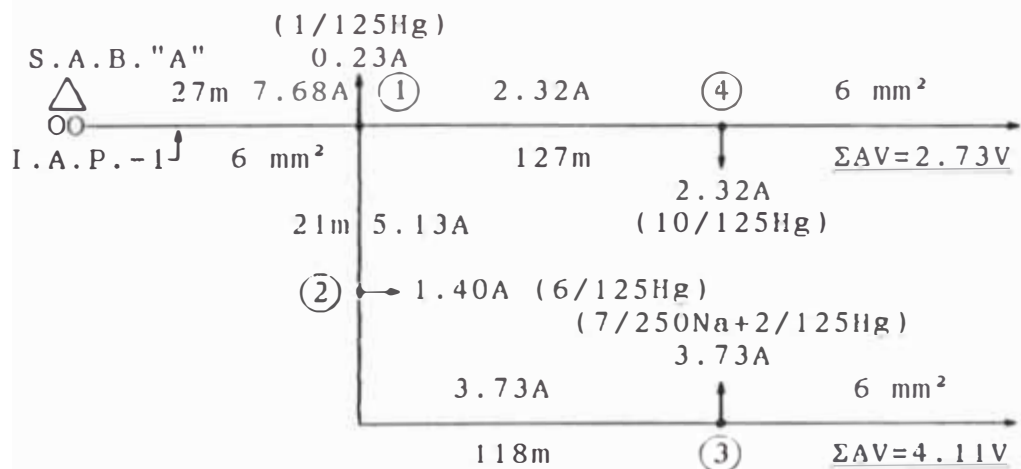


Fig. 4.25

Con la corriente obtenida para el tramo S.A.B-1, procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador del alumbrado público.

$$M.D. \text{ I.A.P.-1} = \sqrt{3} \times 0.38 \text{ kV} \times 7.68 \text{ A} \times 0.9 = 4.55 \text{ kW}$$

Coincide con el valor calculado previamente.

## Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación : S.A.B. "A"  
Alimentador N° : I.A.P.-1

Ramal lote 11 Mz "B"

Ramal lt20 Mz "C"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3	SAB-1	1 - 4
I (A)	7.68	5.13	3.73		2.32
L (m)	27	21	118		127
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
K (Ω/km)	5.44	5.44	5.44		5.44
AV (V)	1.13	0.59	2.39		1.60
ΣAV (V)	1.13	1.72	<u>4.11</u>	1.13	<u>2.73</u>

## 4.2.3.4 Verificación de la capacidad de corriente

Se verificará la capacidad de corriente de los tres cables alimentadores conjuntamente. Es de notar que existen tramos en zanja y tramos en cruzada que albergan a los tres cables. Siendo la cruzada de una longitud mayor de 6 m, es evidente que se tiene que cumplir con las condiciones normales de operación establecidas en el subcapítulo 3.5.3 del Capítulo III; por lo tanto, para definir las secciones de los cables y su capacidad de corriente se tendrá que acudir a la Tabla 3-VII-A, la cual reproducimos parcialmente en la Tabla 4-III.

TABLA 4-III  
CAPACIDADES DE CORRIENTE (AMP)  
CABLES NYY TENDIDOS EN DUCTO  
Eo/E = 0.6/1 kV

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Disposición Paralela Tabla 3-VIIA (A)
6	52
10	68
16	87
35	134
70	189

Referencia: Tabla 3-VII-A capítulo III.

Observamos las corrientes calculadas para cada alimentador dentro de la cruzada de la calle 2, obtenidas de los diagramas de las figuras 4.23, 4.24 y 4.25, y las comparamos con la máxima corriente permitida en ducto según Tabla 4-III.

Alimentador	Sección Calculada por Caída de Tensión mm <sup>2</sup>	Corriente Calculada en Proyecto A	Máxima Corriente Permitida en ducto A
S.D.S-1	10	44.37	68
S.D.S-2	10	74.07	68
I.A.P-1	6	7.68	52

Como se puede apreciar el alimentador calculado S.D.S.-2 de 10 mm<sup>2</sup>, debe transportar un amperaje de 74.07 A, mayor que los 68 A permitidos dentro del ducto.

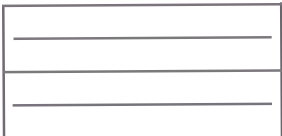
Para corregir la deficiencia observada podemos aumentar la sección del alimentador S.D.S.-2 a 16 mm<sup>2</sup>, con lo que tendríamos lo siguiente:

Alimen- tador	Sección por Capacidad de Corriente en ducto (mm <sup>2</sup> )	Corriente Calculada en Proyecto (A)	Máxima Corriente Permitida en ducto (A)
S.D.S-1	---- 10 -----	44.37	----- 68
S.D.S-2	---- 16 -----	74.07	----- 87
I.A.P-1	---- 6 -----	7.68	----- 52

Se aprecia que todos los valores de "corriente calculada en el proyecto" son inferiores a los permitidos dados en la Tabla 4-III, sin embargo, debemos anotar que las capacidades de corriente de dicha tabla aún deben corregirse por proximidad de ternas de cables unipolares en ductos. El factor de corrección (FC6) está dado en la Tabla 3-VIII. Dado que la corriente del alimentador I.A.P.-1 es pequeña, podemos despreciar su efecto sobre las otras dos ternas.

A continuación hallaremos las equivalencias entre ternas a fin de determinar el factor de corrección a aplicar en cada caso.

S.D.S-1 con respecto a S.D.S-2:

S.D.S.-1		-10 mm <sup>2</sup> (68 A: nominal corregido)
S.D.S.-2		-16 mm <sup>2</sup> (74 A: del proyecto)

$$\text{Ternas equivalentes de S.D.S.-1 con respecto a S.D.S.-2} = \frac{74}{68} = 1.09$$



Los factores de corrección (FC6) obtenidos de la Tabla 3-VIII deben aplicarse a los valores dados en la Tabla 4-III, a fin de obtener la capacidad de corriente final de cada alimentador, del modo siguiente:

Para S.D.S-1 de 10 mm<sup>2</sup> : 68 A x 0.87 = 59 A

Para S.D.S-2 de 16 mm<sup>2</sup> : 87 A x 0.87 = 76 A

Para I.A.P-1 de 6 mm<sup>2</sup> : 52 A x 0.79 = 41 A

De acuerdo a esto los cables alimentadores, seleccionados a base de sus capacidades de corriente deben ser:

Alimen- tador	Sección	Corriente calculada	Capacidad de corriente
S.D.S-1	3 - 1 x 10 mm <sup>2</sup>	44.37 A	59 A
S.D.S-2	3 - 1 x 16 mm <sup>2</sup>	74.07 A	76 A
I.A.P-1	3 - 1 x 6 mm <sup>2</sup>	7.68 A	41 A

Como puede verse ninguno de los alimentadores tendrá problemas por capacidad de corriente en ninguna de sus formas de instalación.

Con estos resultados el diagrama de distribución de cargas y la hoja de cálculo de caída de tensión del alimentador S.D.S.-2 serán los que se muestran en la página siguiente.

## Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación : S.A.B "A"  
 Alimentador N° : S.D.S.-2

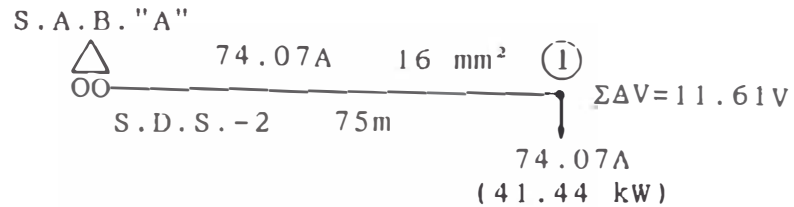


Fig. 4.26

## Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación : S.A.B. "A"  
 Alimentador N° : S.D.S.-2

## Ramal Electrobomba

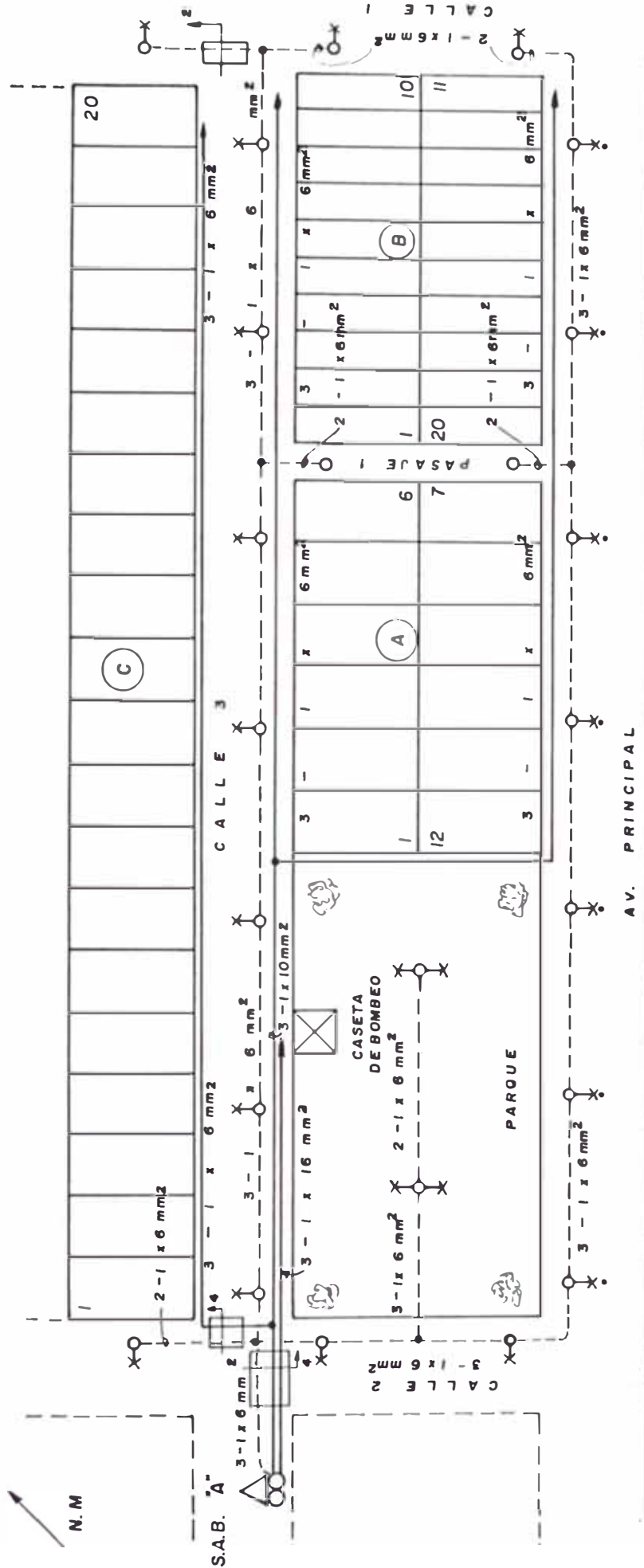
Tramo->	SAB-1
I (A)	74.07
L (m)	75
S (mm <sup>2</sup> )	16
K (Ω/km)	2.09
ΔV (V)	11.61
ΣΔV (V)	11.61

Es necesario recordar aquí, que la selección del cable alimentador de la electrobomba dependerá del régimen de funcionamiento del motor. Por ejemplo, si el régimen de operación es intermitente, con periodos de funcionamiento de hasta un máximo de 10 minutos, se podrá seleccionar un cable con capacidad igual al 90% de la potencia a plena carga del motor; y si el régimen de operación fuera permanente o continuo, la capacidad de

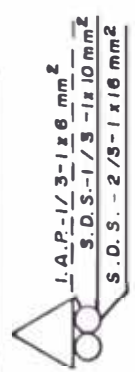
corriente del cable será igual al 125% de la potencia a plena carga del motor.

Algunos proyectistas consideran conveniente que en todos los casos de electrobombas que brindan servicio a habilitaciones urbanas se debe seleccionar el cable por capacidad de corriente considerando el 125% de la plena carga del motor, dada las frecuencias de arranque del motor, circunstancia en la cual se conoce que se supera la corriente nominal del motor instantáneamente; esto permitirá un buen margen de seguridad, pero implicará un costo mayor. No obstante, el cálculo de la caída de tensión debe efectuarse siempre con la corriente a plena carga. En el presente ejemplo se aprecia que el cable alimentador S.D.S.-2 ha sido seleccionado por capacidad de corriente y no por caída de tensión; generalmente, esto se presentará cuando una carga de magnitud considerable se encuentre relativamente próxima a la subestación. En la página siguiente se presenta el plano IE-03 que muestra los resultados obtenidos.





DETALLE DE SALIDA  
DE ALIMENTADORES



SAB. "A"

ELECTRIFICACION DE LA URBANIZACION  
PROTERO LARGO

PROYECTO DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

DEPTO: LIMA      PROFESIONAL RESPONSABLE  
PROV: LIMA  
DIST: SURCO      ESCALA      PLANO N°  
FECHA: JULIO 1993      1/1000      IE-03

CUADRO DE CARGAS

SUBSTACION ALIMENTADOR SECCION (mm²) CORRIENTE (amp) MAXIMA DEMANDA (kW)

S. D. S.-1	3 - 1 x 10	44.37	29.2
S. D. S.-2	3 - 1 x 16	74.07	41.44
I. A. P.-1	3 - 1 x 6	7.66	4.55

#### 4.2.4 Ejemplo N° 4: Miscelánea

En el presente ejemplo se tratará de complementar algunos detalles de cálculos efectuados en el ejemplo N° 1, para lo cual vamos a suponer lo siguiente:

- Lotes 1 al 10 de la manzana B: lotes comerciales
- Lotes 11 al 20 de la manzana B: lotes de vivienda
- Toda la manzana A : destinada al Ministerio de Educación (Colegio)

#### SOLUCION

La configuración de las redes quedaría como sigue:

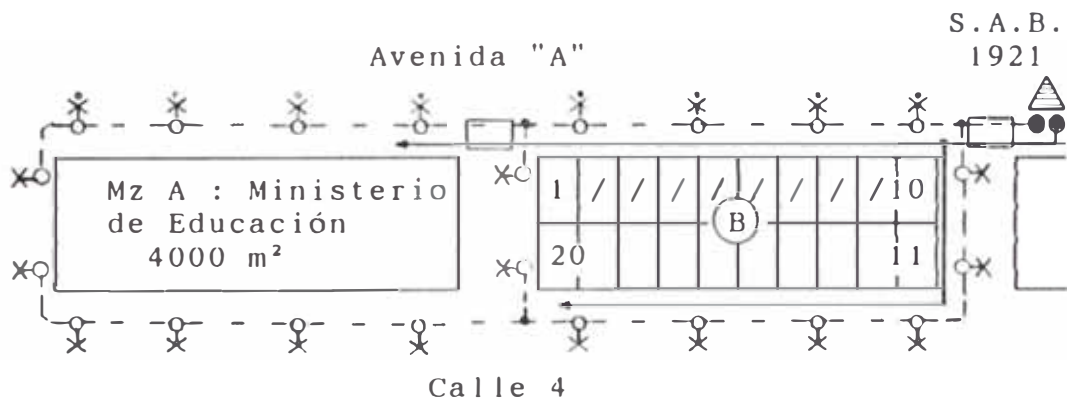


Fig 4.27

Carga conectada al alimentador S.D.S.-1:

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \text{Carga comercial} + \text{Carga educacional} + \text{Carga vivienda}$$

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \Sigma(\text{N}^\circ \text{ total de lotes} \times \text{kw/lote} \times \text{fs})$$

De acuerdo a lo manifestado en 3.8.1 el factor de simultaneidad para los lotes comerciales y de educación es igual a 1 por tratarse de cargas especiales. Por lo tanto:

Carga comercial :

$$MD=10 \text{ lotes } \times (6 \text{ w/m}^2 \times 200 \text{ m}^2) / \text{lote } \times 1 \times 10^{-3} = 12 \text{ kW}$$

Carga educacional:

$$MD=1 \text{ lote } \times (6 \text{ w/m}^2 \times 4000 \text{ m}^2) / \text{lote } \times 1 \times 10^{-3} = 24 \text{ kW}$$

Carga de vivienda:

$$MD=10 \text{ lotes } \times 800 \text{ w/lote } \times 0.5 \times 10^{-3} = 4 \text{ kW}$$

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = 12 + 24 + 4 = 40 \text{ kW}$$

Cálculo del Alimentador S.D.S.-1

### Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921

Alimentador N° : S.D.S.-1

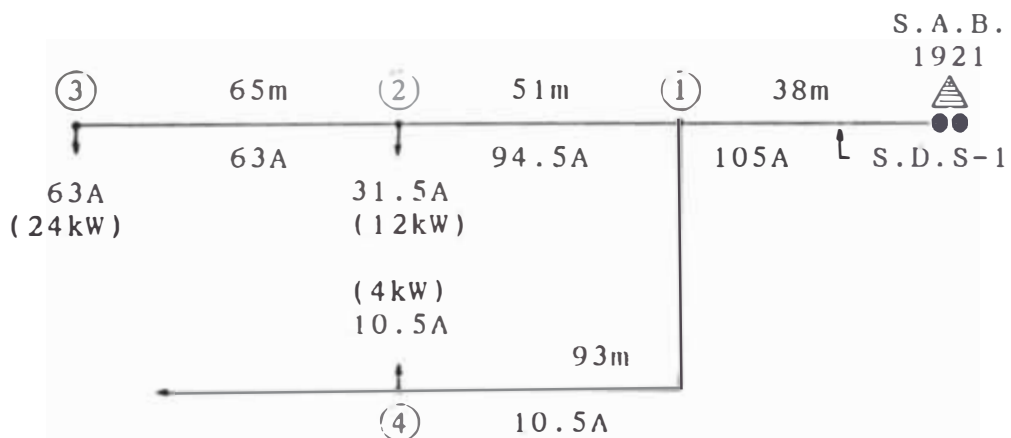


Fig. 4.28

Las corrientes del diagrama se han calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi}$$

Los puntos de carga concentrada de los lotes de vivienda y comercio estarán ubicados en los puntos medios de cada frente de la manzana B. El punto de carga concentrada de la carga educacional estará

ubicado en donde se proyecte la conexión de alimentación para este lote, que por lo general es un lugar lo más cercano posible a la subestación de alimentación; en este caso estará ubicado en el inicio de la manzana B por la avenida "A".

Por lo tanto, existirán tres puntos de carga concentrada, que sumados al punto de empalme de derivación, totalizarán 4 puntos importantes para el cálculo de la caída de tensión.

La numeración lógica de los puntos de carga concentrada se muestra en la figura 4.28, ya que es evidente que el ramal más cargado es el que alimentará al colegio.

Con la corriente obtenida para el tramo entre la S.A.B. 1921 y el punto de empalme de derivación, procederemos a calcular la máxima demanda del alimentador.

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = \sqrt{3} \ V \ I \ \cos\phi - \sqrt{3} \ x \ 0.22 \ x \ 105 \ x \ 1$$

$$M.D. \text{ S.D.S.-1} = 40 \ \text{kW}$$

Siguiendo el método procederemos a calcular las secciones de cables requeridas para los ramales S.A.B.-1-2-3 y S.A.B.-1-4.

$$K_{\text{máximo}} = \frac{11}{10^{-3}(105 \times 38 + 94.5 \times 51 + 63 \times 65)}$$

$$K_{\text{máximo}} = 0.852 \ \Omega/\text{km}$$

De acuerdo a la Tabla 3-XIV la sección que tiene un valor de  $K$  verdadero inmediato inferior a  $K_{\text{máximo}}$  es  $70 \text{ mm}^2$ , a la cual le corresponde un  $K$  verdadero igual a  $0.52 \text{ } \Omega/\text{km}$ . Después de efectuar los tanteos respectivos se opta por la solución dada en la hoja de cálculo siguiente.

#### Hoja de Cálculo de Caída de Tensión

Subestación N° : S.A.B. 1921

Alimentador N° : S.D.S.-1

Ramal Minis. Educación Ramal Lot 20 Mz"B"

Tramo->	SAB-1	1 - 2	2 - 3	SAB-1	1 - 4
I (A)	105	94.5	63		10.5
L (m)	38	51	65		93
S ( $\text{mm}^2$ )	70	35	35	70	6
K ( $\Omega/\text{km}$ )	0.52	0.97	0.97		5.44
AV (V)	2.07	4.67	3.97		5.31
$\Sigma AV$ (V)	2.07	6.74	<u>10.71</u>	2.07	<u>7.38</u>

Verificación de la capacidad de corriente para los dos tramos calculados de S.D.S.-1:

De igual forma a lo analizado en el ejemplo N° 1, se puede elaborar el Cuadro IV-10 que muestra las secciones de cables utilizadas, la forma de instalación de los cables, los amperajes nominales admisibles para cada caso, y una comparación porcentual de la corriente máxima del proyecto, considerando a la capacidad nominal como 100 %.

## CUADRO IV-10

## VERIFICACION DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	Instalado en	Corriente en Amp		Comparación Porcentual %
		Nominal	Máxima del Proyecto	
70	zanja	239	105	44 %
70	ducto calle 1	189(*)	105	56 %
35	zanja	165	94.5	57 %
35	ducto calle 2	134(*)	63	47 %
6	zanja	64	10.5	16 %

(\*) A los valores de capacidad de corriente dados en la Tabla 3-I se les ha aplicado los factores de corrección (FC5) 0.79 (para 70 mm<sup>2</sup>) y 0.81 (para 35 mm<sup>2</sup>) dados en la Tabla 3-VII, por cable tendido en ducto.

Como se puede apreciar ninguna de las secciones de cables utilizadas tiene inconvenientes por capacidad de corriente.

Diagrama de Distribución de Cargas

Subestación N° : S.A.B. 1921  
Alimentador N° : S.D.S.-1

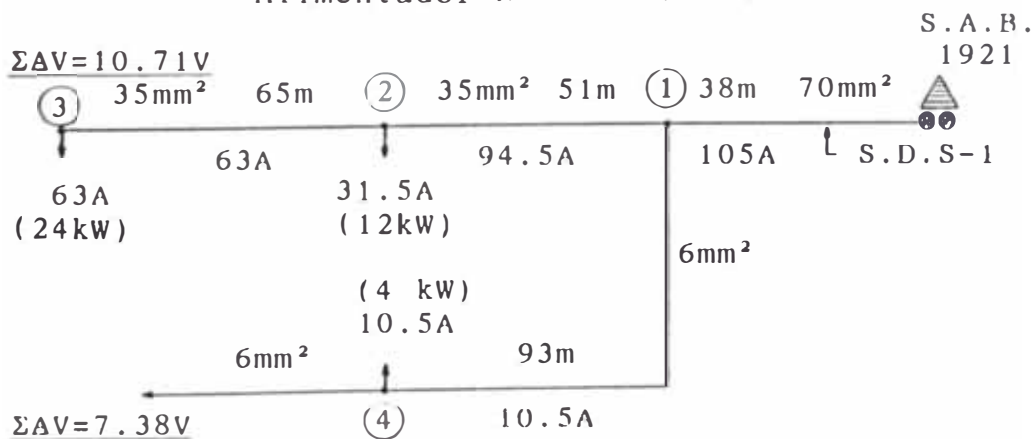


Fig 4.29

CAPITULO V

ESPECIFICACIONES TECNICAS

## CAPITULO V

### ESPECIFICACIONES TECNICAS

El capítulo de especificaciones técnicas es una parte importante en un proyecto de redes de distribución secundaria; esta afirmación se sustenta fundamentalmente en el hecho de que en los planos eléctricos, que son representaciones esquemáticas, no es posible detallar todas las características de los materiales a ser usados en el proyecto. Debiendo, por lo tanto, brindar este detalle a través de las especificaciones técnicas de materiales, estableciendo también su forma de montaje.

Se puede resumir los objetivos de las especificaciones técnicas en los siguientes párrafos:

- a) Detallar las características de los equipos y materiales.
- b) Describir los detalles de los planos, sirviendo de guía para la construcción e inspección de las obras.
- c) Servir de base para que los contratistas elaboren sus propuestas económicas, o para que presenten alternativas para algún material.
- d) Facilitar la adquisición de los materiales, protegiendo a los interesados del uso de aquellos que no estuvieran en el Listado de Materiales Técnicamente Aceptables por la Empresa Concesionaria.



A continuación se presentará algunas recomendaciones importantes para la "Redacción de las Especificaciones".

### 5.1 Redacción de las Especificaciones

Es indispensable que las especificaciones contengan todos los datos necesarios en forma muy precisa y clara, sin permitir interpretaciones personales, a fin de que puedan cumplir con los objetivos señalados en los párrafos de a) hasta d).

No se debe ser muy extenso en la redacción, ni tampoco caer en una exagerada simplificación del texto que impida la claridad en la interpretación.

En general una especificación debe responder a las preguntas:

- ¿ Qué material o equipo se debe instalar ?
- ¿ Dónde se debe instalar el material o equipo ?
- ¿ Cómo se debe instalar el material o equipo ?
- ¿ Cuándo se debe instalar el material o equipo ?

El ¿ Qué ? quedará claramente establecido en las especificaciones técnicas de equipos y materiales. El ¿ Dónde ?, el ¿ Cómo ? y el ¿ Cuándo ? en las especificaciones técnicas de montaje y en los planos.

En algunos casos también se debe definir responsabilidades respondiendo a la pregunta: ¿Por quién?.

A fin de facilitar la labor del proyectista o del redactor de las especificaciones, se exponen algunas recomendaciones de tipo general.

5.1.1 El lenguaje de las especificaciones

Debemos lograr que con un "mínimo número de palabras" las especificaciones sean fácilmente entendibles, sin dejar lugar a dudas o interpretaciones incorrectas; y para ello el lenguaje utilizado debe cumplir ciertos requisitos, como los siguientes:

- a) Usar el idioma español en forma correcta, escribiéndolo en forma sencilla y clara. Las frases cortas y de tono imperativo contribuirán a la fluidez de la lectura y a dar claridad y fuerza al texto.
- b) Evitar las redundancias, aunque si es necesario es preferible repetir términos si con ello eliminamos ambigüedades.
- c) Desterrar frases indefinidas como por ejemplo:
  - Según indicaciones del inspector .....
  - A entera satisfacción de .....
  - A juicio de .....
  - A menos que otra cosa sea exigida por .....
  - A voluntad de .....
  - Según dirección de .....
  - En opinión de .....
  - Donde sea necesario .....
  - Todos los accesorios necesarios para .....
  - De tipo aprobado .....
  - Según la buena práctica .....
  - En forma usual .....
  - Según planos .....

- d) La conjunción "O" debe ser utilizada con mucho cuidado ya que ésta significa que se puede escoger con libertad.
- e) Desterrar el uso de la palabra "etcétera", cuyo significado es: lo que falta, lo demás. Siempre debe describirse todo lo que corresponda.
- f) Desterrar el uso de "y/o" que es una adaptación del mal inglés que usa una combinación de dos conjunciones que son opuestas:
- la "y" que da a entender inclusión; y
  - la "o" que da a entender opción o alternativa.
- Debe dejarse claramente sentado lo que se quiere sin necesidad de emplear este injerto de uso frecuente.
- g) Al referirnos a cualquier documento, debemos hacerlo en forma exacta, de modo que el lector encuentre rápidamente la fuente de información. Por ejemplo, debemos decir: "según plano X", y no "según plano".
- h) Desterrar el uso de la frase "igual o similar" al referirnos a la especificación de un material o equipo, ya que esto constituye una grave ambigüedad. Es preferible dar un listado completo de las características que debe cumplir el material o equipo.
- i) El uso de palabras en otros idiomas puede aceptarse sólo cuando no exista el término normalizado y aceptado en español.

- j) Debe usarse adecuadamente los signos de puntuación.
- k) Cuando por razones prácticas se use abreviaturas, debe hacerse un índice de las mismas.

#### 5.1.2 Uso de referencias en las especificaciones

Con la labor de normalización emprendida por el Sistema Empresarial de Servicio Público de Electricidad, fundamentalmente las empresas concesionarias, y el Ex-ITINTEC, se puede simplificar la redacción de las especificaciones, haciendo referencia a materiales, equipos, procesos o condiciones ya normalizados.

Al respecto la Norma DGE 003 P "Ejecución y Recepción de Obras en Subsistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones" hace referencia a un "listado de materiales técnicamente aceptable por la empresa concesionaria", el cual es de mucha utilidad para el proyectista en el momento de elaborar las especificaciones técnicas de materiales. También se facilita la labor del redactor de especificaciones técnicas, cuando usa referencias comerciales de materiales y equipos.

Sin embargo, es preciso tener conocimiento exacto del documento al cual se hace referencia, ya que algunas normas pueden abarcar más de un asunto y en

caso de hacer la referencia en forma indiscriminada se pueden incluir condiciones innecesarias. Otro peligro del uso de referencias sin conocimiento exacto de las mismas es el indicar normas que no son aplicables al caso, en consecuencia la especificación carece de utilidad y pierde importancia ante quienes deben regirse por sus condiciones o hacerlas cumplir.

Las referencias deben hacerse indicando en forma muy clara el origen de la información y en el caso de códigos que pueden modificarse es también preciso indicar la fecha. Las referencias al Código Nacional de Electricidad, se harán indicando el año y el número de la edición.

### 5.1.3 Elaboración de las especificaciones

No siempre se da la importancia que se debe a la elaboración de las especificaciones; por esta razón este trabajo en ocasiones se hace a la ligera o se encarga a personal sin experiencia y aún sin conocimiento sobre lo que tratan las especificaciones.

Esto último resulta muy grave si además se considera que, en estos casos, siempre se termina copiando una especificación anterior en forma total, sin poder determinar si se adapta o nó al caso en que se desea usar y si puede causar problemas en obra.

De este modo la primera condición para que la elaboración de las especificaciones pueda hacerse en forma efectiva, es que esté a cargo de personal calificado en este trabajo y que conozca el proyecto, el tipo de trabajo y materiales que se han de utilizar.

De acuerdo con lo dicho y observando las recomendaciones que se dan a continuación, se pueden fácilmente fijar las bases para elaborar buenas especificaciones las cuales pueden mejorarse, a medida que con el uso, se detecten sus fallas.

a) Contenido de las especificaciones

Como ya se dijo anteriormente, las especificaciones dan la información que hace falta en los planos, pero es necesario definir previamente, qué se muestra en planos, y qué se especifica. Hay cosas que pertenecen a los planos en forma evidente, otras a las especificaciones, otros elementos o diseños pueden o necesitan estar en ambos para que la idea quede realmente clara y finalmente hay otros, que pueden estar indistintamente en los planos o en las especificaciones, en estos casos deben tenerse en cuenta para decidir su ubicación los aspectos prácticos de cada solución.

En términos generales, las especificaciones deben quedar agrupadas como sigue:

- 1) ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES.- Que tienen la información sobre las características de los materiales y equipos, cuando por el número de éstos, no se pueden indicar en los planos.
- 2) ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE.- Que tienen la información para todos los procesos de construcción, montaje e instalación, que no pueden darse en los planos.

b) Orden en las especificaciones

El material de las especificaciones debe presentarse al lector en forma ordenada de acuerdo al criterio general de mantener la secuencia natural del trabajo, lo cual permite además una mayor facilidad en el uso de las especificaciones.

En general, se recomienda ordenar las especificaciones en los grupos descritos en "Contenido de las Especificaciones". Lo importante es conservar el criterio de ordenación, con el objeto de poder utilizar siempre la misma identificación de las especificaciones, lo cual facilita el uso de ficheros de especificaciones tipo.

A pesar de que el orden adoptado es el mejor posible, es conveniente hacer un índice que facilite el uso de las especificaciones, especialmente cuando éstas son muy numerosas.

Adicionalmente a este orden, es necesario identificar cada especificación para facilitar las referencias; teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Usar números arábigos, nunca romanos.
- No usar cifras muy grandes.
- Usar el sistema decimal.
- Los párrafos o variantes de una especificación se pueden identificar por una letra minúscula.

c) Recomendaciones Generales

A fin de guiar al redactor de especificaciones en su trabajo, se dan en forma más detallada las recomendaciones siguientes:

- c.1) Antes de comenzar a redactar, es necesario obtener la mayor cantidad de información posible; planos, detalles de instalación, características de los materiales, etc.
- c.2) Se debe comenzar haciendo el esquema de la especificación general a fin de completarla paso a paso a medida que hace el resto del trabajo.
- c.3) De acuerdo a lo expuesto en "Contenido de las Especificaciones" y de acuerdo con el caso particular, se debe establecer lo más definitivamente posible, lo que se va a mostrar en los planos y lo que se indicará en las especificaciones.



- c.4) Al comenzar a redactar, si la información no está completa o si aún el proyecto está en proceso, es preferible empezar por aquellas secciones que están menos sujetas a posibles cambios.
- c.5) Cada acápite se culminará verificando que toda información recogida se haya usado y haciendo las referencias apropiadas a los planos o detalles de dibujo.
- c.6) Una vez terminadas las especificaciones se deben numerar las páginas e indicar en el índice el número de páginas de que constan. Esto tiene por objeto garantizar que la pérdida de páginas no pase desapercibida.

## 5.2 Evaluación de las Especificaciones

El proyectista que debe seleccionar el material base para elaborar las especificaciones, debe estar en capacidad de evaluar la calidad de ese material.

La razón principal de esta forma general de enfoque, se debe a que no se pueden dar reglas rígidas que sean eficaces y permitan fácilmente determinar la calidad de determinado material escrito.

El camino más seguro para determinar la efectividad de una especificación técnica es tener información de la forma como ha servido en ocasiones anteriores; si se ha comprobado su eficacia puede considerársela co-

mo buena, si ha ocasionado problemas se la debe modificar o completar para eliminar las fallas. Existen sin embargo, ciertas características que permiten apreciar a priori su calidad, éstas son:

- a) Deben ser claras, concisas y completas.
- b) Deben responder en forma inequívoca a las preguntas que la persona que las va a usar pueda tener al respecto.
- c) Deben producir exactamente el resultado deseado.
- d) Deben suministrar toda la información que no se da en los planos.
- e) Deben estar escritas en un lenguaje al alcance del contratista.

### 5.3 Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales

A continuación se hará una síntesis de las características más importantes de los materiales y equipos que se usan en las obras de redes de distribución secundaria subterráneas. Este material se complementa con el modelo de especificaciones técnicas que se da en el Capítulo VII.

#### 5.3.1 Postes

El tipo de poste más utilizado en la actualidad en redes de distribución secundaria subterránea es el de "concreto armado". Estos postes son de fabricación nacional y entre los principales fabricantes se pueden mencionar a: COMPREX S.A., ACCSA, SICAC,

PREMOL, CONCRETO VIBRADO, INDUSTRIA DE POSTES Y POSTES AREQUIPA. Se fabrican en proceso centrifugado y vibrado, siendo los primeros de mejor calidad. Los componentes del poste en ambos procesos son concreto y varillas de acero para la estructura.

Las características principales que definen a un poste son las siguientes:

- Tipo
- Longitud total
- Carga de trabajo
- Diámetros en la punta y en la base.

La carga de trabajo se considera aplicada a 10 cm de la punta tal como se indica en la figura 5.1.

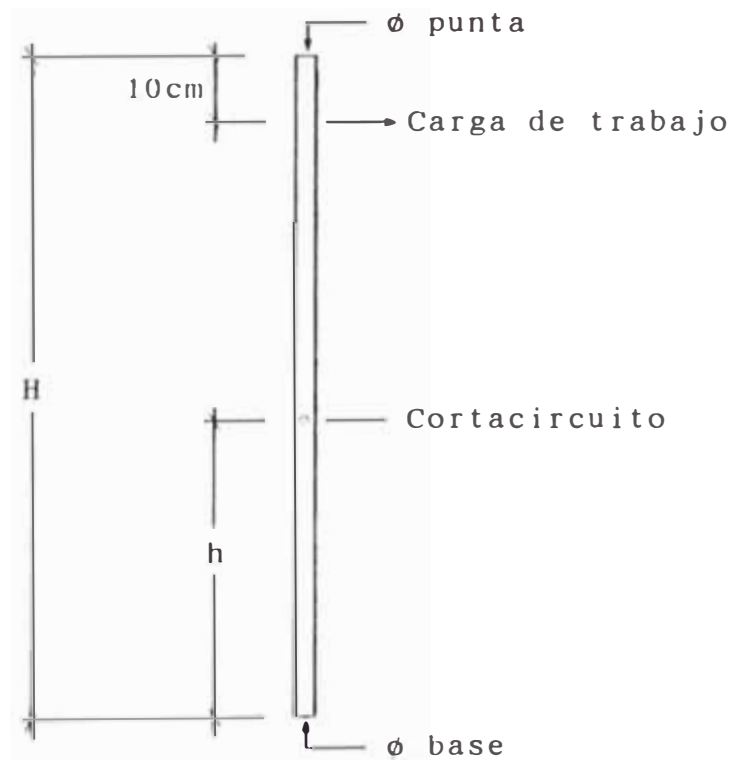
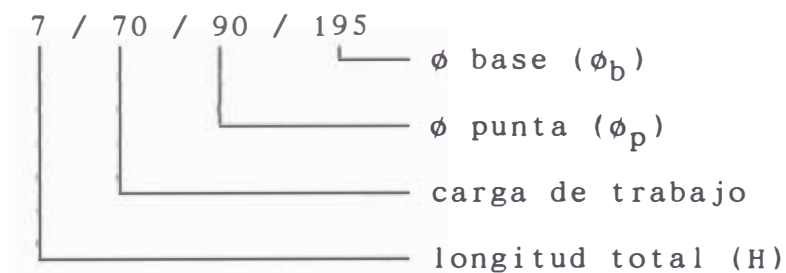


Fig. 5.1

Según norma del Ex-ITINTEC todos los postes están fabricados con un coeficiente de seguridad mínimo de 2, es decir que la carga de rotura debe ser como mínimo el doble de la carga de trabajo que se especifique.

Los postes detallados en la Tabla 5-I son fabricados para uso en alumbrado público con alimentación subterránea.

Un poste se designa como se indica a continuación:



La longitud de empotramiento en terrenos de condición normal y con cimiento de concreto es igual a la décima parte de la longitud total del poste. Los datos que debe contener el poste ya fabricado son los siguientes:

- Nombre del fabricante
- Año de fabricación
- Carga de trabajo

Existen normas de fabricación de ITINTEC 339.027 y de uso DGE-015-PD, las cuales se mencionan en los anexos B y C. En la figura 5.2 se muestra el dibujo de un poste de 7m con todas sus dimensiones.

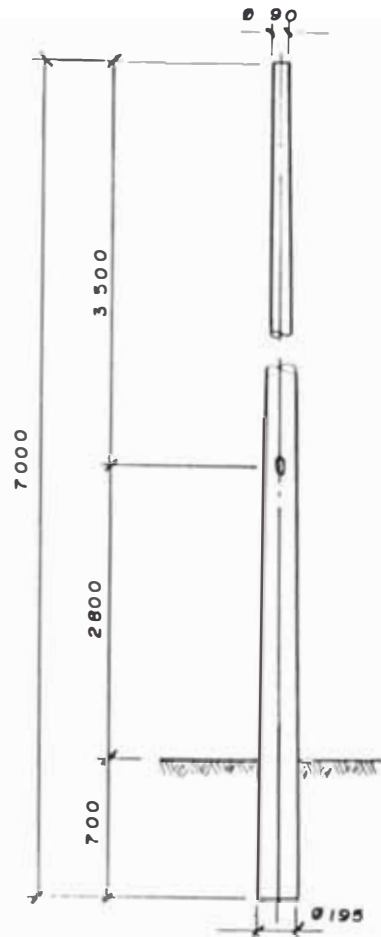
TABLA 5-I

POSTES PARA ALUMBRADO PUBLICO CON  
ALIMENTACION SUBTERRANEA

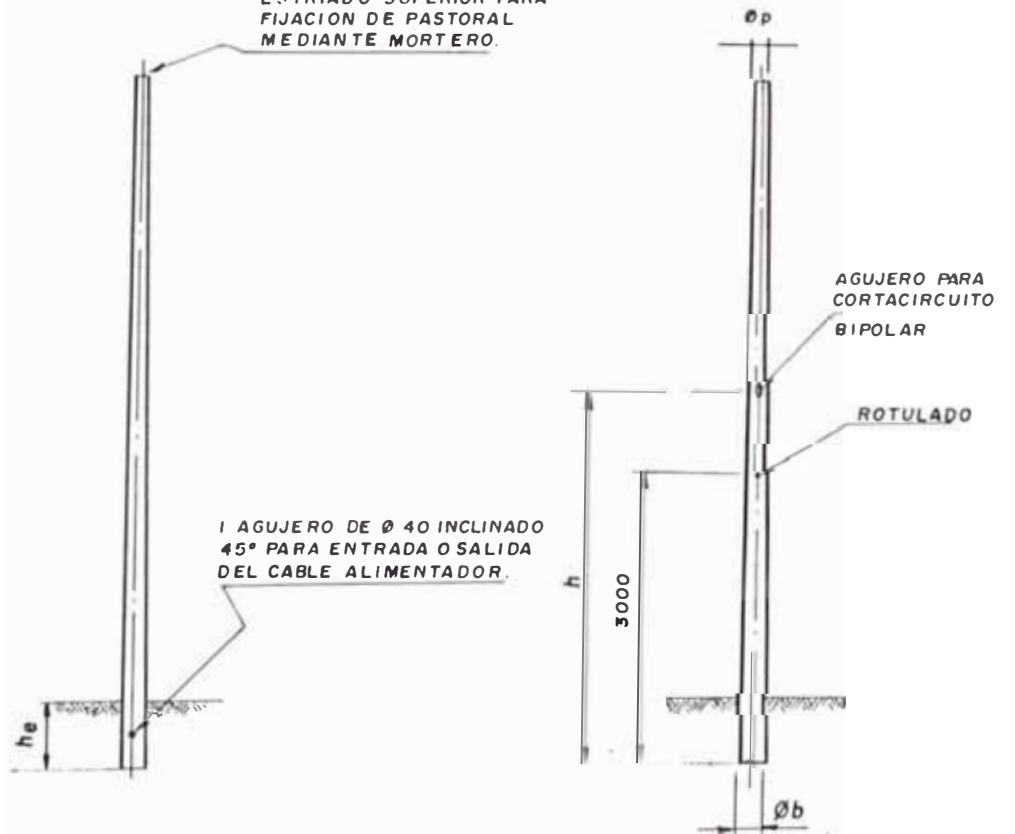
	Longitud total H (m)	Carga de Trabajo (kg)	$\phi$ punta $\phi_p$ (mm)	$\phi$ base $\phi_b$ (mm)	Ubicación del cortacircuito (h mínimo) (m)
Para pasajes	5	70	90	165	3.30
	6	70	90	180	3.40
Para calles secundarias	7	70	90	195	3.50
	7	100	120	225	3.50
	8	70	90	210	3.70
	8	100	120	240	3.70
	9	70	90	225	3.80
	9	100	120	255	3.80
Para avenidas principales, plazas y parques	11	100	120	285	4.10
	11	200	120	285	4.10
	13	100	120	315	4.20
	13	200	140	335	4.20
	15	200	140	365	4.20

# POSTES

FIG 5.2



ESTRIADO SUPERIOR PARA  
FIJACION DE PASTORAL  
MEDIANTE MORTERO.

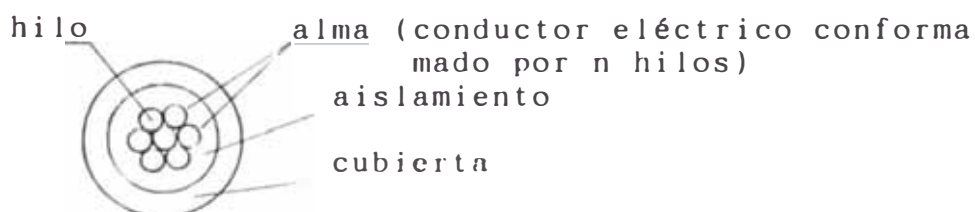


### 5.3.2 Cables

El cable cuyo uso predomina en redes de distribución secundaria subterránea es el tipo NYY, que es un cable seco y las letras de su designación significan lo siguiente:

- N alma de cobre (conductor de cobre electrolítico blando, sólido o cableado)
- Y aislamiento termoplástico (PVC)
- Y cubierta de termoplástico (PVC)

La conformación de un cable unipolar es la siguiente:

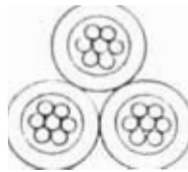


En cuanto a su configuración, en el mercado nacional se puede encontrar los siguientes tipos de cables NYY:

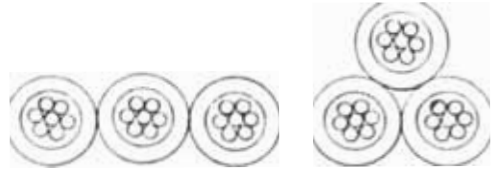
- Triplex y duplex.
- Paralelos, en disposición horizontal o triangular.

La denominación triplex se asigna a tres cables unipolares tipo NYY entrelazados entre sí (formando una trenza), y la denominación duplex se asigna a dos cables unipolares entrelazados. La denominación paralela, por lo general formada por tres cables unipolares NYY, se asigna al caso en que estos cables están uno al lado del otro (sin trenzar), ya

sea en un mismo plano (disposición horizontal) o formando un triángulo entre sus ejes (disposición triangular).



triplex (trenzado)  
3 cables unipolares



horizontal triangular  
paralelo  
3 cables unipolares



duplex , dos cables  
unipolares trenzados

Los colores que se encuentran en el mercado nacional son los siguientes:

- aislamiento : siempre es color blanco
- cubierta exterior :

duplex --- blanco y negro

triplex blanco, negro y rojo

paralelo blanco, negro y rojo

La designación de un cable para su identificación en los metrados y presupuestos o en los planos de redes es la siguiente:

3 - 1 x 35 mm<sup>2</sup> significa tres cables unipolares de 35 mm<sup>2</sup> ya sea en las configuraciones triplex o paralelo.

2 - 1 x 35 mm<sup>2</sup> significa dos cables unipolares de 35 mm<sup>2</sup> en la configuración duplex.

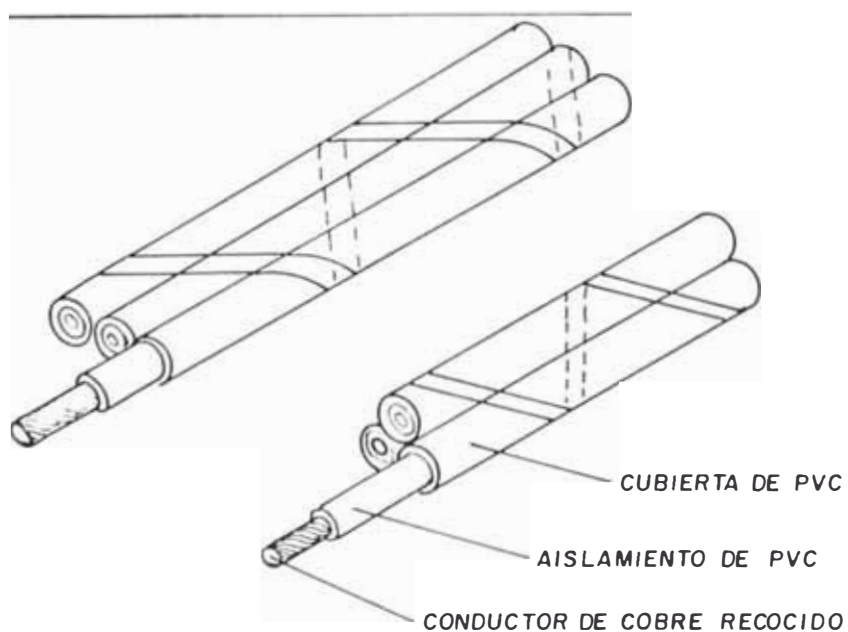


Los fabricantes nacionales son Ceper (ex-Pirelli) e Indeco.

Las características de fabricación de estos cables son las siguientes:

- Tensión de servicio : 1000 V
- Temperatura máxima de operación : 80 °C

En el anexo F se dan las características de los cables. La figura 5.3 ilustra la conformación de un cable NYY en disposición paralela.



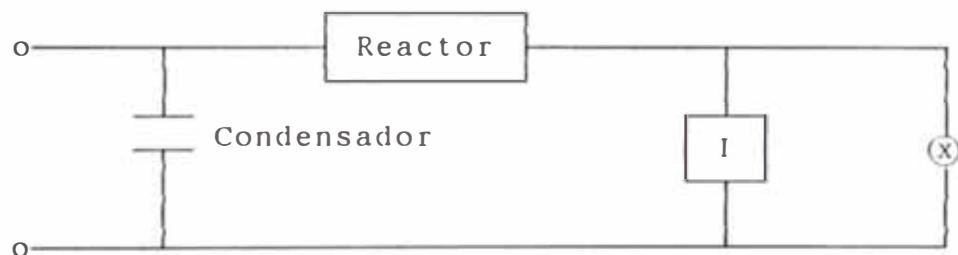
CABLE NYY EN DISPOSICION PARALELA

### 5.3.3 Unidades de Alumbrado Público

#### 5.3.3.1 Luminarias

Tal como se ha mencionado en el Capítulo III en la actualidad se utiliza preponderantemente lámparas de vapor de mercurio y de vapor de sodio, por lo que las luminarias deben especificarse para estos tipos de lámparas, incluyendo los detalles de los accesorios para cada tipo de lámpara.

El circuito básico de funcionamiento es el siguiente:



ⓧ: lámpara de vapor de mercurio o de sodio.

Ⓜ: ignitor o arrancador sólo para lámparas de vapor de Na.

El condensador mejora el factor de potencia del conjunto. El reactor o balasto controla la corriente. Los fabricantes nacionales de luminarias son: JOSFEL, PHILLIPS, CITECIL, HIERALSA.

La figura 5.4 ilustra los componentes principales de una luminaria.

### 5.3.3.2 Lámparas

Se les especifica para una tensión nominal de 220 volt, con las siguientes características básicas:

De vapor de mercurio a alta presión:

\* Flujo luminoso : 125 W - 6500 lúmenes  
250 W - 13500 lúmenes  
400 W - 23000 lúmenes

\* Forma del bulbo : ovoide

\* Color de luz : blanco corregido

\* Posición de funcionamiento : cualquiera

\* Accesorios de operación : reactor y  
condensador

- De vapor de sodio a alta presión:

\* Flujo luminoso : 150 W - 14000 lúmenes  
250 W - 25000 lúmenes  
400 W - 47000 lúmenes

\* Forma del bulbo : ovoide o tubular

\* Color de luz : blanco dorado

\* Posición de funcionamiento : cualquiera

\* Accesorios de operación : reactor, ignitor y  
condensador

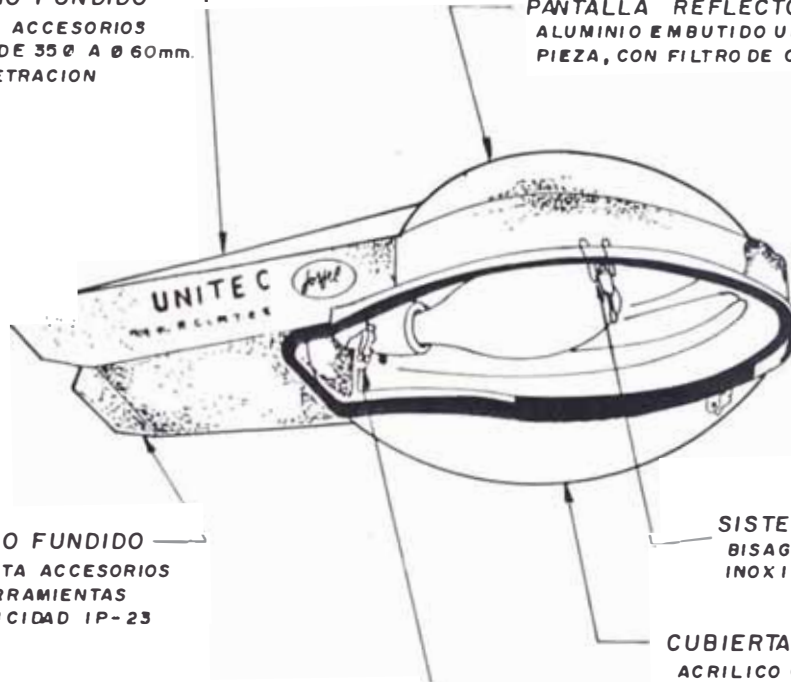
Las figuras 5.5 y 5.6 ilustran los dos tipos de lámparas.

# LUMINARIA

MANGO DE ALUMINIO FUNDIDO  
CON RECINTO PORTA ACCESORIOS  
EMBONE VARIABLE DE 35° A 60mm.  
Y 100m.m. DE PENETRACION

PANTALLA REFLECTORA  
ALUMINIO EMBUTIDO UNA SOLA  
PIEZA, CON FILTRO DE CARBON ACTIVADO

FIG 5.4

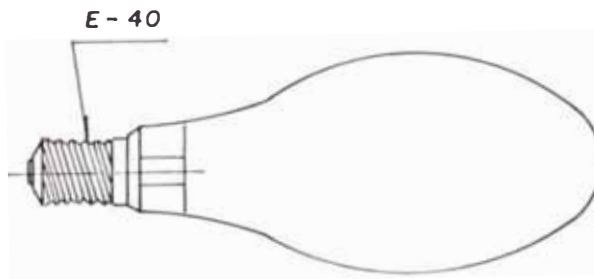


TAPA DE ALUMINIO FUNDIDO  
DISEÑADO PARA PORTA ACCESORIOS  
REMOVIBLE SIN HERRAMIENTAS  
GRADO DE HERMETICIDAD IP-23

SISTEMA DE FIJACION  
BISAGRA Y GANCHOS DE ACERO  
INOXIDABLE.

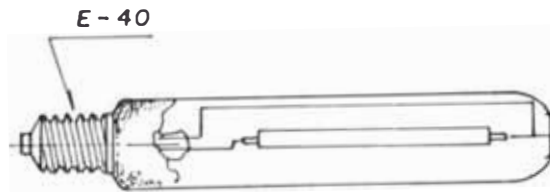
CUBIERTA  
ACRILICO CON ARO DE ALUMINIO  
FUNDIDO Y EMPAQUETADURA  
ELASTOMERICA (HYPALON 150°  
IP-53

SOPORTE PORTA LAMPARA  
REGULA ENFOQUE HORIZONTAL  
Y VERTICAL DEL PORTA LAMPARA  
TIPO E-40



LAMPARA DE VAPOR  
DE MERCURIO

FIG. 5.5



LAMPARAS DE VAPOR  
DE SODIO

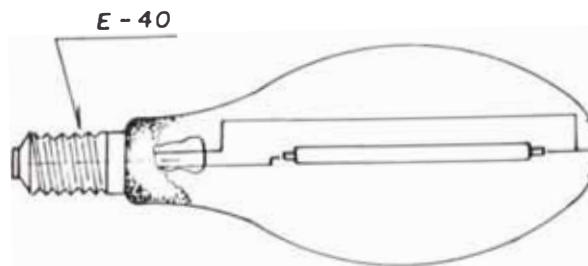


FIG. 5.6

### 5.3.3.3 Pastorales

Se les utiliza como soporte de las luminarias en las redes de alumbrado público. Se les especifica de concreto armado con estructura de fierro. Se les designa del modo siguiente:

xx / xx / xx / xx  
 └ diámetro en el embone al poste  
 altura  
 alcance  
 tipo de pastoral

Los tipos de pastorales son los siguientes:

- P.S. : Pastoral simple (de un sólo brazo)
- P.D. : Pastoral doble (de dos brazos)
- P.T. : Pastoral triple (de tres brazos)
- P.C. : Pastoral cuádruple (de cuatro brazos)

En el mercado nacional se pueden encontrar los siguientes tipos, los cuales son los más utilizados en redes de distribución secundaria:

- \* Pastoral parabólico simple: P.S./1.5/1.9/120
- \* Pastoral parabólico recortado: P.S./1.5/1.3/90  
 P.S./1.5/1.3/120  
 P.D./1.5/1.3/120
- \* Pastoral tipo Sucre "C": P.S./1.3/0.90/95  
 P.D./1.3/0.90/95  
 P.T./1.3/0.90/125
- \* Pastoral tipo Sucre "C" recortado:  
 P.S./0.5/0.25/95  
 P.S./0.5/0.25/125  
 P.D./0.5/0.25/125  
 P.T./0.5/0.25/125  
 P.C./0.5/0.25/125

La relación de fabricantes nacionales de pastorales es la misma que la señalada para postes. Las figuras 5.7 y 5.8 muestran algunos pastorales.

PASTORAL DE CONCRETO PARABOLICO SIMPLE  
PS/1.50/1.90/90

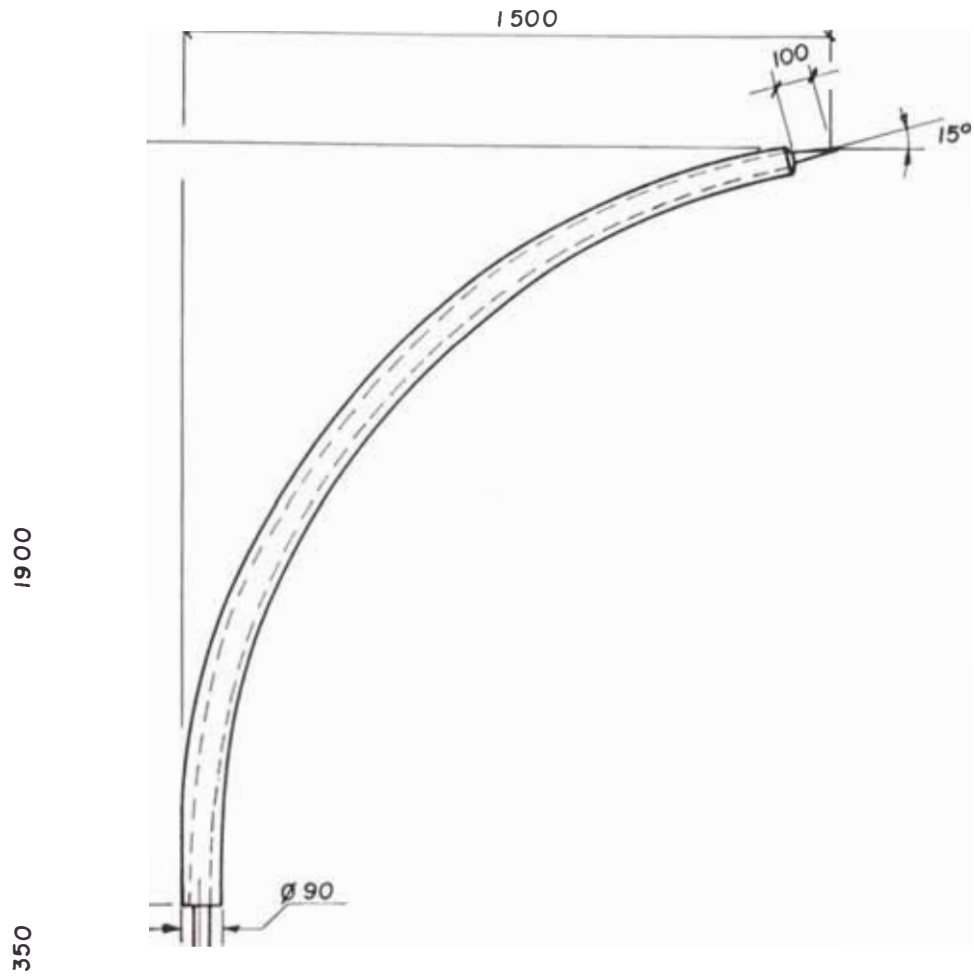


FIG. 5.7

PASTORAL DE CONCRETO SUCRE C RECORTADO SIMPLE  
PS/0.50/0.25/95

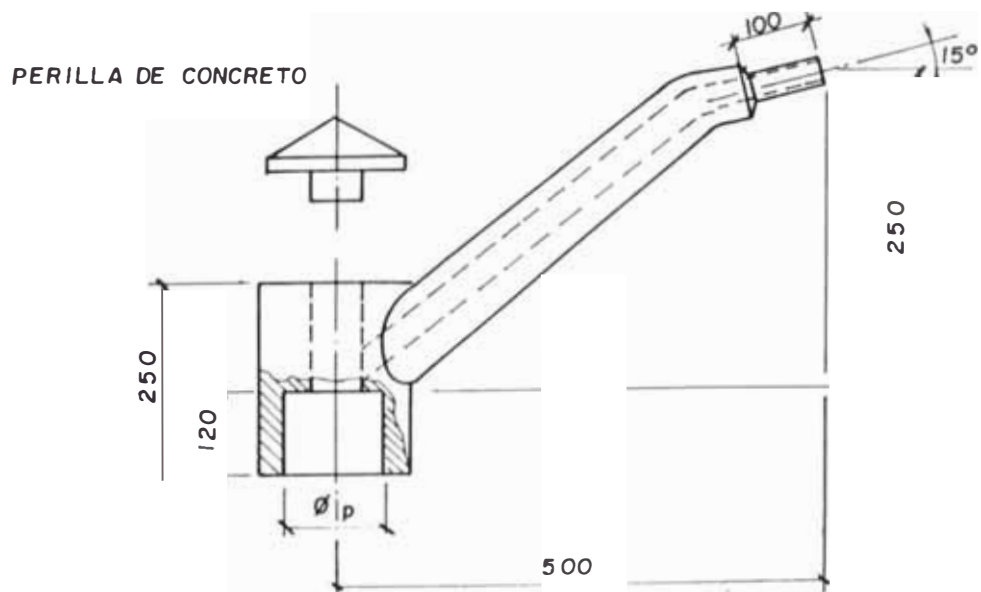


FIG. 5.8

#### 5.3.4 Empalmes y Puntas Muertas

Los empalmes actualmente utilizados están constituidos por resina aislante, que se vierte dentro de una mufla plástica, dentro de la cual se ha procedido a efectuar la conexión eléctrica que garantiza la continuidad del cable, a través de entorchado, conectores de presión o uniones de soldadura. Las puntas muertas son de igual característica que los empalmes, sólo que no existe conexión alguna. Son de fabricación nacional y entre los fabricantes más importantes podemos encontrar a: Electropartes y Servicables.

La figura 5.9 ilustra lo que es un empalme.

#### EMPALME

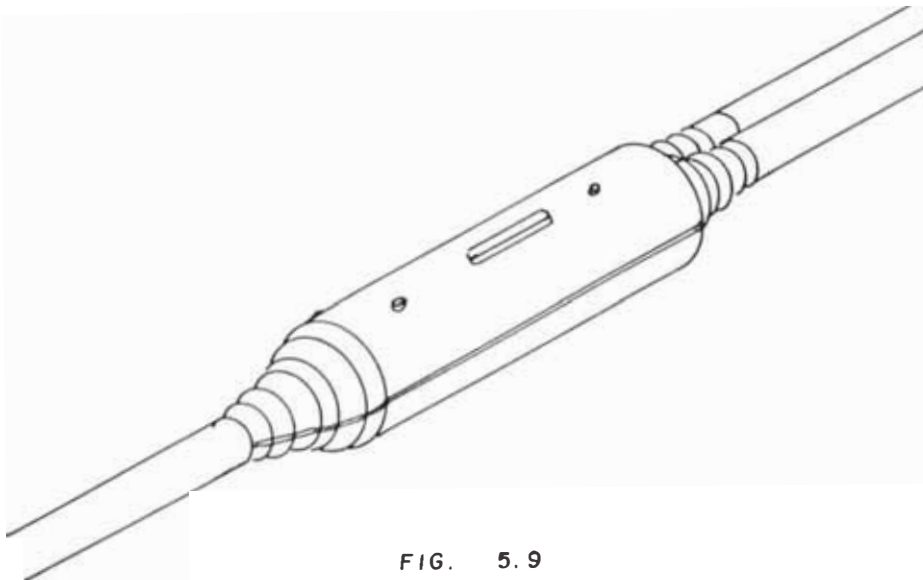


FIG. 5.9

CAPITULO VI

PLANOS



## CAPITULO VI

### PLANOS

Los planos son representaciones gráficas, tanto esquemáticas así como de las características y ubicación que se propone dar a las instalaciones. Los planos que necesariamente deben incluirse en el proyecto son los siguientes:

- a) Plano de ubicación.
- b) Plano de lotización.
- c) Plano de redes de distribución secundaria.

#### 6.1 Plano de Ubicación

El plano de ubicación debe dibujarse a una escala normalizada de 1/5000. Deberá indicar la relación geográfica del área de cuya electrificación se trata con indicación de las vías públicas o puntos principales de referencia, así como incluir la orientación magnética y las coordenadas magnéticas. Se debe resaltar la parte a electrificar y señalar la ubicación y el número de las subestaciones existentes y proyectadas. Generalmente, se le ubica en el ángulo superior derecho del plano de redes de distribución secundaria.

## 6.2 Plano de Lotización

El plano de lotización deberá señalar con precisión la identificación de cada manzana y lote, con indicación de su área útil.

Tal como se ha manifestado en el Capítulo II, este plano deberá estar visado o aprobado por la Municipalidad Provincial respectiva a fin de trabajar con la seguridad de que los cortes de calles, disposición de las manzanas, ubicación de las áreas libres y áreas destinadas a otros usos, sean los definitivos y no sufran alteraciones que motiven que el proyecto eléctrico quede nulo. Para comprobar la veracidad de este plano debe comparársele con una visita al área a electrificar.

## 6.3 Plano de Redes de Distribución Secundaria

El plano de redes de distribución secundaria deberá presentarse en escala 1:1000 (puede usarse también 1:2000 ó 1:500), incluyendo lo siguiente:

- a) El rótulo con la indicación de: título del plano, nombre de la habilitación, nombre del propietario, nombre y N° CIP del proyectista, ubicación geográfica del área, fecha, escala empleada y N° del plano. El tamaño del rótulo debe estar acorde al tamaño del plano, y generalmente se le ubica en el ángulo inferior derecho.



















- b) Cuadro de leyendas que generalmente va ubicado encima del rótulo con la descripción exacta del material en los casos de cables, postes, pastorales, luminarias y lámparas.
- c) Ubicación que se proyecta dar a los cables, profundidad de instalación, materiales de relleno utilizados en las zanjas y cruzadas. Las instalaciones típicas son las siguientes:
- En zanjas: cables directamente enterrados debajo de veredas, jardines públicos, parques y en general en zonas no destinadas a tráfico vehicular.  
Ancho normal de zanja = 0.5 m.  
Profundidad de instalación = 0.6 m.
  - En cruzadas: para cruces de calles, con ductos de concreto de dos o cuatro vías.  
Ancho normal de cruzadas = 0.8 m.  
Profundidad de instalación de ducto = 1.0 m.
- d) Características y detalles de las unidades de alumbrado público. Indicación de los cortes de vías a fin de mostrar todas las disposiciones de cables que se tengan y los ejes de ubicación de las unidades de alumbrado público.
- e) Detalles de las salidas de los alimentadores de las subestaciones, a fin de facilitar una rápida identificación de la cantidad y tipo de subestacio

nes utilizadas y el número de alimentadores derivados de cada una de ellas. Las subestaciones deben ser dibujadas con la misma orientación que tengan en el plano de redes.

- f) Cuadro de cargas por alimentador, indicando la sub estación a la que se proyecta conectarlo, sección en  $\text{mm}^2$ , corriente en ampere y máxima demanda en kW.
- g) Notas relativas a la tensión nominal, calificación eléctrica para las cargas de vivienda, demandas máximas de las cargas especiales, etc.
- h) Ubicación de las instalaciones eléctricas existentes.
- i) Orientación magnética y nombre de las vías públicas.

#### 6.4 Simbología establecida por el Código Nacional de Electricidad y la Norma DGE-002-P-4

Los símbolos mostrados a continuación se dan en el Tomo I "Prescripciones Generales" del C.N.E. y en el Anexo 5 de la Norma DGE 002-P-4.

SIMBOLO	DESCRIPCION
<b>Proyecto Servicio</b>	
<b>* Subestaciones</b>	
	 S.E. de Seccionamiento - S.E.S.
	 S.E. Compacta Subterránea - S.C.S.
	 S.E. Compacta Pedestal - S.C.P.
	 S.E. de Superficie - S.S.S.
	 S.E. Subterránea en Caseta - S.S.C.
	 S.E. Aérea montada en un poste - S.A.M.
	 S.E. Aérea montada en dos postes - S.A.B.
<b>* Redes Subterráneas</b>	
	Subsistema de Distrib. Secund.-S.D.S.
	 Instalac. de Alumbrado Público - I.A.P.
<b>* Miscelánea</b>	
	Poste, Pastoral y Luminaria
	Cruzada
	Empalme
	Punta Muerta

### 6.5 Normalización de Detalles

Como complemento a lo expuesto en el presente capítulo, a continuación se muestra a modo de referencia algunas láminas de materiales y montaje o instalación que pueden incluirse dentro del "plano de detalles" que necesariamente debe acompañar al plano de redes de distribución secundaria.

Las láminas están presentadas en formato A4 para simplificar el manejo de la presente tesis, sin embargo, todos ellos y los que se consideren necesario agregar pueden ir en un solo plano de un tamaño normalizado adecuado.

Se incluye las siguientes láminas A4:

Lámina VI-1 : Plano de ubicación referencial; modelo típico.

Lámina VI-2 : Poste de concreto de 11m con pastoral PD/0.50/0.25/120 con perilla.

Lámina VI-3 : Poste de concreto de longitud variable con pastoral PS/1.50/1.30/120.

Lámina VI-4 : Poste de concreto de 6m con farola.  
Detalle de cimentación de postes.

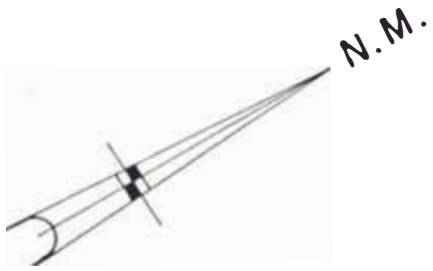
Lámina VI-5 : Corte de cruzada de 2 vías.  
Corte de cruzada de 4 vías.

Lámina VI-6 : Detalle típico de instalación de cables.  
Ubicación típica de cruzadas.

Lámina VI-7 : Notas típicas y modelo de rótulo.

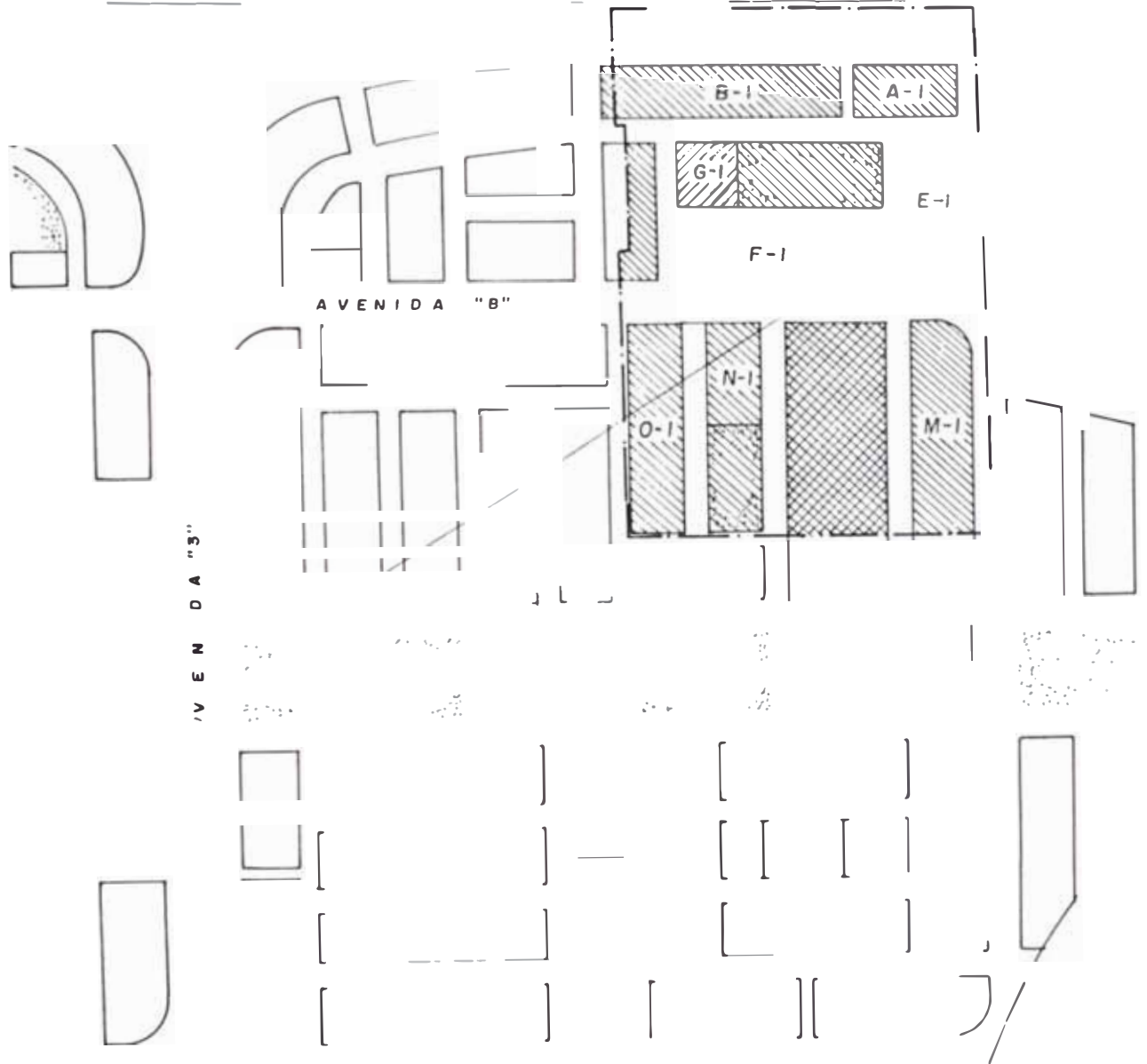
Como puede apreciarse, el proyectista puede tener planos modelos o normalizados de detalles que con muy pocas modificaciones o sin necesidad de ellas pueden servirle para la gran mayoría de proyectos.

Pero el plano de redes de distribución secundaria será diferente para cada proyecto y será similar a los mostrados en el Capítulo IV dentro de cada ejemplo de aplicación.



PARCELA " "

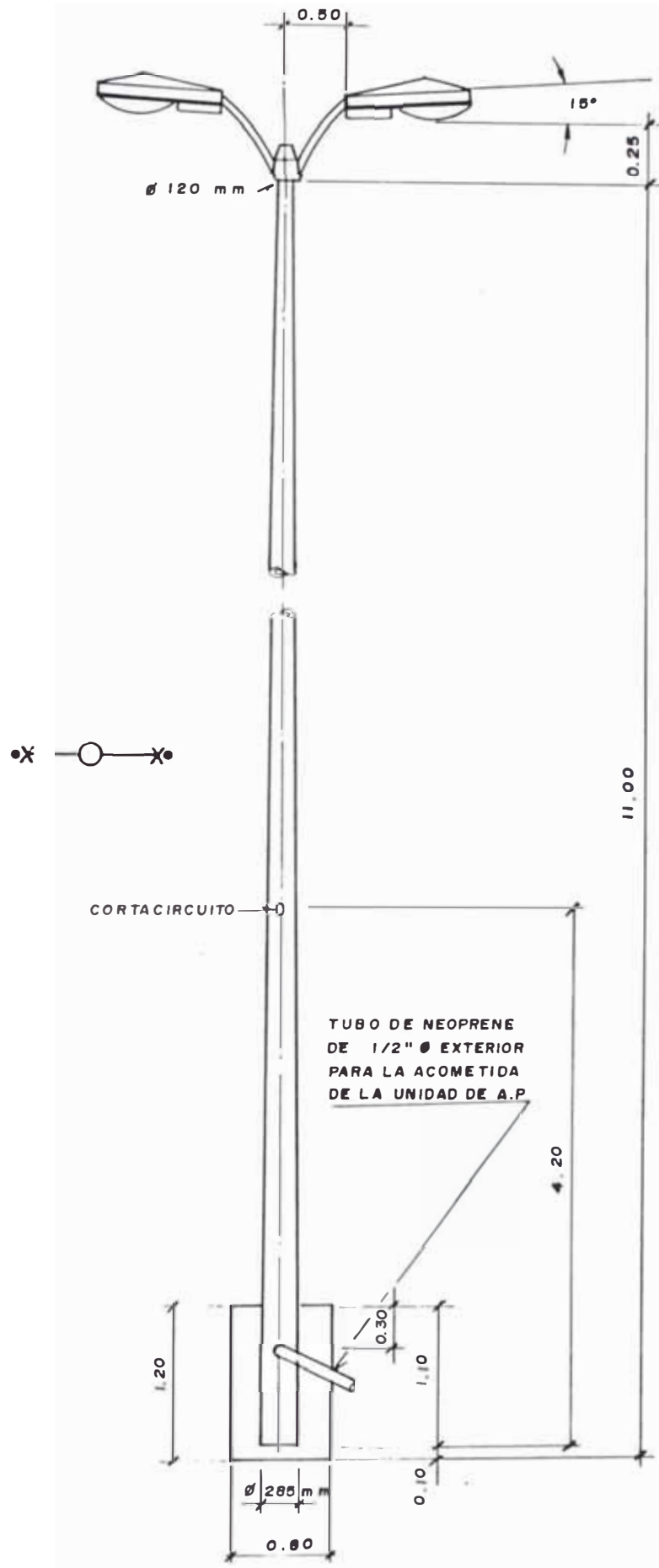
AUTOPISTA CHILLON - TRAPICHE



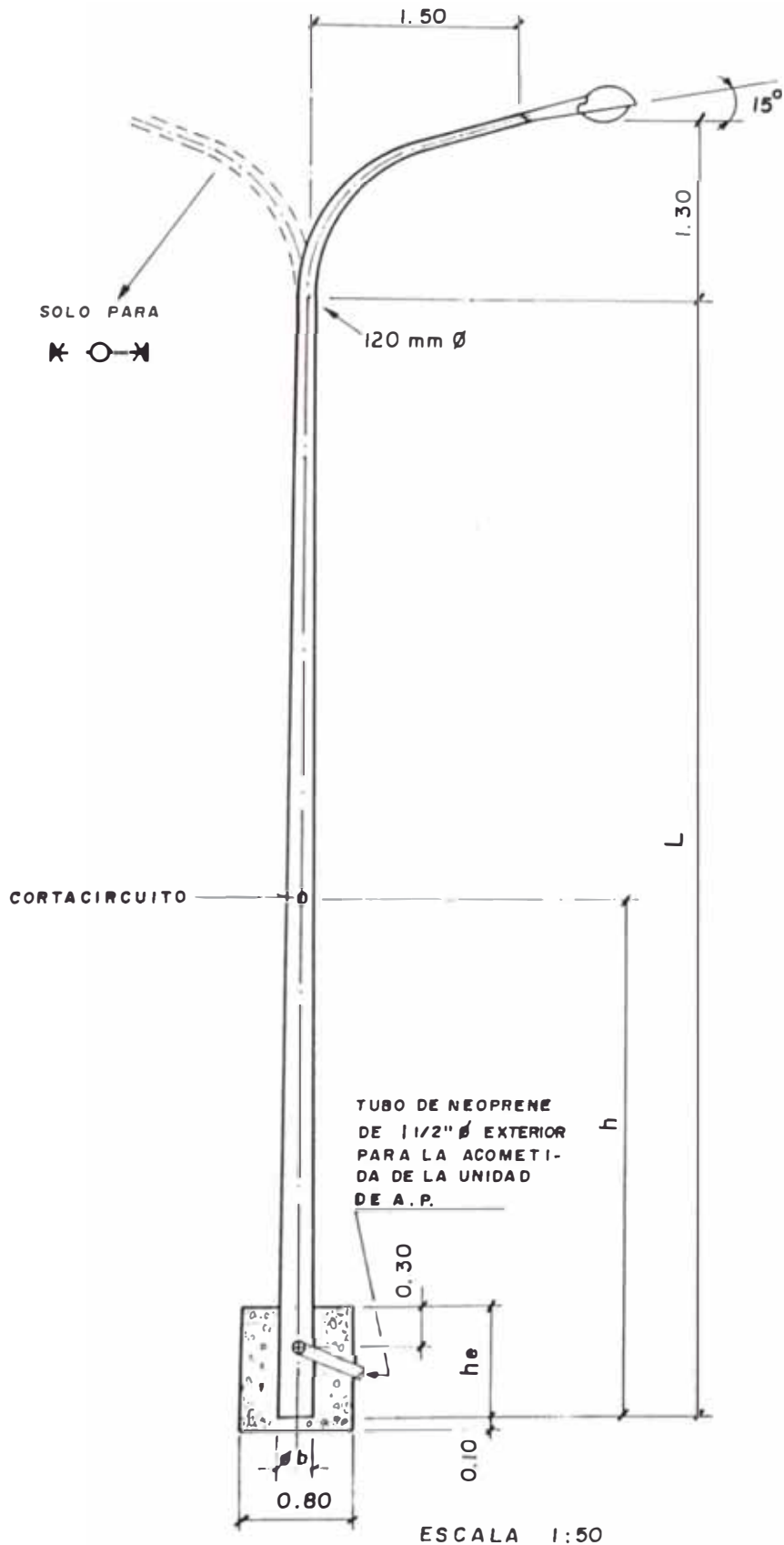
PLANO MODELO DE UBICACION ESCALA: 1/5000



POSTE DE CONCRETO CON PASTORAL  
PD/0.50/0.25/120  
CON PERILLA



ESCALA 1:50



SIMBOLO	L	$h_e$	h	$\varnothing_b$
$\bigcirc - \times$	7 m	0.70m	3.50 m	225mm
$\bigcirc - \times$	8 m	0.80m	3.70 m	240mm
$\bigcirc - \times \bullet$	9 m	0.90m	3.80 m	255 mm
$\times - \bigcirc - \times$	9 m	0.90 m	3.80 m	255mm

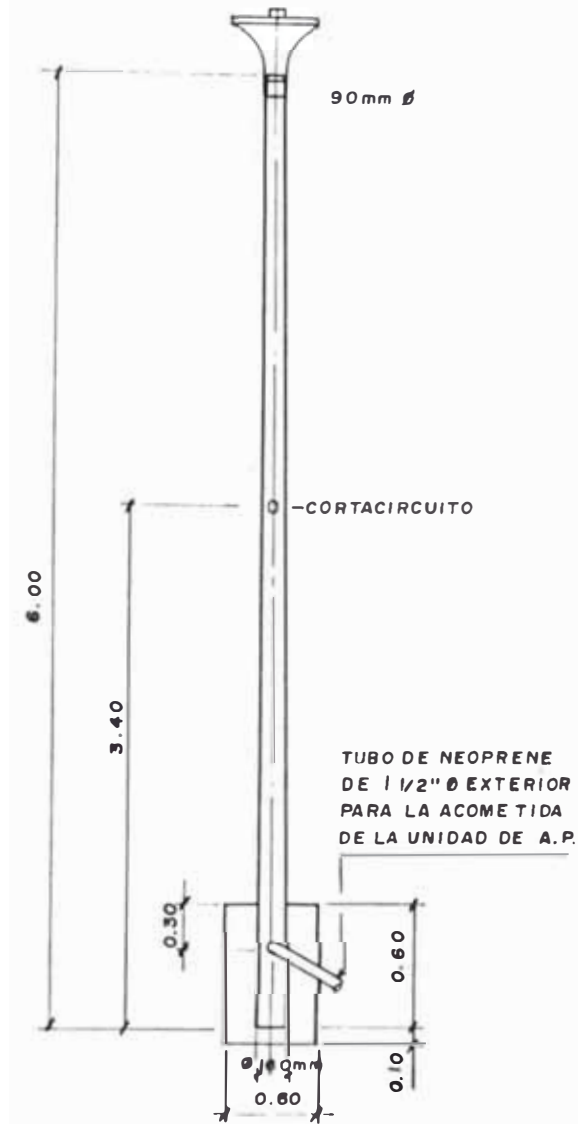
POSTE DE CONCRETO CON PASTORAL  
PS /1.50 / 1.30 / 120

# POSTE DE CONCRETO DE 6.00m. CON FAROLA

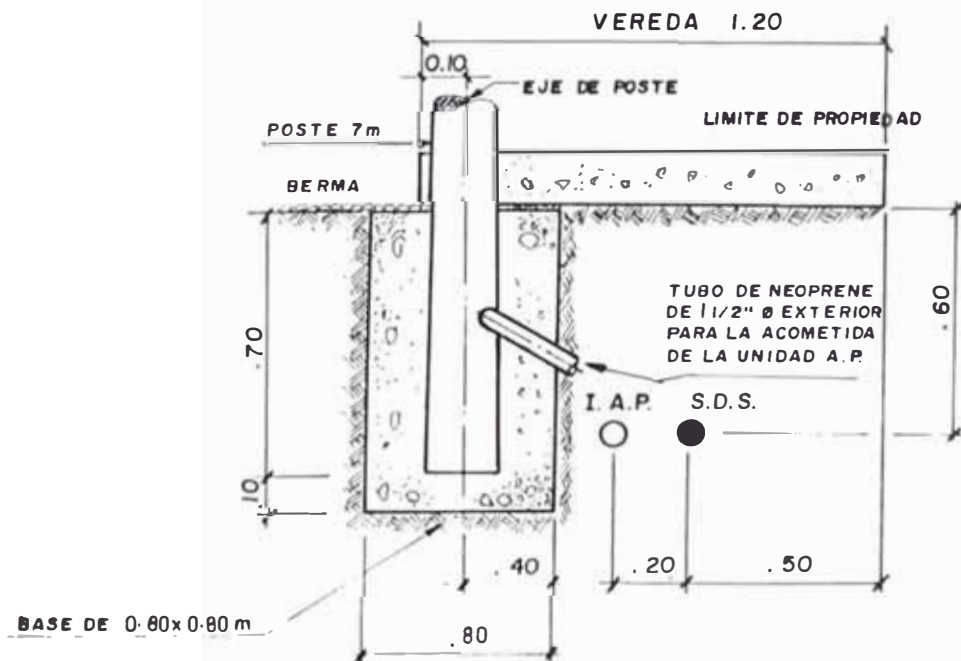
[LAMINA VI-4]

ESC. 1:50

SIMBOLO 

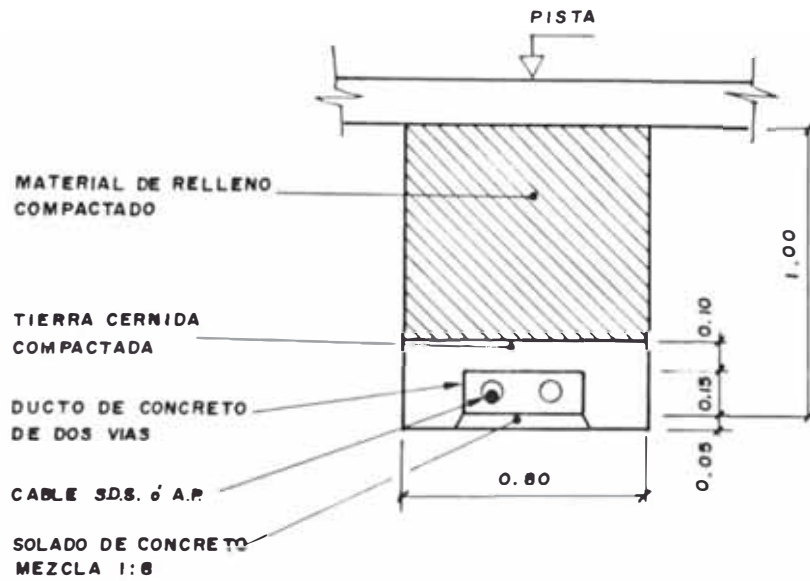


## DETALLE DE CIMENTACION DE POSTE



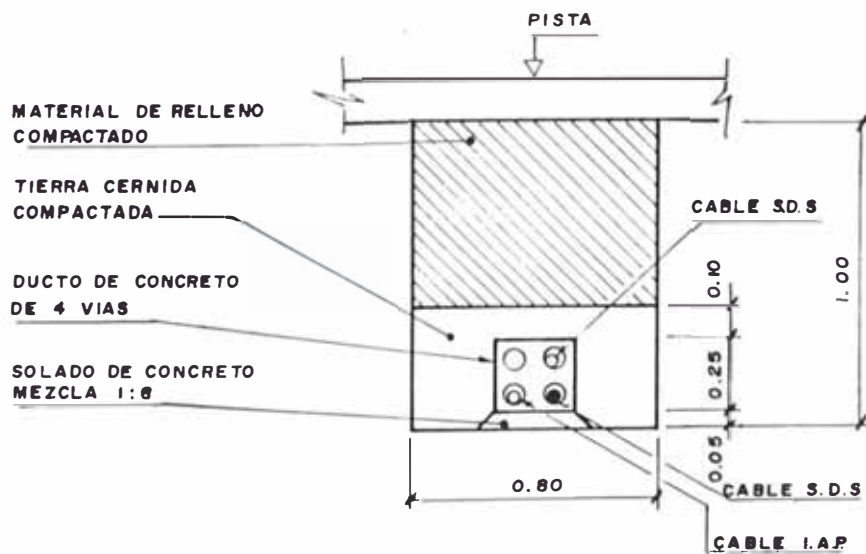
ESCALA 1:20

## CORTE DE CRUZADA DE 2 VIAS TIPO 2



ESCALA 1:25

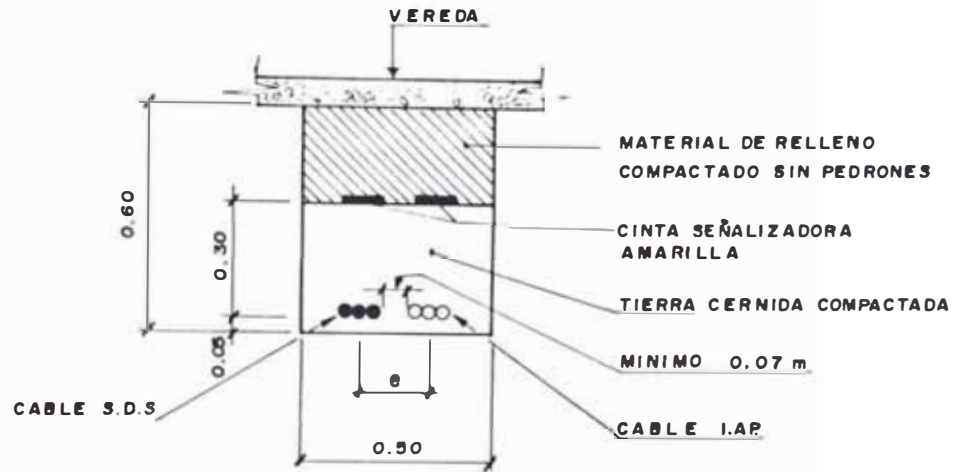
## CORTE DE CRUZADA DE 4 VIAS TIPO 4



ESCALA 1:25

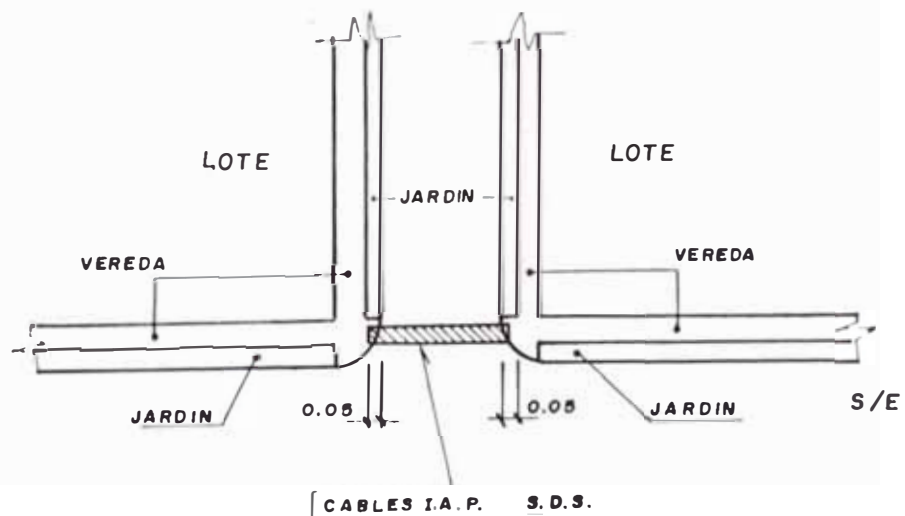
# DETALLE TIPICO DE INSTALACION [LAMINA VI-6] DE CABLES

SECCION (mm <sup>2</sup> )	Ø (mm)
120	115
120	150



ESCALA 1:20

## UBICACION TIPICA DE CRUZADAS



[ CABLES I.A.P. S.D.S.

S/E

# NOTAS

1. Las secciones no indicadas en las redes de alumbrado público corresponden a 3-1x6 mm<sup>2</sup>. Asimismo corresponden a 2-1x6 mm<sup>2</sup> únicamente en los tramos extremos.
2. No se permitirá por cada cable y frente de manzanas más de un empalme adicional a los proyectados en la red de alumbrado público.
3. Durante el desarrollo de los trabajos deberá tenerse en cuenta lo siguiente:
  - \* Las zanjas deberán estar alineadas y niveladas.
  - \* Las unidades de alumbrado público deben ser instaladas y orientadas de tal manera que los cortacircuitos queden ubicados al lado derecho si se mira al poste desde la pista.
4. Las unidades de alumbrado público serán instaladas de acuerdo a lo indicado en los cortes de las calles.
5. La red de agua se instalará a 1.00 m del borde exterior de la vereda en estacionamientos o jardines, y a 0.80 m de profundidad.
6. La red de desague se instalará en los ejes de pistas a 1.20 m de profundidad.
7. El eje de la cruzada se alineará con el eje de los cables proyectados cuando las esquinas no sean ochavadas, de lo contrario a 2.50 m (hacia adentro) del límite de propiedad y se extenderá a ambos lados hasta el filo de la vereda.
8. La longitud de los alimentadores a ser dejados al pie de las subestaciones proyectadas será determinada por la empresa regional.
9. Calificación Eléctrica:
10. Tensión Nominal:

---

## MODELO DE ROTULO

---

### HABILITACION URBANA PARA USO DE VIVIENDA EL PINAR PARCELAS "C" y "E"

PLANO DE		
	Dpto.	L I M A
	Prov.	L I M A
	Dist.	
	Fecha	
REV.	ESCALA	Nº DE PLANO
DIBUJO		

CAPITULO VII

MODELO REFERENCIAL

MEMORIA DESCRIPTIVA Y ESPECIFICACIONES TECNICAS

CAPITULO VII

MODELO REFERENCIAL

MEMORIA DESCRIPTIVA Y ESPECIFICACIONES TECNICAS

En el presente capítulo se presentará a modo de referencia modelos de memoria descriptiva y especificaciones técnicas que pueden ser útiles para la elaboración de un proyecto.

HABILITACION URBANA : .....  
(Nombre de la Habilitación)

PROPIEDAD DE : .....  
(Nombre del Propietario)

UBICADA EN : .....

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Generalidades

La habilitación urbana denominada .....  
está ubicada en el Distrito de .....  
Provincia de ....., del Departamento  
de .....

Mediante Resolución Municipal N°..... de fecha  
..... emitida por el Concejo Provincial de  
se aprobó los Estudios Preliminares de



Habilitación Urbana para uso de vivienda, comercio y otros usos, así como se otorgó la calificación desde el punto de vista eléctrico, la cual corresponde a ..... (W/lote, W/m<sup>2</sup>).

La citada localidad está ubicada a una altitud máxima de ..... m.s.n.m., el clima es ....., con una temperatura ambiente media máxima de ...°C. El terreno de la habilitación está desprovisto de accidentes topográficos y tiene la siguiente composición: .....  
 .....

## 1.2 Alcances del Proyecto

El presente proyecto comprende el diseño de las redes eléctricas subterráneas del subsistema de distribución secundaria y de las instalaciones de alumbrado público para la habilitación urbana.....  
 la misma que abarca un área bruta total de ..... m<sup>2</sup> de acuerdo con el plano de lotización N°.....

El área útil en la zona por habilitar está constituida por:

- a) ..... lotes para viviendas unifamiliares.
- b) ..... lotes para comercio.
- c) ..... lotes para educación.
- d) ..... lotes para otros usos.
- e) ..... etc.

### 1.3 Descripción del Proyecto

1.3.1 Redes Eléctricas : se han proyectado para instalación subterránea, tipo radial, sistema trifásico con ..... conductores, para una tensión nominal de .... V, a una frecuencia de 60 c/s.

#### 1.3.2 Demanda Máxima de Potencia

##### a) Subsistema de Distribucion Secundaria

Se ha calculado para la demanda máxima de potencia a la que tendrá derecho el usuario de acuerdo a lo siguiente:

##### \* Cargas para Uso de Vivienda:

..... w/lote con factor de simultaneidad 0.5 y suministro ..... ( detallar si es trifásico o monofásico). (\*)

##### \* Cargas para Usos Comerciales:

Seis (6) watt/m<sup>2</sup> del área del lote, con factor de simultaneidad 1.00 y suministro ..... (detallar si es trifásico o monofásico), de acuerdo a lo siguiente:

- Centro Comercial: .... kW (lote ..., Mz ...)
- ..... : .... kW (lote ..., Mz ...)

(\*) En el caso de que la calificación eléctrica sea de 6 W/m<sup>2</sup> ó 8 W/m<sup>2</sup> ó 2000 W/lote más 10 W/m<sup>2</sup>, y los derechos de máxima demanda calculados para cada lote son diferentes, deberá detallarse la relación de lotes, áreas y máxima demanda de cada lote.

\* Cargas para Usos Educativos:

Seis (6) watt/m<sup>2</sup> del área del lote, con factor de simultaneidad 1.00 y suministro trifásico, de acuerdo a lo siguiente:

- Colegio : .... kW (lote ....., Mz ....)
- ..... : .... kW (lote ....., Mz ....)

\* Cargas para .....

.....

b) Instalaciones de Alumbrado Público

Contemplan la utilización de las siguientes fuentes de luz:

- Lámparas de vapor de sodio de 150 W (ó 250 W) en las avenidas principales: .....
- Lámparas de vapor de mercurio de 250 W en las avenidas principales, calles con lotes comerciales y parques.
- Lámparas de vapor de mercurio de 125 W en las demás calles (laterales y pasajes).

Para los efectos de cálculos de caída de tensión se ha considerado lo siguiente:

Vía Pública	Lámpara (W)	Equipo Auxiliar (W)	Potencia Total (W)
Jirones y calles	125-Hg	12.3	137.3
Zonas comerciales y parques	250-Hg	17.5	267.5
Avenidas principales	150-Na	18.6	168.6

## c) Suministro de Energía Eléctrica

La alimentación eléctrica de las redes diseñadas para esta habilitación se ha previsto desde la(s) subestación(es) de distribución, ubicada(s) en el (los) lugar(es) que se indica(n):

\* Una subestación S.A.B "...." de distribución tipo aérea, proyectada frente al lote ... de la Mz ... de ..... kVA de demanda máxima; que constará de ... ( ) alimentadores de distribución siguientes:

Alimentador - 1 : alimentación SDS 1

Alimentador - 2 : alimentación SDS 2 (carga especial)

Alimentador - x : alimentación IAP - 1

\* Una subestación N° ..... de distribución tipo ....., existente en .....

La alimentación eléctrica de los lotes destinados a viviendas unifamiliares y comercio se ha previsto de preferencia por el frente de menor dimensión. La alimentación eléctrica a los lotes de cargas especiales se efectuarán por el lugar indicado por una flecha en el Plano N° .....

La alimentación eléctrica a cada lote donde termine el correspondiente cable alimentador se efectuará dentro de los 3 m contados a partir del límite con el vecino.

#### 1.4 Bases de Cálculo

Para el cálculo de las redes se ha considerado los requisitos estipulados en el Código Nacional de Electricidad, en las Normas DGE-002-P-4/1983, DGE-013-CS-1 y DGE-016-AP-1 del Ministerio de Energía y Minas.

Parámetros considerados:

- a) Caída de tensión máxima permisible en el extremo terminal más desfavorable de la red: 5% de la tensión nominal. La temperatura de operación promedio considerada para los cables es : .... °C.
- b) Capacidad de corriente de los cables alimentadores  
La capacidad de corriente de los cables alimentadores directamente enterrados se ha establecido para las siguientes condiciones de tendido y funcionamiento:
- Temperatura máxima admisible del conductor: 80°C
  - Temperatura del suelo : ....
  - Resistividad térmica del suelo . ....
  - Profundidad de tendido : 60cm
- c) Factor de potencia:
- Subsistema de Distribución Secundaria : 1.0
  - Instalaciones de Alumbrado Público : 0.9
  - Electrobomba : 0.85
- d) Factor de simultaneidad:
- Para las cargas de los lotes de vivienda : 0.5
  - Para todos los demás lotes : 1.0
  - Para alumbrado público : 1.0

## 1.5 Planos

Integran el presente proyecto los siguientes planos:

<u>Número</u>	<u>Designación</u>	<u>Escala</u>	<u>Fecha</u>
.....	Redes Eléctricas de SDS e IAP	1/1000	.., 19..
.....	Detalles, Notas	1/1000	.., 19..
.....	Diagramas de Distribución de Cargas	1/1000 ó s/e	.., 19..

## 2. ESPECIFICACIONES TECNICAS

### 2.1 Especificaciones Técnicas de Materiales

#### 2.1.1 Postes

Los postes estarán constituidos por armadura de hierro y concreto. Fabricados por sistemas de centrifugación o de vibración. Deberán cumplir con las normas siguientes:

- ITINTEC 339.027 "Postes de Concreto Armado para Líneas Aéreas" en lo relativo a diseño, fabricación y pruebas.
- DGE 015-PD-1 "Postes, Crucetas y Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución" en lo relativo a diseño y fabricación.

Dimensiones y características mecánicas:

Longitud (m)	Carga de Trabajo (kg)	Diámetro en el Vértice (mm)	Diámetro en la Base (mm)

El coeficiente de seguridad en todos los casos será igual a dos (2). Los postes serán capaces de poderizarse desde su centro de gravedad sin exceder los esfuerzos de diseño.

#### 2.1.2 Cables

Los cables serán con conductores de cobre electrolítico de 99.9% de conductibilidad, con aislamiento de PVC, con protección del mismo material, del tipo NYY unipolares; duplex (blanco y negro) y paralelos (blanco, rojo y negro) para una tensión nominal de 1 kV y fabricados según Normas IEC 228-1978 para conductores, e IEC-502-1978 para aislamiento, máxima temperatura de operación de 80°C.

Las derivaciones a las unidades de alumbrado público hasta el cortacircuito se efectuarán con cable tipo NYY de 2-1x6 mm<sup>2</sup> duplex (blanco y rojo). El enlace entre el cortacircuito y la luminaria se hará mediante cable extraflexible del tipo NYY de 2 x 2.5 mm<sup>2</sup>, no permitiéndose empalmes en este tramo. Las acometidas, tanto de las viviendas como de alumbrado público, deben empalmarse al cable alimentador, de tal forma que se obtenga un equilibrio de carga en las tres fases de dicho cable.

### 2.1.3 Unidades de Alumbrado Público

#### 2.1.3.1 Luminarias

Serán debidamente aprobadas por la Empresa Concesionaria (ELECTRO.....) (comprendidas en su Listado de Materiales Técnicamente Aceptables), con las siguientes características:

- Carcasa de aluminio o de polyester reforzado con fibra de vidrio, pantalla reflectora, cubierta de acrílico transparente, recinto porta accesorios, portalámpara antivibrante con rosca E-40, pernería y cierre de acero inoxidable y cableado interior con conductores de aislamiento tipo silicona de 1.5 mm<sup>2</sup>.

- Clasificación Fotométrica:

Del tipo II, corto, haz semirecortado para lámparas de vapor de mercurio a alta presión de 125 W y 250 W, 220 V y 60 c/s.

Del tipo II, mediano, haz semirecortado para lámpara de vapor de sodio a alta presión de 150 W, 220 V y 60 c/s.

#### 2.1.3.2 Farolas

Serán debidamente aprobadas por la Empresa Concesionaria (ELECTRO.....) (comprendidas en su listado de Materiales Técnicamente Aceptables), con las siguientes características:



- Diseñadas para lámparas, de vapor de mercurio a alta presión, de 125 W.
- Cuerpo o armadura de aluminio fundido con cavidad para los accesorios, portalámpara antivibrante con rosca E-40, pernería, resortes, seguros y cierre de fijación de acero inoxidable.
- Se fijarán al poste mediante embone con tres tornillos ubicados a 120° en el mismo plano.

#### 2.1.3.3 Equipo Accesorio

El equipo accesorio de lámparas de vapor de mercurio consistirá en:

- Reactor (limitador de corriente) para lámparas de 125 W y 250 W para una tensión nominal de 220 V, 60 Hz, con un consumo promedio de potencia de 12.3 W y 17.5 W respectivamente; con acabado exterior totalmente hermético, blindado o cubierto por resina a prueba de humedad o contaminación ambiental.
- Condensador para una tensión nominal de 220 V con una capacidad que permita corregir el factor de potencia del conjunto lámpara-reactor a un valor mayor o, igual a 0.9; llevará una resistencia que permita su descarga interna. Serán de 10 y 18  $\mu\text{f}$  para lámparas de vapor de mercurio de 125 y 250 W respectivamente.

El equipo accesorio de lámparas de vapor de sodio consistirá en:

- Reactor (limitador de corriente) para lámparas de 150 W para tensión nominal de 220 V, 60 Hz, con un consumo promedio de potencia de 18.6 W ; con acabado exterior totalmente hermético, blindado o cubierto por resina a prueba de humedad o contaminación ambiental.
- Condensador para una tensión nominal de 220 V con una capacidad que permita corregir el factor de potencia del conjunto lámpara-reactor a un valor mayor o igual a 0.9; llevará una resistencia que permita su descarga interna. Serán de 16  $\mu$ f para lámparas de vapor de sodio de 150 W.
- Arrancador (ignitor) para una tensión nominal de 220 V, 60 Hz; se instalará para facilitar el encendido de las lámparas de vapor de sodio de 150 W suministrando un pico de tensión a través de la lámpara en el encendido del orden de 3 a 4.5 kV.

#### 2.1.3.4 Lámparas

- Lámparas de vapor de mercurio:

Potencia (W)	:	125		250
Flujo luminoso (lúmenes)	:	6300		13500
Tensión de operación (V)	:	220 $\pm$ 5 %		
Vida promedio (horas)	:	12,000		
Posición de funcionamiento	:	cualquiera		
Casquillo	:	E-40		
Tipo	:	Bulbo		

- Lámparas de vapor de sodio:

Potencia (W)	: 150
Flujo luminoso (lúmenes)	: 14.000
Tensión de operación (V)	: 220 ± 5 %
Vida promedio (horas)	: 12.000
Posición de funcionamiento	: cualquiera
Casquillo	: E-40
Tipo	: Tubular

#### 2.1.3.5 Pastorales

Serán de concreto armado con estructura de hierro y con tubo de acero galvanizado de 1"  $\phi$  nominal, recubierto en la punta con tubo de PVC (SEL) de 1 1/2"  $\phi$  nominal. De superficie fina exenta de resanes y de las siguientes características:

PS/1.50/1.30/120 y PD/0.50/0.25/125.

Los pastorales se fijarán a sus respectivos postes mediante embone o espiga de tubo de acero galvanizado de 1"  $\phi$  nominal por 0.35 m de largo, manteniendo un ángulo de inclinación de 15°.

#### 2.1.3.6 Cortacircuitos

Serán del tipo bipolar de diseño aprobado por la Empresa Concesionaria (ELECTRO.....) y que constará de:

- a) Cuerpo aislante de plástico.
- b) Portafusibles con bornes de bronce plateado y pinzas de bronce.

c) Fusibles tipo "C" de 15 ampere.

d) Tapa de plástico con perno de fijación.

Se colocarán en los postes, a la altura que se detalla en el Plano N°...

#### 2.1.3.7 Cinta Señalizadora

Material : polietileno de alta calidad y resistente a los ácidos y álcalis.

Ancho : 13 cm.

Espesor : 1/10 mm.

Color : amarillo brillante, inscripción con letras negras que no pierdan su color con el tiempo y recubiertos con plástico.

Elongación : 250 %.

Las inscripciones deberán estar de acuerdo a lo estipulado por la Empresa Concesionaria (ELECTRO- .....).

#### 2.1.3.8 Ductos

Serán de concreto armado de dos o cuatro vías. Las vías serán de 90 mm para cables hasta 120mm<sup>2</sup> de sección y de 125 mm  $\varnothing$  para cables de mayor sección. Tendrán una longitud normalizada de 1 m. La superficie interna de las vías debe estar excenta de resanes y salientes que puedan dañar al cable. Los extremos del ducto estarán preparados para ser embonados con otro ducto.

### 2.1.3.9 Empalmes y Puntas Muertas

Para la unión de los cables entre sí y para las puntas muertas se usarán empalmes unipolares en molde de plástico con un sistema de fácil unión para asegurar un cierre hermético. Para llenar el molde se usará resina epóxica aislante para ser vertida por gravedad; constará de catalizador o endurecedor y el propio compuesto resinoso, que en combinación proveerá un material dieléctrico que sea adherible al cable para no permitir el ingreso de humedad a la unión. Para la unión de los conductores se usará conector de cobre soldado o prensado, de capacidad apropiada a las secciones de los conductores a unir.

## 2.2 Especificaciones Técnicas de Montaje

### 2.2.1 Generalidades

Las presentes especificaciones técnicas de montaje tienen por finalidad establecer los lineamientos y aspectos relativos a la ejecución de las obras electromecánicas del proyecto. Por lo tanto, complementan a las especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales eléctricos a utilizarse en la obra, así como también a los planos que son parte integrante del proyecto. Para la ejecución del montaje electromecánico se tendrá que aplicar las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y las Normas del Ministerio de Energía y Minas.

### 2.2.2 Alcances de los Trabajos

El contratista ejecutará los trabajos necesarios para construir las redes de tal forma que entregue al propietario una instalación completa y lista para entrar en servicio.

El alcance de la obra cubre lo siguiente :

- Retiro y transporte de los materiales hasta el lugar de su montaje.

Instalación de las redes eléctricas según especificaciones técnicas y planos.

Pruebas técnicas, recepción y puesta en servicio.

### 2.2.3 Montaje de Postes

Deberá cuidarse que durante las maniobras de transporte e instalación no se produzcan deformaciones, deterioros ni fisuras que permitan el ingreso de humedad o agua hasta el hierro. Se evitará arrastrarlos o efectuar perforaciones. No emplear herramientas punzo cortantes.

Los postes se instalarán en los puntos indicados en el plano de redes de distribución secundaria N°.... y de conformidad con lo indicado para los ejes de postes en los cortes típicos, salvo casos excepcionales que dificulten el tránsito peatonal o vehicular, en cuyo caso se reubicarán convenientemente previa autorización del Ingeniero Supervisor.

Deben ser izados de preferencia empleando vehículos dotados de brazos hidráulicos, con el fin de redu-

cir al mínimo el riesgo de que se produzcan fisuras y fracturas del cuerpo de concreto.

Los postes deben ser enterrados a una profundidad equivalente a la décima parte de su longitud y embutidos dentro de una cimentación de concreto ciclópeo de mezcla 1:3:5. El bloque de cimentación será de 0.8 m de diámetro por una profundidad de 0.1 m mayor que la longitud de empotramiento del poste. El ingreso de los cables subterráneos de acometida a los postes se hará a través de un tubo de 1 1/2"Ø de PVC-SAP o neoprene.

Se deberá comprobar la verticalidad del poste con plomada antes de proceder al llenado del agujero de cimentación. En los tramos rectos los postes deberán quedar alineados.

Los huecos de los cortacircuitos deben estar igualmente orientados. En el caso de los postes instalados en vereda quedarán orientados de modo que el cortacircuito quede hacia el lado derecho mirándolo desde la pista.

#### 2.2.4 Montaje de Cables

##### a) Cables Directamente Enterrados

Los cables directamente enterrados serán instalados en zanjas de 0.5 m de ancho por 0.65 m de profundidad mínima en el caso de uno o dos ca-

bles. Por cada cable adicional a instalarse el ancho de la zanja deberá incrementarse en 0.2 m.

El cable se colocará sobre una capa de arena o tierra cernida de 0.05 m de altura y se protegerá con otra capa del mismo material de 0.3 m después de la cual, sobre esta capa y a la altura de cada cable se colocará una cinta plástica de polietileno para señalización; el resto de la zanja se rellenará con tierra compactada sin pedrones, efectuándose un debido compactamiento.

La tierra cernida se obtendrá con zaranda de cocada de 1/2". Los cables en la misma zanja se instalarán con una separación mínima de 0.07 m entre sistemas.

Los carretes de los cables deberán ser tratados considerando las siguientes recomendaciones:

Rodarlo siempre en el sentido que indica la flecha que aparece pintada en la cara lateral del carrete a fin de evitar que las vueltas del cable se aflojen.

- No transportar el carrete de costado.
- Al izarlo no se debe presionar las caras laterales del carrete con la cadena de izamiento.
- Examinar cuidadosamente las caras laterales interiores del carrete para cuidar que no hayan clavos que puedan dañar el cable.



El tendido de los cables deberá efectuarse directamente del carrete de embalaje apoyado sobre un caballete especialmente acondicionado a nivel del piso o en las plataformas de vehículos automotrices.

Al efectuarse el tiro el cable no debe ser arrastrado, para lo cual se usará rodillos colocados a distancias no mayores de 3 m entre ellos u operarios maniobrando a la misma distancia de separación. Al maniobrar los cables o al tenderlos en curvas, se deberá tener especial cuidado de que los radios de curvatura que se formen no sean menores a 8 veces el diámetro de los cables que se estén manipulando, para evitar que se pueda dañar el aislamiento de PVC.

b) Cables en Ductos

Para un cable se utilizará ducto de dos vías, para 2 y 3 cables se utilizarán ductos de 4 vías. Como medida de precaución, antes de pasar los cables por los ductos, se debe verificar que no exista ningún elemento extraño dentro de ellos mediante el uso de un mandril metálico, cadenas unidas entre si o de un cepillo mecánico.

La operación del tendido del cable por un sistema de ductos se debe efectuar aplicando un tiro en forma suave y continua, sin brusquedad.

No se utilizará motores como elemento de tracción si no se cuenta con un tensiómetro para controlar la fuerza aplicada al cable. El cable debe ser tirado del carrete de embalaje en tal sentido que siempre se desarrolle de arriba hacia abajo y que gire sobre el eje del portabobina. Se deberá usar lubricantes adecuados, tales como grasa o talco, a fin de disminuir la fricción en el instante del tiro.

En todas la entradas o salidas de los ductos se colocarán boquillas acampanadas de plomo o madera, para evitar daños a los cables durante su tendido y en momentos de contracción o dilatación una vez ya instalados.

#### 2.2.5 Montaje de Pastorales y Luminarias

El montaje de los pastorales y luminarias debe efectuarse solamente una vez que hayan fraguado los cimientos de concreto de los postes, para evitar que éstos se desplomen cuando se coloquen los pastorales.

Los pastorales una vez montados, alineados y orientados correctamente, deben ser fraguados para evitar que se reviren por efecto del viento o por vibraciones ocasionadas por el tráfico vehicular.

Las luminarias deben ser montadas junto con los pastorales, para ello, previamente debe colocarse el

equipo accesorio en la cabina respectiva, e instalarse además el conexionado de enlace entre el cortacircuito y la lámpara.

Especial cuidado se tendrá en el conexionado de reactores y condensadores, a fin de evitar errores que ocasionen tensiones elevadas que reduzcan la vida útil de las lámparas.

#### 2.2.6 Montaje de Cruzadas

Los cables subterráneos que crucen las zonas de tránsito vehicular deberán ser protegidos con ductos de concreto disponiéndose un cable alimentador en cada vía del ducto.

Estos ductos se colocarán sobre un solado de concreto mezcla 1:8 de 5 cm de espesor y serán perfectamente alineados. Para el sellado de las uniones entre ductos se debe colocar un precintado de loneta y encima de ésta un anillo de cemento; además se taponearán con yute alquitranado las vías de reserva. La zanja para la colocación de los ductos será de 0.80 m de ancho por 1.05 m de profundidad mínimo. Los ductos se prolongarán hasta el filo de las veredas a ambos lados de la pista tal como se indica en el plano N°....

En cada extremo de la cruzada deberá construirse una pirca que evite el derrumbe de tierra en el momento del cruce del cable.

### 2.2.7 Empalmes y Puntas Muertas

Los materiales a ser usados en los empalmes y las puntas muertas serán debidamente aprobadas por la Empresa Concesionaria (ELECTRO.....).

Después de colocado el molde, en el interior del mismo se verterá la resina aislante a través de embudos apropiados hasta llenar completamente la cavidad del molde cuidando de hacerlo en forma uniforme y permitiendo el escape de las burbujas de aire.

La cubierta del cable en los puntos sobre los cuales se ajustarán los extremos del molde plástico se encintará con cinta aislante o se rellenará con masilla aislante eléctrica.

En los empalmes se debe tener especial cuidado en mantener la secuencia de los colores de las fases al unir los conductores. Los extremos finales de los cables se protegerán con puntas muertas con el mismo material previsto para los empalmes.

Tanto los empalmes como las puntas muertas deberán protegerse lateralmente y por la parte superior con una hilera de ladrillos rellenándose con arena o tierra cernida.

En el caso de los empalmes para derivaciones de los postes de alumbrado público, las acometidas deberán empalmarse al cable alimentador alternando las

fases, de tal manera que se procure el equilibrio de cargas en las tres fases. En este caso se debe prescindir de la secuencia de los colores.

Antes de empezar el montaje de un empalme en T es necesario asegurarse de que los cables a empalmarse corresponden al circuito que se está trabajando, a fin de evitar confusiones y lamentables accidentes.

Por ningún motivo los empalmes de circuitos diferentes deben efectuarse a la misma altura dentro de las zanjas, siempre deben estar escalonados y por lo menos a uno o dos metros de distancia, según la sección de los mismos.

### 2.3 Pruebas Técnicas

Al concluir los trabajos de montaje se deberá realizar las pruebas técnicas finales en presencia del Ingeniero Supervisor.

Se realizarán las pruebas siguientes:

#### A. Continuidad

Esta prueba se efectuará en los extremos del cable cortocircuitando el otro extremo.

#### B. Aislamiento

Debe de efectuarse en los extremos del cable dejado en el frente de la subestación o en los extremos del cable a empalmarse a una red existente.

Las pruebas se realizarán entre fases y fase-tierra. Los niveles de aislamiento mínimos tolerables en megaohms son los siguientes:

	Entre fases	Entre fase-tierra
Red S.D.S.	8 MΩ	5 MΩ
Red I.A.P.	3 MΩ	3 MΩ

C. Encendido del alumbrado público

Esta prueba se realizará poniendo en servicio el alumbrado público.

CAPITULO VIII

METODOLOGIA DE CALCULO TEORICO DE PERDIDAS DE  
ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

## CAPITULO VIII

### METODOLOGIA DE CALCULO TEORICO DE PERDIDAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Teniendo en cuenta el constante incremento del costo de producción de la energía, especialmente la de origen térmico, así como el incremento de gastos en la transmisión y distribución de energía en la prestación del servicio público de electricidad, se hace necesario un estudio para reducir a niveles técnica y económicamente aceptables las pérdidas de energía en los diferentes componentes de los sistemas eléctricos. Estas pérdidas se producen por diversos factores, tales como: efecto Joule, pérdidas en el núcleo de los transformadores, deficiencias en el sistema de medición y conexiones ilegales.

En el presente capítulo proponemos una metodología de cálculo para determinar las pérdidas de energía en sistemas de distribución secundaria subterráneas.

La aplicación de dicha metodología, permitirá a las Empresas Concesionarias establecer los niveles aceptables de pérdidas de energía en los sistemas de distribución secundaria subterráneas que atienden a las habilitaciones urbanas, a fin de que tengan patrones de referencia que les



permitan comparar con los valores de pérdidas de energía obtenidos a través de mediciones.

Puede seguirse la misma metodología de cálculo para establecer los niveles aceptables de pérdidas de energía cuando se trate de redes aéreas.

### 8.1 Premisas Adoptadas

En el presente estudio proponemos una metodología general para determinar en forma teórica los niveles aceptables de pérdidas de energía en los sistemas eléctricos de distribución secundaria subterráneos; pérdidas que corresponden a aquéllas que son inherentes a la operación del sistema, es decir, pérdidas por efecto Joule que se producen al circular la corriente eléctrica a través de los cables alimentadores. Para comprender mejor la metodología se analizará un caso particular, para el cual se ha considerado las siguientes premisas:

- a) Calificación eléctrica de 800 W/lote para las cargas de tipo residencial.
- b) Régimen de operación de 24 horas de servicio.
- c) Temperatura de operación promedio en los cables de distribución secundaria igual a 35 °C.
- d) En el diagrama de carga de un grupo de usuarios se debe interpretar que la máxima demanda del grupo sea igual al producto de la máxima demanda por usuario por el número de usuarios y por el factor de simultaneidad.

Las premisas a, b y c pueden modificarse de acuerdo a las características de cualesquiera de los casos que se desee analizar, aplicando la metodología que se detallará en el subcapítulo 8.2.

Para el cálculo de las pérdidas de energía en las redes de distribución secundaria, se ha considerado cargas concentradas por tramos en la misma forma que para el cálculo de la caída de tensión, con la diferencia de que para dicha carga se considerará el número de usuarios y no el amperaje.

También, para el cálculo de las pérdidas, el sistema de distribución secundaria se ha desagregado en los siguientes componentes:

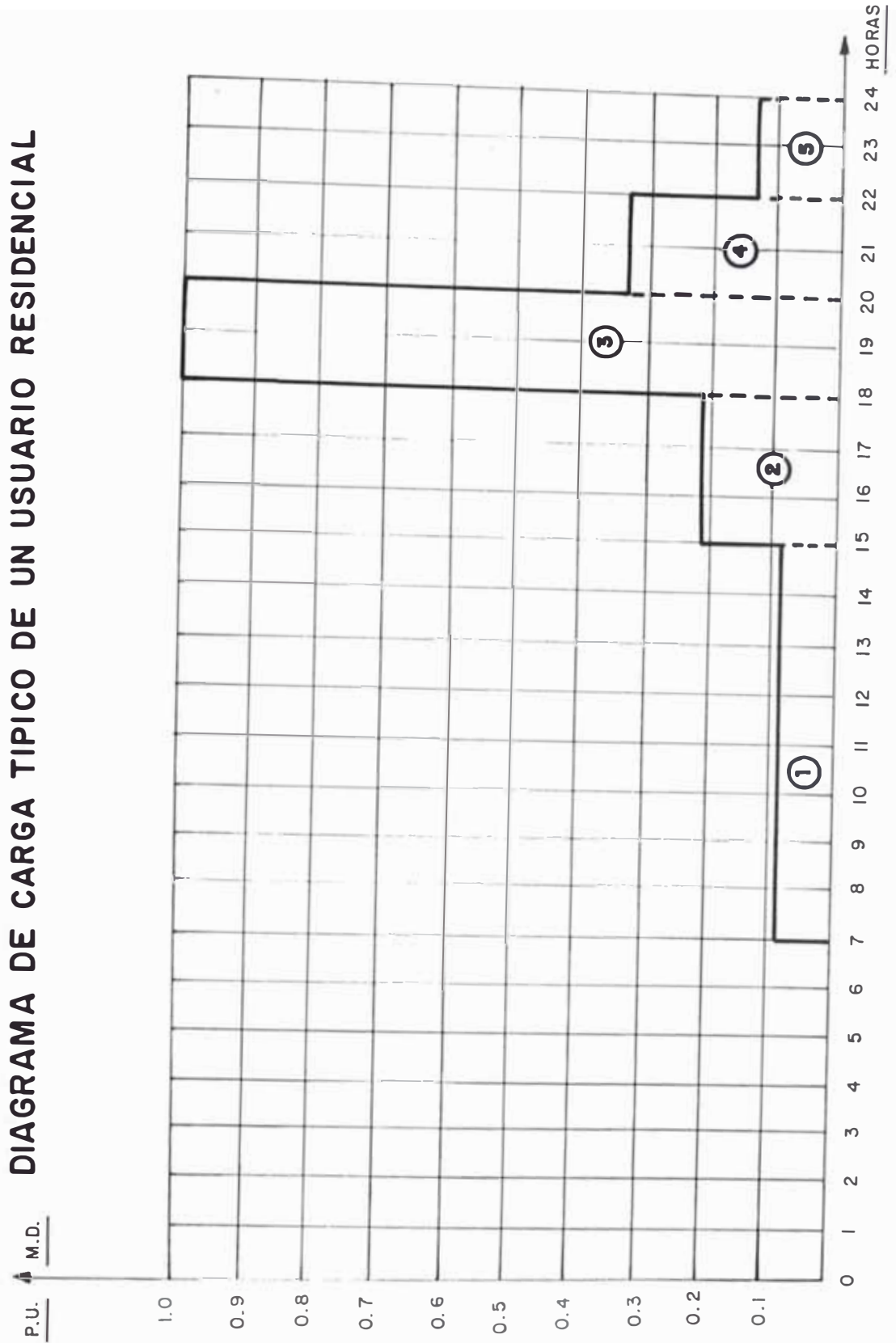
- Acometidas domiciliarias.
- Subsistema de distribución secundaria (S.D.S.).
- Instalaciones de alumbrado público (I.A.P.).

## 8.2 Metodología Propuesta

### 8.2.1 Pérdidas en acometidas domiciliarias

- a) Diagrama de carga diario típico de un usuario residencial.- El diagrama de carga diario típico ha sido asumido considerando un comportamiento lógico de las costumbres de uso de energía eléctrica por un usuario residencial; que se muestra en el diagrama de la fig. 8.1 con valores en por unidad (p.u.).

FIGURA 8.1



En el diagrama de carga de la figura 8.1 se ha asumido que no existe consumo entre las 00 y 07 horas, y que la máxima demanda se produce entre las 18 y 20 horas.

La asunción descrita es válida, ya que se está planteando una metodología a ser usada por las empresas concesionarias, quienes, para obtener resultados con mayor exactitud, deberán conocer los diagramas de carga típicos para los diferentes tipos de usuarios residenciales.

b) Energía consumida en un día por un usuario residencial

Las fórmulas a emplear son las siguientes:

$$E_u = MD \cdot f_{cu} \cdot 24 \quad \dots\dots\dots (8.1)$$

$$f_{cu} = \frac{E_u}{24 \cdot MD} = \frac{\sum (K_i \cdot \Delta t_i)}{24} \quad \dots\dots\dots (8.2)$$

$$K_i = \frac{D_i}{MD} = \frac{I_i}{I} \quad \dots\dots\dots (8.3)$$

$$I_i = K_i \cdot I \quad \dots\dots\dots (8.4)$$

donde:

$E_u$  es la energía consumida en un día por un usuario residencial, en kWh.

MD es la máxima demanda por usuario o calificación eléctrica, en kW.

$f_{cu}$  es el factor de carga del diagrama de carga diario de un usuario residencial.

$At_i$  es el intervalo de tiempo  $i$ , en horas (el valor de " $i$ " está identificado con un número encerrado en un círculo en la fig. 8.1.

$D_i$  es la demanda de potencia en el intervalo de tiempo " $i$ ", en kW.

$I_i$  es la corriente en el intervalo de tiempo " $i$ ", en Amp.

$I$  es la corriente a la hora de máxima demanda, en Amp.

$K_i$  es una constante de proporcionalidad, en por unidad (p.u), correspondiente al intervalo de tiempo " $i$ ", obtenida del diagrama de carga diario típico.

En el cuadro VIII-1 describimos la interpretación del diagrama de carga de la fig. 8.1 y calculamos el factor  $f_{cu}$ .

CUADRO VIII-1

DETERMINACION DEL FACTOR DE CARGA DEL  
DIAGRAMA DE CARGA DE LA FIGURA 8.1

$i$	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i \cdot At_i$ (horas)
1	0.0875	8	0.7000
2	0.2125	3	0.6375
3	1.0000	2	2.0000
4	0.3375	2	0.6750
5	0.1250	2	0.2500
$\Sigma (K_i \cdot At_i) \rightarrow$			4.2625

$\Sigma (K_i \cdot At_i)$  es un factor definido como las horas que se requiere utilizar la máxima demanda para obtener un consumo equivalente al de un usuario residencial en un día. Es también conocido como las "horas de utilización diarias".

Por aplicación de la ecuación (8.2) se tiene:

$$f_{cu} = \frac{\Sigma (K_i \cdot At_i)}{24} = \frac{4.2625}{24} = 0.1776$$

Reemplazando los valores en la ecuación (8.1), se determinará la energía consumida en un día por un usuario residencial:

$$E_u = 0.800 \text{ kW} \times 0.1776 \times 24 \text{ h}$$

$$E_u = 3.40992 \text{ kWh/día/usuario}$$

c) Deducción de la fórmula para determinar las pérdidas de energía en la acometida domiciliaria

Las pérdidas por efecto Joule en la acometida domiciliaria durante las 24 horas de servicio las determinaremos como sigue:

$$E_{pa} = 2 [I_1^2 \cdot r \cdot At_1 + I_2^2 \cdot r \cdot At_2 + \dots + I_n^2 \cdot r \cdot At_n]$$

De acuerdo a la ecuación (8.4):  $I_i = K_i \cdot I$

$$E_{pa} = 2 [(K_1 I)^2 \cdot r \cdot At_1 + (K_2 I)^2 \cdot r \cdot At_2 + \dots + (K_n I)^2 \cdot r \cdot At_n]$$

$$E_{pa} = 2 I^2 r [K_1^2 \cdot At_1 + K_2^2 \cdot At_2 + \dots + K_n^2 \cdot At_n]$$

$$E_{pa} = 2 I^2 r \left[ \sum_{i=1} (K_i^2 \cdot At_i) \right] \dots \dots (8.5)$$

El factor de pérdidas del diagrama de carga se puede calcular como:

$$f_{pu} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i^2 \cdot \Delta t_i)}{24} \dots\dots\dots (8.6)$$

Definimos:

$$p_a = 2 \cdot r_a \cdot I_a^2 \dots\dots\dots (8.7)$$

donde:

$p_a$  es la pérdida de potencia en la acometida en la hora de máxima demanda, en W.

$I_a$  es la corriente en la acometida a la hora de punta, en Amp.

$r_a$  es la resistencia de la acometida domiciliaria a la temperatura de operación, en ohm.

$E_{pa}$  es la pérdida diaria de energía por efecto Joule en la acometida domiciliaria, en Wh.

$$\left[ E_{pa} = 24 \cdot p_a \cdot f_{pu} \right] \dots\dots\dots (8.8)$$

d) Datos de la acometida y condiciones de operación

Tipo	: monofásica, subterránea
Tensión nominal	: 220 V
Factor de potencia	: 1
Material conductor	: cobre.
Sección nominal	: 6 mm <sup>2</sup>
Longitud promedio	: 4 m
Resistividad del cobre	: $\rho_{35^\circ C} = 0.0189947 \Omega\text{-mm}^2/\text{m}$ (ver G.2.2 del Anexo G)
Resistencia a 35°C	: 0.00317 ohm/m

e) Cálculo del factor de pérdidas

CUADRO VIII-2

DETERMINACION DEL FACTOR DE PERDIDAS DEL  
DIAGRAMA DE CARGA DE LA FIGURA 8.1

i	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i^2 \cdot At_i$ (horas)
1	0.0875	8	0.06125
2	0.2125	3	0.13547
3	1.0000	2	2.00000
4	0.3375	2	0.22781
5	0.1250	2	0.03125
$\Sigma (K_i^2 \cdot At_i) \rightarrow$			2.45578

Por aplicación de la ecuación (8.6) se tiene:

$$f_{pu} = \frac{\Sigma (K_i^2 \cdot A t_i)}{24} = \frac{2.45578}{24} = 0.102324$$

f) Cálculo de las pérdidas de energía en la acometida domiciliaria ( $E_{pa}$ )

$$I_a = \frac{800 \text{ W}}{220 \text{ V}} = 3.63636 \text{ Amp}$$

$$r_a = 0.00317 \text{ ohm/m} \times 4 \text{ m} = 0.01268 \text{ ohm}$$

Reemplazando en la ecuación (8.7):

$$p_a = 2 r I^2 = 2 \times 0.01268 \text{ ohm} \times (3.63636 \text{ Amp})^2$$

$$p_a = 0.33534 \text{ W}$$



Finalmente, reemplazando los valores en la ecuación (8.8) se determinará las pérdidas en la acometida domiciliaria.

$$E_{pa} = 24 \cdot p_a \cdot f_{pu} - 24 \text{ h} \times 0.33534 \text{ W} \times f_{pu}$$

$$E_{pa} = 8.04816 \times f_{pu}$$

$$E_{pa} = 8.04816 \times 0.102324$$

$$E_{pa} = 0.82352 \text{ Wh/día/usuario residencial}$$

### 8.2.2 Pérdidas en el Subsistema de Distribución Secundaria

#### a) Diagrama de carga diario típico de un grupo de usuarios

El diagrama de carga diario típico de un grupo de usuarios residenciales se ha determinado con las mismas consideraciones de uso de energía eléctrica por un usuario residencial, a las que agregaremos las siguientes premisas:

MD es la máxima demanda por usuario o calificación eléctrica.

MD<sub>t</sub> es la máxima demanda total del grupo de usuarios.

N es el número de usuarios residenciales.

f<sub>s</sub> es el factor de simultaneidad.

E<sub>u</sub> es la energía consumida en un día por un usuario

E<sub>t</sub> es la energía total consumida en un día por el grupo de usuarios.

$f_{cgu}$  es el factor de carga de un grupo de usuarios.

a.1) Cálculo del factor de carga de un grupo de usuarios

Empleamos las siguientes ecuaciones:

$$* E_t = MD_t \cdot f_{cgu} \cdot 24 \dots\dots\dots (8.9)$$

$$* E_t = N \cdot E_u \dots\dots\dots (8.10)$$

$$* MD_t = MD \cdot N \cdot fs \dots\dots\dots (8.11)$$

Igualando las ecuaciones (8.9) y (8.10):

$$MD_t \cdot f_{cgu} \cdot 24 = N \cdot E_u$$

Reemplazando el valor de  $MD_t$  dado por la ecuación (8.11):

$$MD \cdot N \cdot fs \cdot f_{cgu} \cdot 24 = N \cdot E_u$$

$$f_{cgu} = \frac{E_u}{MD \cdot fs \cdot 24} \dots\dots (8.12)$$

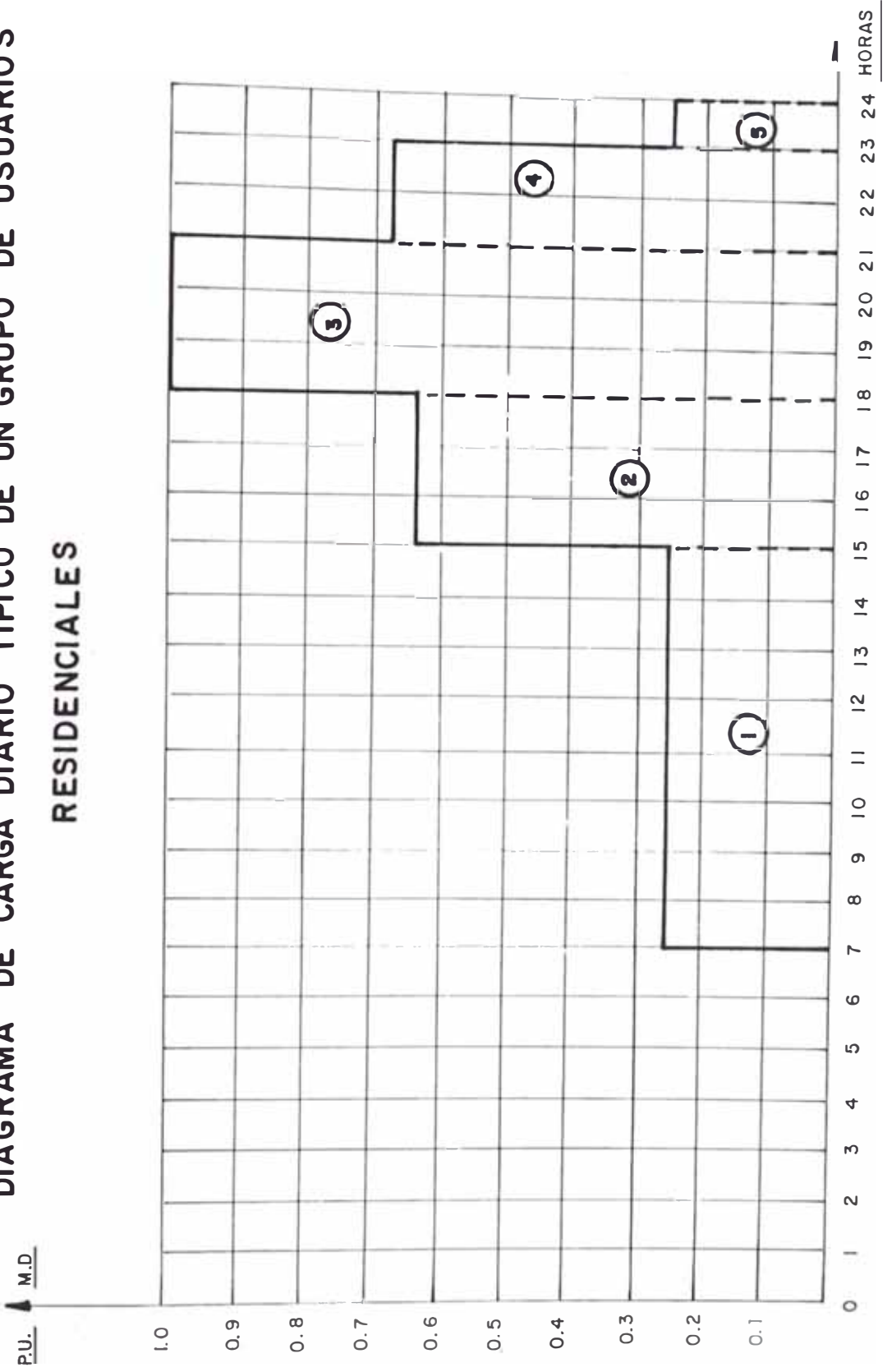
Reemplazando los valores de  $E_u = 3.40992$  kWh,  $MD = 0.800$  kW y  $fs = 0.5$  en la ecuación (8.12) obtenemos:

$$f_{cgu} = \frac{3.40992 \text{ kWh}}{0.800 \text{ kW} \times 0.5 \times 24 \text{ h}} = 0.35520$$

El diagrama de carga diario que se asuma debe cumplir con esta condición, es decir, debe tener un valor de  $f_{cgu}$  igual a 0.35520. El diagrama asumido se muestra en la figura 8.2.

FIGURA 8.2

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO TIPOICO DE UN GRUPO DE USUARIOS RESIDENCIALES



- a.2) Cálculo comprobatorio del factor de carga ( $f_{cgu}$ ) a partir del diagrama de la figura 8.2. Preparamos el siguiente cuadro de valores.

CUADRO VIII-3

DETERMINACION DEL FACTOR DE CARGA DEL DIAGRAMA DE CARGA DE LA FIGURA 8.2

i	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i \cdot At_i$ (horas)
1	0.25	8	2.0000
2	0.64	3	1.9200
3	1.00	3	3.0000
4	0.675	2	1.3500
5	0.25	1	0.2500
$\Sigma (K_i \cdot At_i) \rightarrow$			8.5200

Por aplicación de la ecuación (8.2) se tiene:

$$f_{cgu} = \frac{\Sigma (K_i \cdot At_i)}{24} = \frac{8.52}{24} = 0.355$$

Por lo tanto, el diagrama de carga de la figura 8.2 cumple con tener un  $f_{cgu}$  igual a 0.355.

- b) Deducción de la fórmula para determinar las pérdidas en S.D.S. ( $E_{ps}$ )

Las pérdidas de energía por efecto Joule en el subsistema de distribución secundaria durante 24 horas de servicio las determinaremos como sigue:

$$E_{ps} = 3 [I_1^2 \cdot r \cdot At_1 + I_2^2 \cdot r \cdot At_2 + \dots + I_n^2 \cdot r \cdot At_n]$$

$$E_{ps} = 3 [(K_1 I)^2 \cdot r \cdot At_1 + (K_2 I)^2 \cdot r \cdot At_2 + \dots + (K_n I)^2 \cdot r \cdot At_n]$$

$$E_{ps} = 3 I^2 r [K_1^2 \cdot At_1 + K_2^2 \cdot At_2 + \dots + K_n^2 \cdot At_n]$$

$$E_{ps} = 3 I^2 r \left[ \sum_{i=1}^n (K_i^2 \cdot At_i) \right] \dots\dots\dots (8.13)$$

Por semejanza al procedimiento para hallar la ecuación (8.6) también podemos definir:

$$f_{pgu} = \frac{\sum (K_i^2 \cdot At_i)}{24} \dots\dots\dots (8.14)$$

I es la corriente a la hora de punta en Amp. en el tramo analizado, para un grupo de usuarios, que determinaremos con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{MD \cdot fs \cdot N}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \dots\dots\dots (8.15)$$

"r" es la resistencia total del cable en el tramo analizado, la cual determinaremos con la siguiente ecuación:

$$r = R \times L \times 10^{-3} \dots\dots\dots (8.16)$$

donde:

R es la resistencia unitaria, en Ω/km.

L es la longitud del tramo analizado, en metros.

Finalmente, para calcular las pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria se pueden emplear las siguientes ecuaciones:

$$E_{ps} = 3 R L I^2 24 f_{pgu} 10^{-3}$$

$$E_{ps} = 0.072 R L I^2 f_{pgu} \quad \text{en Wh/día, ó}$$

$$E_{ps} = 0.072 \cdot 10^{-3} R L I^2 f_{pgu} \quad \text{en kWh/día ... (8.17)}$$

b.1) Cálculo del factor de pérdidas

Con los valores del diagrama de carga de la figura 8.2 determinaremos el Cuadro VIII-4 y calculamos el factor  $f_{pgu}$ .

CUADRO VIII-4  
DETERMINACION DEL FACTOR DE PERDIDAS DEL  
DIAGRAMA DE CARGA DE LA FIGURA 8.2

i	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i^2 \cdot At_i$ (horas)
1	0.25	8	0.50000
2	0.64	3	1.22880
3	1.00	3	3.00000
4	0.675	2	0.91125
5	0.25	1	0.06250
$\Sigma (K_i^2 \cdot At_i) \rightarrow$			5.70255

Por aplicación de la ecuación (8.6) se tiene:

$$f_{pgu} = \frac{\Sigma (K_i^2 \cdot At_i)}{24} = \frac{5.70255}{24} = 0.23761$$

b.2) Cálculo de las pérdidas de energía  $E_{ps}$ 

Para los cálculos de las pérdidas de energía consideraremos:

$$f_{pgu} = 0.23761$$

$$\cos \phi = 1$$

$$V = 220 \text{ V } \text{ ó } 0.22 \text{ kV.}$$

$$\text{M.D.} = 0.8 \text{ kW / usuario}$$

$$f_s = 0.5$$

Luego reemplazando los valores en la fórmula (8.17) tendremos:

$$E_{ps} = 0.072 \times 10^{-3} \times 0.23761 \times R L I^2$$

$$E_{ps} = 0.01711 \times 10^{-3} R L I^2 \text{ en kWh/día} \quad \dots (8.18)$$

La resistencia "R" dependerá de la sección "S" del cable en el tramo analizado, para lo cual se puede utilizar los valores de la Tabla 3-XI que se reproducen en la Tabla 8-I.

TABLA 8-I

VALORES DE RESISTENCIA ELECTRICA PARA CABLES NYN  
EN DISPOSICION PARALELA HORIZONTAL O TRIANGULAR

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	R <sub>20°C</sub> en c.c. (Ω/km/fase)	R <sub>35°C</sub> (Ω/km/fase)
6	2.9596	3.1340
10	1.7759	1.8806
16	1.1290	1.1955
35	0.5138	0.5441
70	0.2600	0.2753
120	0.1480	0.1567
185	0.0972	0.1029
300	0.0590	0.0625

La corriente de las cargas residenciales se determinará por aplicación de la ecuación (8.15):

$$I_R = \frac{MD \cdot fs \cdot N}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{0.800 \times 0.5 \times N}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 1}$$

$$I_R = 1.04973 N \quad (\text{en Amp}) \quad \dots\dots\dots (8.19)$$

Siendo "N" el número de usuarios residenciales que se atiende por el tramo de cable analizado.

Para cargas especiales N y fs serán iguales a uno (1) y MD será la máxima demanda de la carga especial; también por aplicación de la ecuación (8.16)

$$I_{ce} = \frac{MD \cdot fs \cdot N}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} = \frac{MD \times 1 \times 1}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 1}$$

$$I_{ce} = 2.62432 MD \quad (\text{en Amp}) \quad \dots\dots\dots (8.20)$$

Luego la corriente total para un tramo será:

$$\boxed{I = I_R + I_{ce}} \quad \dots\dots\dots (8.21)$$

Las pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria se calcularán en una hoja de cálculo cuyo formato se presenta en el Cuadro VIII-5. Reiteramos que el procedimiento de cálculo de pérdidas se efectuará en forma similar al de la caída de tensión, con la diferencia de que para la interpretación del diagrama de distribución, la carga concentrada estará referida al número de usuarios y nó a la corriente de carga.



## CUADRO VIII-5

HOJA DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Subestación N° . . . . .  
Alimentador N° . . . . .

Tramo

CE (kW)  
I<sub>r</sub> (A)  
I<sub>ce</sub> (A)  
I (A)  
L (m)  
S (mm<sup>2</sup>)  
R (Ω/km)  
E<sub>ps</sub> (kWh)  
ΣE<sub>ps</sub> (kWh)

Para demostrar los procedimientos de cálculo aprovechamos los diagramas de distribución de cargas preparados para la habilitación urbana "Los Viñedos de Surco", considerada como típica. Los resultados obtenidos en las hojas de cálculo nos servirán para la determinación de los rangos teóricos de pérdidas aceptables de energía.

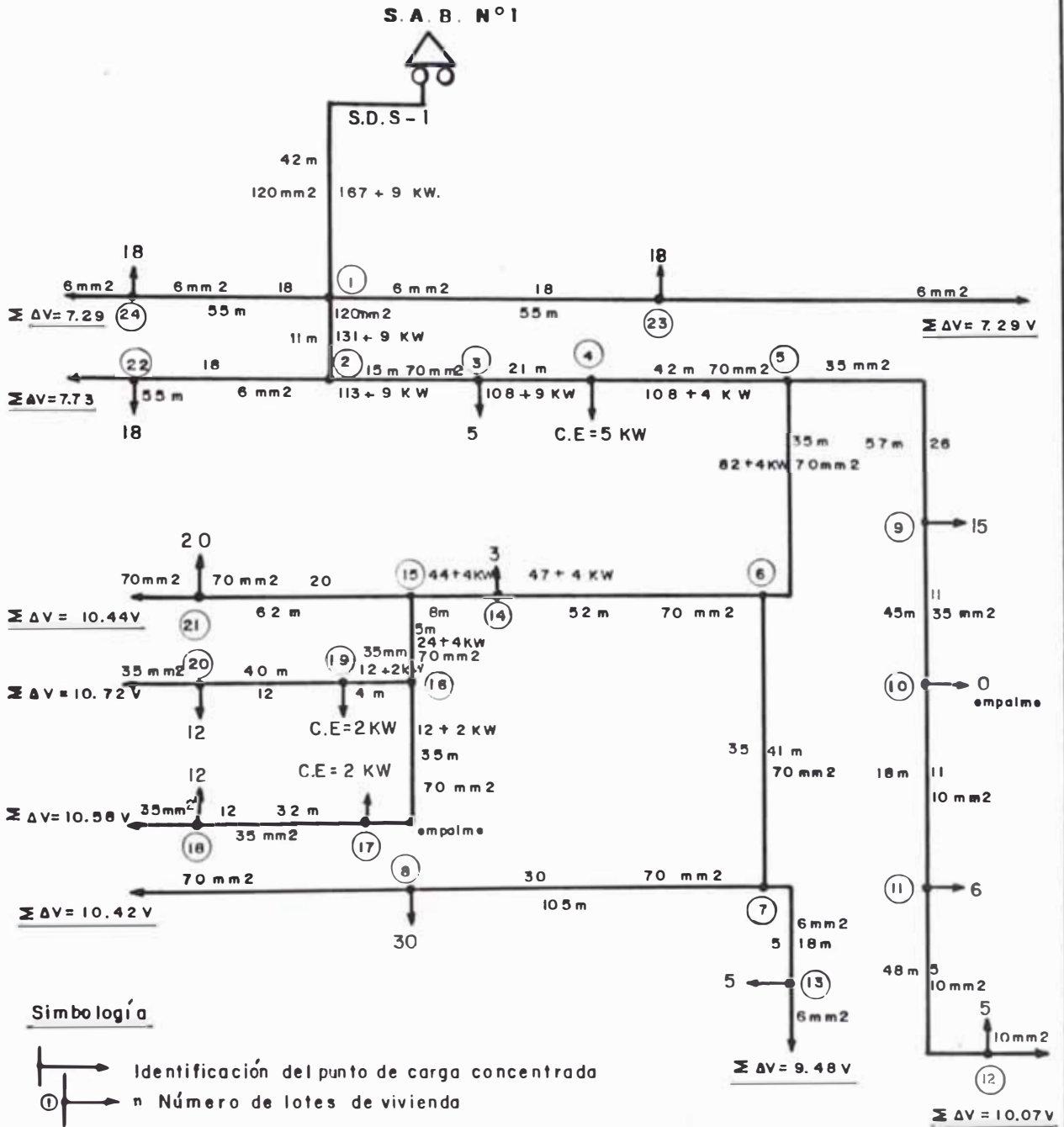
Registraremos en las hojas de cálculo todos los valores necesarios de los diagramas de distribución de cargas para luego proceder a calcular las pérdidas de energía tramo por tramo con la ayuda de la fórmula (8.18).

$$E_{ps} = 0.01711 \cdot 10^{-3} R L I^2 \text{ en kWh/día}$$

**DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS DEL S.D.S**

**SUBESTACION : S.A.B. N° 1**

**ALIMENTADOR : S.D.S. - 1**



**Simbología**

- Identificación del punto de carga concentrada
- n Número de lotes de vivienda

Sección del cable

Cable alimentador

longitud del tramo

Cantidad de lotes de vivienda que atiende el tramo, más KW de carga especial

Carga especial

## HOJA DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA

## SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

## HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION : S.A.B. N° 1  
ALIMENTADOR : S.D.S.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5
N	167	131	113	108	108
CE (kW)	9	9	9	9	4
Ir (A)	175.3049	137.5146	118.6195	113.3708	113.3708
Ice (A)	23.6189	23.6189	23.6189	23.6189	10.4973
I (A)	198.9238	161.1335	142.2384	136.9897	123.8681
L (m)	42	11	15	21	42
(mm <sup>2</sup> )	120	120	70	70	70
R (Ω/km)	0.1567	0.1567	0.2753	0.2753	0.2753
Eps (kWh)	4.4560	0.7657	1.4295	1.8563	3.0355
ΣEps (kWh)					

Tramo	5-6	6-7	7-8
N	82	35	30
CE (kW)	4	0	0
Ir (A)	86.0779	36.7406	31.4919
Ice (A)	10.4973	0.0000	0.0000
I (A)	96.5752	36.7406	31.4919
L (m)	35	41	105
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.2753
Eps (kWh)	1.5376	0.2607	0.4905
ΣEps (kWh)			<u>13.8318</u>

Tramo	5-9	9-10	10-11	11-12	7-13
N	26	11	11	5	5
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	27.2930	11.5470	11.5470	5.2487	5.2487
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	27.2930	11.5470	11.5470	5.2487	5.2487
L (m)	57	45	18	48	18
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	10	10	6
R (Ω/km)	0.5441	0.5441	1.8806	1.8806	3.1340
Eps (kWh)	0.3953	0.0559	0.0772	0.0425	0.0266
ΣEps (kWh)				0.5709	0.0266

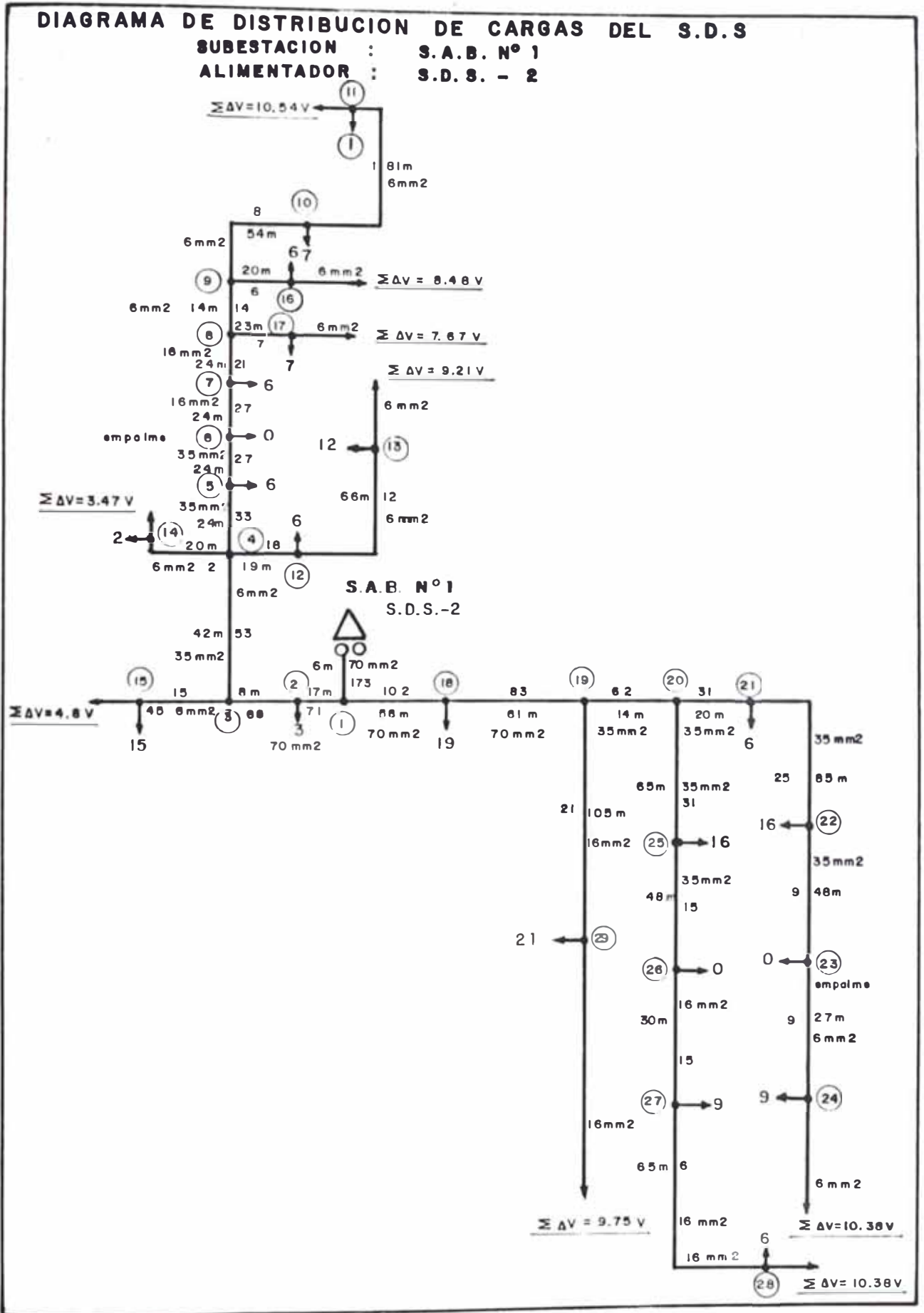
Tramo	6-14	14-15	15-16	16-17	17-18
N	47	44	24	12	12
CE (kW)	4	4	4	2	0
Ir (A)	49.3373	46.1881	25.1935	12.5968	12.5968
Ice (A)	10.4973	10.4973	10.4973	5.2486	0.0000
I (A)	59.8346	56.6854	35.6908	17.8454	12.5968
L (m)	52	8	5	35	32
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	70	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.2753	0.2753	0.5441
Eps (kWh)	0.8769	0.1211	0.0300	0.0525	0.0473
ΣEps (kWh)					1.1278

Tramo	16-19	19-20	15-21	2-22
N	12	12	20	18
CE (kW)	2	0	0	0
Ir (A)	12.5968	12.5968	20.9946	18.8951
Ice (A)	5.2486	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	17.8454	12.5968	20.9946	18.8951
L (m)	4	40	62	55
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	70	6
R (Ω/km)	0.5441	0.5441	0.2753	3.1340
Eps (kWh)	0.0119	0.0591	0.1287	1.0530
ΣEps (kWh)		0.0710	0.1287	1.0530

Tramo	1-23	1-24
N	18	18
CE (kW)	0	0
Ir (A)	18.8951	18.8951
Ice (A)	0.0000	0.0000
I (A)	18.8951	18.8951
L (m)	55	55
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340
Eps (kWh)	1.0530	1.0530
ΣEps (kWh)	<u>1.0530</u>	<u>1.0530</u>

Pérdidas : S.D.S.-1 : 18.9158 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.



HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 1  
 ALIMENTADOR: S.D.S.-2

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5
N	173	71	68	53	33
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	181.6033	74.5308	71.3816	55.6357	34.6411
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	181.6033	74.5308	71.3816	55.6357	34.6411
L (m)	6	17	8	42	24
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	35	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.2753	0.5441	0.5441
Eps (kWh)	0.9321	0.4448	0.1920	1.2103	0.2681
ΣEps (kWh)					

Tramo	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10
N	27	27	21	14	8
CE (kW)	0	0		0	0
Ir (A)	28.3427	28.3427	22.0443	14.6962	8.3978
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	28.3427	28.3427	22.0443	14.6962	8.3978
L (m)	24	24	24	14	54
S (mm <sup>2</sup> )	35	16	16	6	6
R (Ω/km)	0.5441	1.1955	1.1955	3.1340	3.1340
Eps (kWh)	0.1795	0.3944	0.2386	0.1621	0.2042
ΣEps (kWh)					

Tramo	10-11	4-12	12-13
N	1	18	12
CE (kW)	0	0	0
Ir (A)	1.0497	18.8951	12.5968
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	1.0497	18.8951	12.5968
L (m)	81	19	66
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340
Eps (kWh)	0.0048	0.3637	0.5616
ΣEps (kWh)	4.2309		0.9253

Tramo	4-14	3-15	9-16	8-17
N	2	15	6	7
CE (kW)	0	0	0	0
Ir (A)	2.0995	15.7460	6.2984	7.3481
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	2.0995	15.7460	6.2984	7.3481
L (m)	20	45	20	23
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340
Eps (kWh)	0.0047	0.5983	0.0425	0.0666
ΣEps(kWh)	<u>0.0047</u>	<u>0.5983</u>	<u>0.0425</u>	<u>0.0666</u>

Tramo	1-18	18-19	19-20	20-21	21-22
N	102	83	62	31	25
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	107.0725	87.1276	65.0833	32.5416	26.2433
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	107.0725	87.1276	65.0833	32.5416	26.2433
L (m)	58	61	14	20	85
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35	35	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.5441	0.5441	0.5441
Eps (kWh)	3.1321	2.1812	0.5521	0.1972	0.5450
ΣEps(kWh)					

Tramo	22-23	23-24
N	9	9
CE (kW)	0	0
Ir (A)	9.4476	9.4476
Ice (A)	0.0000	0.0000
I (A)	9.4476	9.4476
L (m)	48	27
S (mm <sup>2</sup> )	35	6
R (Ω/km)	0.5441	3.1340
Eps (kWh)	0.0399	0.1292
ΣEps(kWh)		<u>6.7767</u>

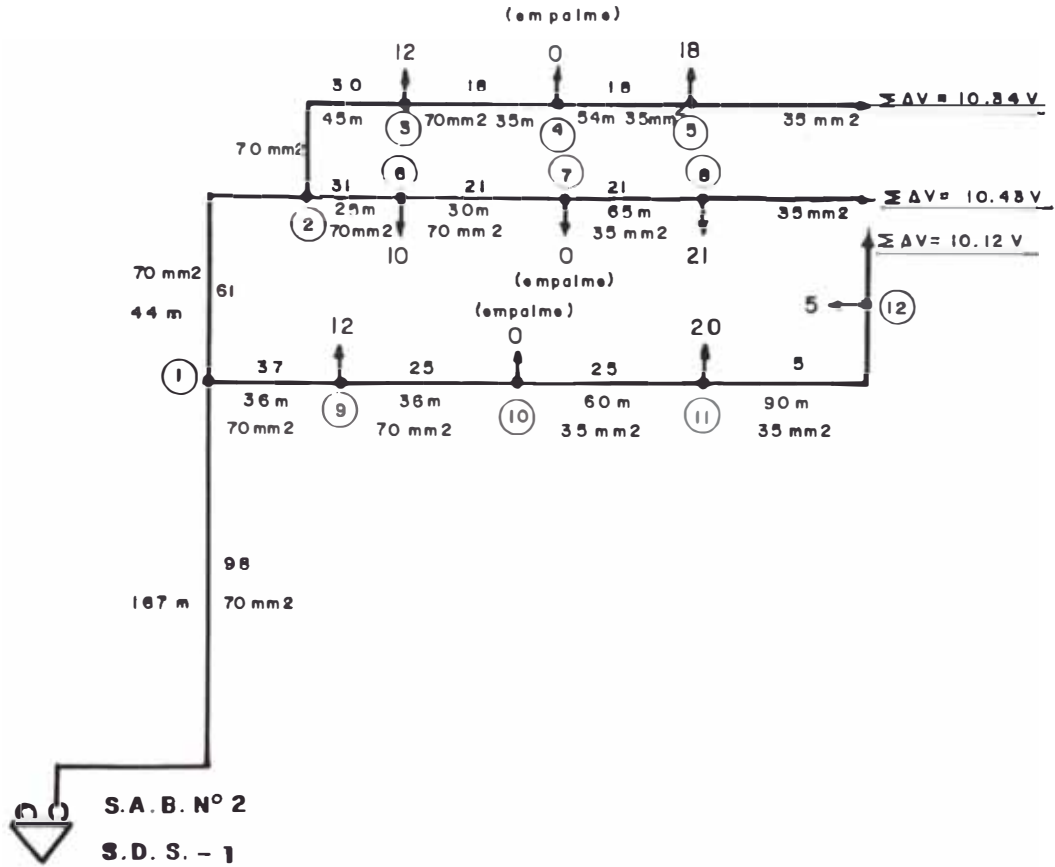
Tramo	20-25	25-26	26-27	27-28	19-29
N	31	15	15	6	21
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	32.5416	15.7460	15.7460	6.2984	22.0443
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	32.5416	15.7460	15.7460	6.2984	22.0443
L (m)	65	48	30	65	105
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	16	16	16
R (Ω/km)	0.5441	0.5441	1.1955	1.1955	1.1955
Eps (kWh)	0.6408	0.1108	0.1521	0.0527	1.0437
ΣEps(kWh)				<u>0.9564</u>	<u>1.0437</u>

Pérdidas S.D.S.-2 : 14.6451 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS DEL S.D.S.

SUBESTACION : S.A.B. N° 2  
 ALIMENTADOR : S.D.S. - 1





HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 2  
 ALIMENTADOR: S.D.S.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5
N	98	61	30	18	18
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	102.8735	64.0335	31.4919	18.8951	18.8951
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	102.8735	64.0335	31.4919	18.8951	18.8951
L (m)	167	44	45	35	54
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	70	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.2753	0.2753	0.5441
Eps (kWh)	8.3249	0.8498	0.2102	0.0589	0.1795
ΣEps(kWh)					<u>9.6233</u>

Tramo	2-6	6-7	7-8
N	31	21	21
CE (kW)	0	0	
Ir (A)	32.5416	22.0443	22.0443
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	32.5416	22.0443	22.0443
L (m)	25	30	65
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.5441
Eps (kWh)	0.1247	0.0687	0.2941
ΣEps(kWh)			0.4875

Tramo	1-9	9-10	10-11	11-12
N	37	25	25	5
CE (kW)	0	0	0	0
Ir (A)	38.8400	26.2433	26.2433	5.2487
Ice (A)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
I (A)	38.8400	26.2433	26.2433	5.2487
L (m)	36	36	60	90
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35	35
R (Ω/km)	0.2753	0.2753	0.5441	0.5441
Eps (kWh)	0.2558	0.1168	0.3847	0.0231
ΣEps(kWh)				<u>0.7804</u>

Pérdidas S.D.S.-1 : 10.8912 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

De los cálculos realizados en las hojas de cálculo para el subsistema de distribución secundaria subterránea, se ha obtenido los siguientes resultados:

Pérdidas diarias en la S.A.B. N° 1 : 33.5609 kWh

Pérdidas diarias en la S.A.B. N° 2 : 10.8912 kWh

Pérdidas totales en S.D.S. : 44.4521 kWh

Es importante recordar que las pérdidas de energía totales anotadas corresponden al consumo de 438 usuarios.

Para las cargas especiales:

Educación : 5 kW

Posta médica : 2 kW

Local comunal : 2 kW

Total : 9 kW

se ha considerado que el diagrama de carga es similar al de una vivienda, por lo tanto, se asume el mismo factor de carga, es decir,  $f_{cce} = f_{cu}$ , entonces, la energía entregada a estas cargas especiales se determinará en forma similar por aplicación de la fórmula (8.1):

$$E_{ce} = MD \cdot f_{cce} \cdot 24$$

$$E_{ce} = 9 \text{ kW} \times 0.1776 \times 24 \text{ h}$$

$$E_{ce} = 38.3616 \text{ kWh}$$

La energía total diaria consumida por todos los usuarios residenciales ( consumo doméstico ) será igual a:

$$E_{cd} = E_u \times N_u \dots\dots\dots (8.22)$$

donde:

$E_u$  es la energía consumida en un día por un usuario (3.41 kWh/día/usuario).

$N_u$  es el número total de usuarios (438 usuarios)

Reemplazando los valores en la ecuación (8.22) obtenemos:

$$E_{cd} = 3.41 \text{ kWh/día/usuario} \times 438 \text{ usuarios}$$

$$E_{cd} = 1493.58 \text{ kWh/día}$$

Finalmente, para S.D.S. se puede elaborar el Cuadro VIII-6.

#### CUADRO VIII-6

#### ENERGIA DIARIA ENTREGADA AL S.D.S. Y PERDIDAS DE

#### ENERGIA TEORICA

Usuarios residenciales = 438 viviendas.  
Cargas especiales = 9 kW.

Concepto	kWh/usuario	Total kWh	Pérdidas
1. Consumo Doméstico- $E_{cd}$	3.41	1493.580	% de la energía entregada al S.D.S.
2. Consumo Cargas Especiales- $E_{ce}$		38.362	
3. Pérdidas en Acometidas- $E_{pa}$	0.00082352	0.361	0.023 %
4. Pérdidas en S.D.S.		44.452	2.819 %
TOTAL		1576.755	2.842 %

### 8.2.3 Pérdidas en las Instalaciones de Alumbrado Público

Las pérdidas por efecto Joule en las redes de alumbrado público están incluidas en la facturación mensual de la empresa concesionaria, ya que el registro del consumo de energía de I.A.P. se realiza a la salida del alimentador en la subestación de distribución.

Sin embargo, es importante conocer el orden de magnitud de las pérdidas de I.A.P., que sumadas al consumo propio de las lámparas y accesorios, debe coincidir con la facturación realizada; de no ser así se podrá presumir que existe consumo de energía por conexiones ilegales desde las redes de I.A.P., durante las horas que éstas funcionan.

#### a) Pérdidas en la acometida de alumbrado público

Por similitud con la ecuación (8.8), las pérdidas en la acometida de alumbrado público se pueden calcular con la siguiente ecuación:

$$E_{pap} = 24 \cdot P_{pap} \cdot f_{pap} \quad \dots\dots\dots (8.23)$$

donde:

$f_{pap}$  es el factor de pérdidas del diagrama de carga diario de una unidad de alumbrado público (siendo igual al factor de pérdidas del diagrama de carga diario de todo el alumbrado público, por lo tanto,  $f_{pap}=f_{pu}$ ).

$E_{pap}$  es la pérdida de energía por efecto Joule en la acometida de alumbrado público.

$P_{ap}$  es la pérdida de potencia en la acometida de alumbrado público determinada por:

$$P_{ap} = 2 \cdot r \cdot I^2 \quad \dots\dots\dots (8.24)$$

"r" es la resistencia eléctrica por fase de una acometida típica monofásica determinada por

$$r = \frac{\rho_{35^\circ C} \cdot l}{S} \quad \dots\dots\dots (8.25)$$

l es la longitud del cable, en m.

S es la sección nominal del cable, en mm<sup>2</sup>.

$\rho_{35^\circ C}$  es la resistividad del cobre a 35°C e igual a 0.0189947 ohm-mm<sup>2</sup>/m.

Calcularemos la resistencia "r" con los datos de la acometida monofásica típica de I.A.P., para una unidad de alumbrado público, con lámpara de 125 W de Hg.

I = 0.69343 Amp es la corriente de la lámpara (potencia total de 137.3 W, tensión 220 V monofásica y  $\cos\phi = 0.9$ ).

- Cable NYY de 2-1x6 mm<sup>2</sup>, hasta el cortacircuito, de 4 m de longitud.

- Cable extraflexible de 2 x 2.5 mm<sup>2</sup> de cobre, desde el cortacircuito a la lámpara, de 4m de longitud.

Reemplazando valores en la ecuación (8.25):

$$r = \left\{ \frac{0.0189947}{6} \times 4 + \frac{0.0189947}{2.5} \times 4 \right\} = 0.04305 \text{ ohm.}$$

Finalmente, reemplazando en la ecuación (8.24):

$$P_{ap} = 2 r I^2 = 2 \times 0.04305 \text{ ohm} \times (0.69343 \text{ Amp})^2$$

$$P_{ap} = 0.0414 \text{ W}$$

El diagrama de carga diario de una unidad de alumbrado público que se muestra en la fig. 8.3 es también igual al diagrama de carga diario de todo el alumbrado público. El cálculo del factor de pérdidas correspondiente se muestra en el Cuadro VIII-7.

CUADRO VIII-7

DETERMINACION DEL FACTOR DE PERDIDAS DEL  
DIAGRAMA DE CARGA DE LA FIGURA 8.3

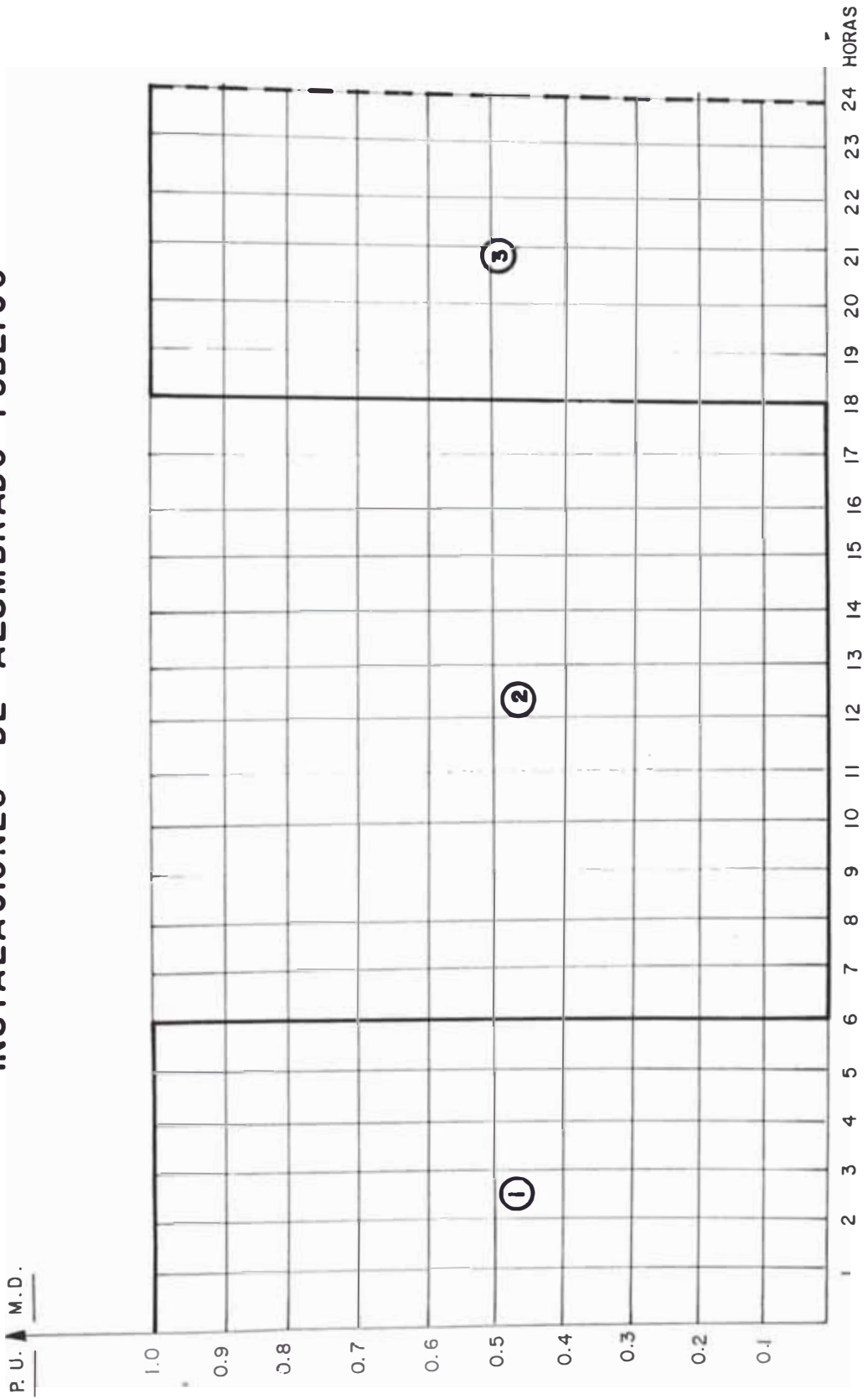
i	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i^2 \cdot At_i$ (horas)
1	1	6	6
2	0	12	0
3	1	6	6
$\Sigma (K_i^2 \cdot At_i) \rightarrow$			12

Por similitud a la ecuación (8.6), se tiene:

$$f_{pap} = \frac{\Sigma (K_i^2 \cdot At_i)}{24} = \frac{12}{24} = 0.500$$

FIGURA 8.3

# DIAGRAMA DE CARGA DIARIO TIPOICO DE LAS INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO



Las pérdidas de energía en la acometida de alumbrado público serán determinadas aplicando la ecuación (8.23):

$$E_{\text{pap}} = 24 \cdot P_{\text{pap}} \cdot f_{\text{pap}} = 24 \text{ h} \times 0.0414 \text{ W} \times 0.5$$

$$E_{\text{pap}} = 0.4968 \times 10^{-3} \text{ kWh/día}$$

Finalmente, considerando que en la habilitación urbana Los Viñedos de Surco existe un equivalente a 122 lámparas de 125W Hg, las pérdidas totales en las acometidas de alumbrado público serán

$$E_{\text{pap}} \times N^{\circ} \text{ de lámp.} = (0.4968 \times 10^{-3} \text{ kWh/día} \times 122)$$

$$E_{\text{pap}} \text{ total} = 0.06061 \text{ kWh/día}$$

b) Fórmula a emplear para el cálculo de pérdidas en las redes de I.A.P.

En forma similar a la ecuación (8.17) se puede determinar que:

$$E_{\text{pi}} = 3 R L I^2 24 f_{\text{pap}} \cdot 10^{-6} \dots\dots\dots (8.26)$$

donde:

$E_{\text{pi}}$  son las pérdidas de energía en las redes de alumbrado público, en kWh.

$R$  es la resistencia del cable a la temperatura de operación de 35 °C, en ohm/km.

$L$  es la longitud del cable en el tramo analizado, en m.

$I$  es la corriente trifásica que circula por el tramo analizado, en Amp.



$f_{pap}$  es el factor de pérdidas del diagrama de carga diario del alumbrado público e igual a 0.5 (véase Cuadro VIII-7).

Reemplazando el valor de  $f_{pap}$  en la ecuación (8.26):

$$E_{pi} = 3 \times 24 \times 0.5 \times 10^{-6} \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

$E_{pi} = 0.036 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R \cdot L$	..... (8.27)
--	--------------

c) Cálculo de las pérdidas de energía  $E_{pi}$

El formato de hoja de cálculo para determinar las pérdidas de energía en las instalaciones de alumbrado público se muestra en el Cuadro VIII-8

CUADRO VIII-8

HOJA DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO

Subestación N° : .....  
Alimentador N° : .....

Tramo					
I (A)					
L (m)					
S (mm <sup>2</sup> )					
R (Ω/km)					
$E_{pi}$ (kWh)					
$\Sigma E_{pi}$ (kWh)					

Los resultados obtenidos en la hoja de cálculo nos servirán para definir los rangos teóricos de las pérdidas de energía en estudio.

Para demostrar los procedimientos de cálculo, en esta parte también aprovechamos los diagramas de distribución de cargas preparados para la habilitación urbana "Los Viñedos de Surco" considerada como típica.

Las potencias totales de cada tipo de lámpara se dan la Tabla 8-II.

TABLA 8-II

POTENCIAS Y CORRIENTES DE LAMPARAS NORMALIZADAS

Tipo de Lámpara	Potencia de Lámpara (W)	Pérdidas en el Reactor (W)*	Potencia Total de la Unidad de Alum. Pub. (W)
Vapor de Mercurio (Hg)	125	12.3	137.3
	250	17.5	267.5
	400	25.3	425.3
Vapor de Sodio (Na)	150	18.6	168.6
	250	26.8	276.8
	400	35.4	435.4

(\*) Valores promedios de marcas normalmente utilizadas.

Para efectos de cálculo, la carga concentrada en amperes de un número determinado de lámparas, se ubicará en el punto medio del tramo analizado.

En el Cuadro VIII-9 se muestra la relación de potencias y corrientes de los puntos de carga concentrada del alumbrado público de la Habilidad Urbana "Los Viñedos de Surco".

## CUADRO VIII-9

CARGAS EN LOS PUNTOS DE CARGA CONCENTRADA  
DE ALUMBRADO PUBLICO

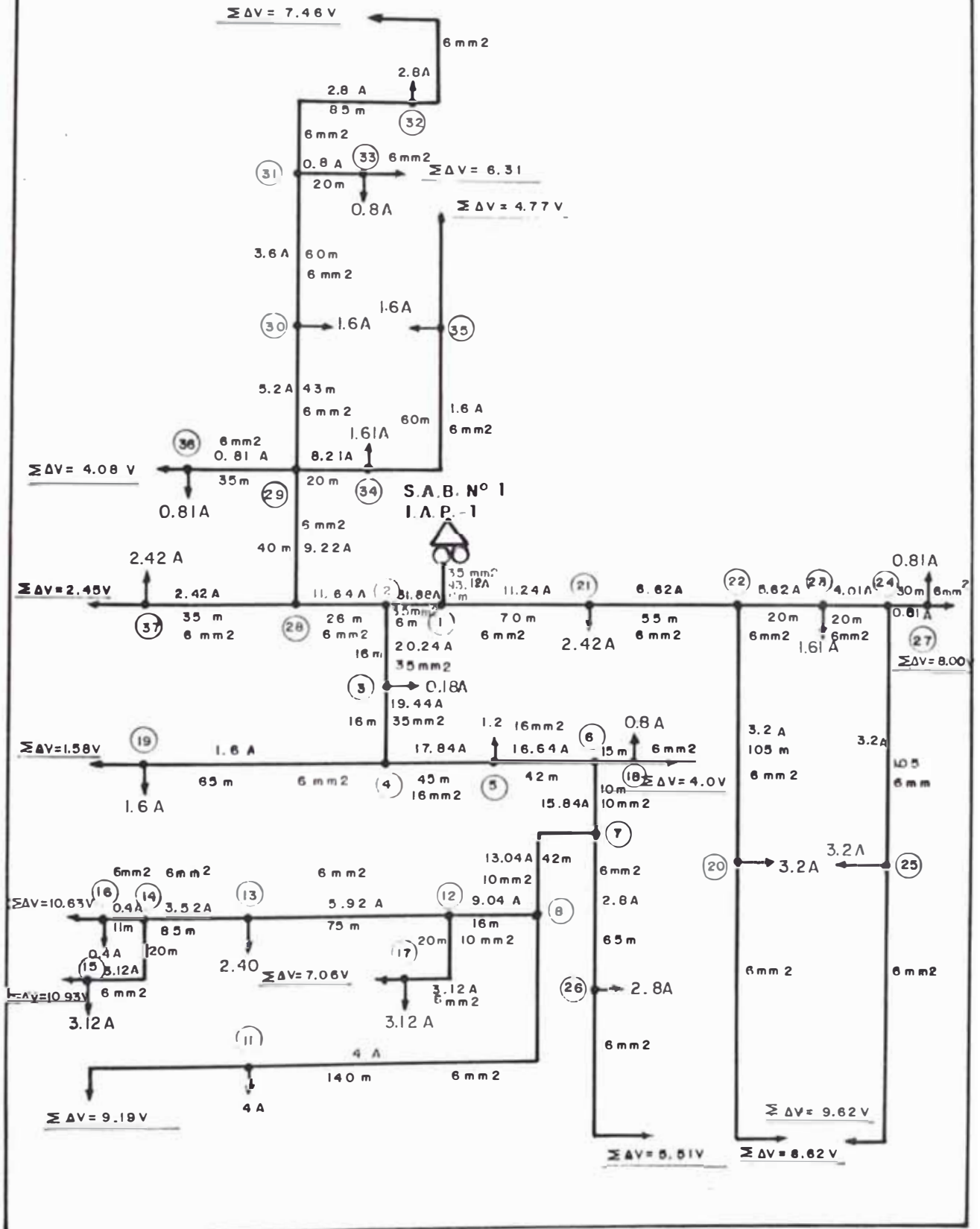
S.A.B. N° 1			
Punto	Cant., Potencia (W) y tipo Lámp.	Potencia Total (W)	Corriente (ampere)
3	2 de 125 Hg	274.6	0.80
5	3 de 125 Hg	411.9	1.20
11	10 de 125 Hg	1373.0	4.00
13	6 de 125 Hg	823.8	2.40
15	4 de 250 Hg	1070.0	3.12
16	1 de 125 Hg	137.3	0.40
17	4 de 250 Hg	1070.0	3.12
18	2 de 125 Hg	274.6	0.80
19	4 de 125 Hg	549.2	1.60
20	7 de 125 Hg	961.1	2.80
21	3 de 250 Na	830.4	2.42
23	2 de 250 Na	553.6	1.61
25	8 de 125 Hg	1098.4	3.20
26	8 de 125 Hg	1098.4	3.20
27	1 de 250 Na	276.8	0.81
30	4 de 125 Hg	549.2	1.60
32	7 de 125 Hg	961.1	2.80
33	2 de 125 Hg	274.6	0.80
34	2 de 250 Na	553.6	1.61
35	4 de 125 Hg	549.2	1.60
36	1 de 250 Na	276.8	0.81
37	3 de 250 Na	830.4	2.42
SUBTOTAL =====>		14798.0	43.11
S.A.B. N° 2			
Punto	Cant., Potencia (W) y tipo Lámp.	Potencia Total (W)	Corriente (ampere)
1	1 de 125 Hg	137.3	0.40
3	1 de 125 Hg	137.3	0.40
4	8 de 125 Hg	1098.4	3.20
5	8 de 125 Hg	1098.4	3.20
SUBTOTAL =====>		2196.8	7.20
TOTAL I.A.P. ===>		16994.8	49.51

Nota : las corrientes mostradas en este cuadro son las que se indican como la carga concentrada para cada punto en el diagrama de distribución de cargas del alumbrado público.

**DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS DE I.A.P**

**SUBESTACION : S.A.B. N° 1**

**ALIMENTADOR : I.A.P. - 1**



HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 1  
 ALIMENTADOR: I.A.P.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5
I (A)	43.12	31.88	20.24	19.44	17.84
L (m)	6	6	16	16	45
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	35	35	16
R (Ω/km)	0.5441	0.5441	0.5441	0.5441	1.1955
Epi (kWh)	0.2185	0.1194	0.1284	0.1184	0.6164
ΣEpi (kWh)					

Tramo	5-6	6-7	7-8	8-11
I (A)	16.64	15.84	13.04	4.00
L (m)	42	10	42	140
S (mm <sup>2</sup> )	16	10	10	6
R (Ω/km)	1.1955	1.8806	1.8806	3.1340
Epi (kWh)	0.5005	0.1699	0.4835	0.2527
ΣEpi (kWh)				2.6077

Tramo	8-12	12-13	13-14	14-15
I (A)	9.04	5.92	3.52	3.12
L (m)	16	75	85	20
S (mm <sup>2</sup> )	10	6	6	6
R (Ω/km)	1.8806	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.0885	0.2966	0.1188	0.0220
ΣEpi (kWh)				0.5259

Tramo	14-16	12-17	6-18	4-19	7-20
I (A)	0.40	3.12	0.80	1.60	2.80
L (m)	11	20	15	65	65
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.0002	0.0220	0.0011	0.0188	0.0575
ΣEpi (kWh)	0.0002	0.0220	0.0011	0.0188	0.0575

Tramo	1-21	21-22	22-23	23-24	24-25
I (A)	11.24	8.82	5.62	4.01	3.20
L (m)	70	55	20	20	105
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.9978	0.4827	0.0713	0.0363	0.1213
ΣEpi (kWh)					<u>1.7094</u>

Tramo	22-26	24-27
I (A)	3.20	0.81
L (m)	105	30
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.1213	0.0022
ΣEpi (kWh)	<u>0.1213</u>	<u>0.0022</u>

Tramo	2-28	28-29	29-30	30-31	31-32
I (A)	11.64	9.22	5.20	3.60	2.80
L (m)	26	40	43	60	85
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.3974	0.3836	0.1312	0.0877	0.0752
ΣEpi (kWh)					<u>1.0752</u>

Tramo	31-33	29-34	34-35
I (A)	0.80	3.21	1.60
L (m)	20	20	60
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.0014	0.0233	0.0173
ΣEpi (kWh)	0.0014		0.0406

Tramo	29-36	28-37
I (A)	0.81	2.42
L (m)	35	35
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.0026	0.0231
ΣEpi (kWh)	<u>0.0026</u>	<u>0.0231</u>

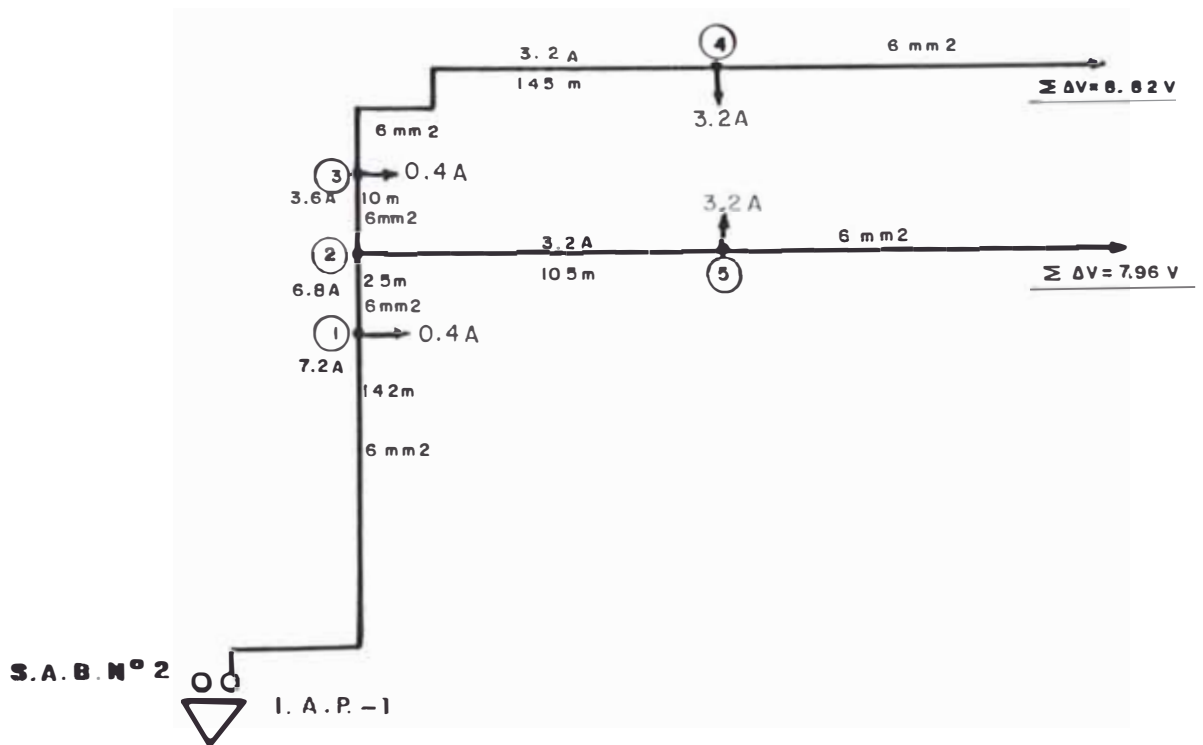
Pérdidas I.A.P.-1 : 6.2090 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

**DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE CARGAS DE I.A.P.**

**SUBESTACION : S.A.B. N° 2**

**ALIMENTADOR : I.A.P. - I**



HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 2  
 ALIMENTADOR: I.A.P.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	2-5
I (A)	7.20	6.80	3.60	3.20	3.20
L (m)	142	25	10	145	105
(mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
R (Ω/km)	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340	3.1340
Epi (kWh)	0.8305	0.1304	0.0146	0.1675	0.1213
ΣEpi (kWh)				1.1430	0.1213

Pérdidas I.A.P.-1 : 1.2643 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

De los cálculos realizados en la hojas de cálculo para alumbrado público se ha obtenido los siguientes resultados:

Pérdidas diarias en la S.A.B. N° 1: 6.2090 kWh.

Pérdidas diarias en la S.A.B. N° 2: 1.2643 kWh.

Pérdidas totales en I.A.P. : 7.4733 kWh.



La potencia total de I.A.P (de acuerdo al Cuadro VIII-9) es igual a 16.9948 kW.

El consumo total de energía en I.A.P. durante el servicio de 12 horas será:

$$E_{cap} = P_t \times 12 \text{ horas}$$

$$E_{cap} = 16.9948 \text{ kW} \times 12 \text{ h} = 203.9376 \text{ kWh/día}$$

Finalmente. se ha elaborado el Cuadro VIII-10 para mostrar las pérdidas como un porcentaje de la energía entregada a las instalaciones de alumbrado público .

CUADRO VIII-10

ENERGIA DIARIA ENTREGADA A I.A.P. Y PERDIDAS DE  
ENERGIA TEORICA

Concepto	Energía Diaria kWh	Pérdidas en % de la energía entregada a I.A.P.
1. Consumo I.A.P. ( $E_{cap}$ )	203.9376	
3. Pérdidas en Acometidas	0.0606	0.029 %
4. Pérdidas en I.A.P.	7.4733	3.534 %
TOTAL	211.4715	3.563 %

#### 8.2.4 Energía Diaria Entregada al Sistema de Distribución Secundaria y Pérdidas Aceptables

Teniendo en cuenta los Cuadros VIII-6 y VIII-10, para la Habilitación Urbana "Los Viñedos de Surco" se ha elaborado el Cuadro VIII-11.

#### CUADRO VIII-11

#### ENERGIA DIARIA ENTREGADA AL SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y PERDIDAS DE ENERGIA TEORICA

Usuarios residenciales - 438 viviendas.  
Cargas especiales - 9 kW.  
N° de unidades de I.A.P. - 122.

Concepto	kWh/usuario	Energía Diaria kWh	Pérdidas en % de la energía entregada al S.D.S. e I.A.P.
1. Consumo Doméstico	3.41	1493.580	
2. Consumo Cargas Especiales		38.362	
3. Consumo I.A.P.		203.938	
4. Pérdidas en Acometidas Domiciliarias	0.00082352	0.361	0.020 %
5. Pérdidas en Acometidas I.A.P	0.0004968	0.061	0.003 %
6. Pérdidas en S.D.S.		44.452	2.486 %
7. Pérdidas en I.A.P		7.473	0.418 %
	TOTAL	1788.227	2.927 %

La empresa concesionaria para establecer los rangos aceptables de las pérdidas de energía en las habilitaciones urbanas de su interés puede emplear la metodología propuesta, para lo cual deberá considerar la calificación eléctrica o a las características típicas de consumo de energía.

### 8.2.5 Análisis de Sensibilidad

El Cuadro VIII-11 nos muestra un porcentaje de pérdidas de energía igual a 2.927 %, calculado de acuerdo a lo descrito en los acápites 8.2.1, 8.2.2 y 8.2.3. Sin embargo, dada la disponibilidad de hojas de cálculo computacionales, es posible hacer un análisis de sensibilidad variando valores de algunos parámetros y responder las preguntas del tipo ¿Qué sucede si?. Por ejemplo, qué sucede si los factores de carga y pérdidas son diferentes a los asumidos para un usuario y un grupo de usuarios (según diagramas de carga de la fig. 8.1 y la fig. 8.2), es decir, si el consumo promedio de los usuarios es diferente de 3.41 kWh/usuario/día. En este acápite se tratará de responder a estas interrogantes.

#### 8.2.5.1 Método aproximado para cálculos de pérdidas de energía

En los acápites 8.2.2 y 8.2.3 se calcularon las pérdidas de energía en el subsistema de distribución secundaria e instalaciones de alumbrado público considerando que todos los tramos de cables trabajan a una temperatura de operación de 35°C, temperatura que fue inicialmente considerada para el cálculo de la caída de tensión. A esta forma de cálculo la denominaremos "Método Aproximado", solamente para diferenciarlo del método exacto que a continuación detallamos.

#### 8.2.5.2 Método exacto para cálculo de pérdidas de energía

Sin desmerecer la exactitud de los resultados obtenidos por el método aproximado, los cálculos de pérdidas de energía pueden ser optimizados empleando el verdadero valor de la temperatura promedio de operación (en vez de 35 °C asumido en forma general). Se comprobará, más adelante, que los valores obtenidos de temperatura de operación ( $T_{Op}$  en °C) son diferentes en todos los tramos.

La temperatura de operación ( $T_{Op}$ ) depende de la corriente que circula por el cable, razón por la cual en este acápite habrá una variante en el procedimiento de cálculo de las pérdidas de energía para cada tramo del cable; es decir, se calculará la temperatura de operación ( $T_{Op}$ ), con ella la resistencia eléctrica de cada tramo y luego las pérdidas de energía. A este procedimiento lo denominaremos "Método Exacto".

Un cable cuando no transporta corriente tiene una temperatura igual a la del medio ambiente. Cuando la corriente eléctrica comienza a circular por el cable, se incrementará su temperatura en función de la corriente que circule por dicho cable.

Las tablas de capacidades de corriente a condiciones nominales, normalmente se dan para una temperatura de operación de 80 °C (que es la máxima

que puede alcanzar el conductor de cobre) y para una temperatura ambiente de 20 °C. Esto significa que cuando por un cable circula la corriente nominal especificada en dichas tablas, a la temperatura ambiente de 20 °C, en el conductor del cable se alcanzará una temperatura de operación de 80 °C. Si por el conductor circula menos corriente que la nominal, la temperatura de operación será menor que 80°C.

En cualquier caso, la temperatura de operación ( $T_{op}$ ) se puede determinar con la fórmula siguiente:

$$T_{op} = T_{amb} + \Delta t \quad \dots\dots\dots (8.28)$$

$$\Delta t = \left[ \frac{I}{I_{cn}} \right]^2 ( T_{mcn} - T_{an} ) \quad \dots\dots\dots (8.29)$$

Donde:

$\Delta t$  es el incremento de temperatura (por encima de la ambiental) al circular la corriente, en °C.

$T_{amb}$  es la temperatura ambiente, en °C.

$I$  es la corriente que circula por el cable, en Amp.

$I_{cn}$  es la capacidad de corriente nominal, en Amp.

$T_{mcn}$  es la temperatura máxima de operación del cable en condiciones nominales (por lo general, 80 °C).

$T_{an}$  es la temperatura ambiente nominal (por lo general, 20 °C).

El gráfico 8.4 ilustra la curva de calentamiento del cable cuando la temperatura ambiente es 20°C, y se aprecia que la corriente  $I_{cn}$  produce un incremento  $\Delta t$  igual a 60 °C.

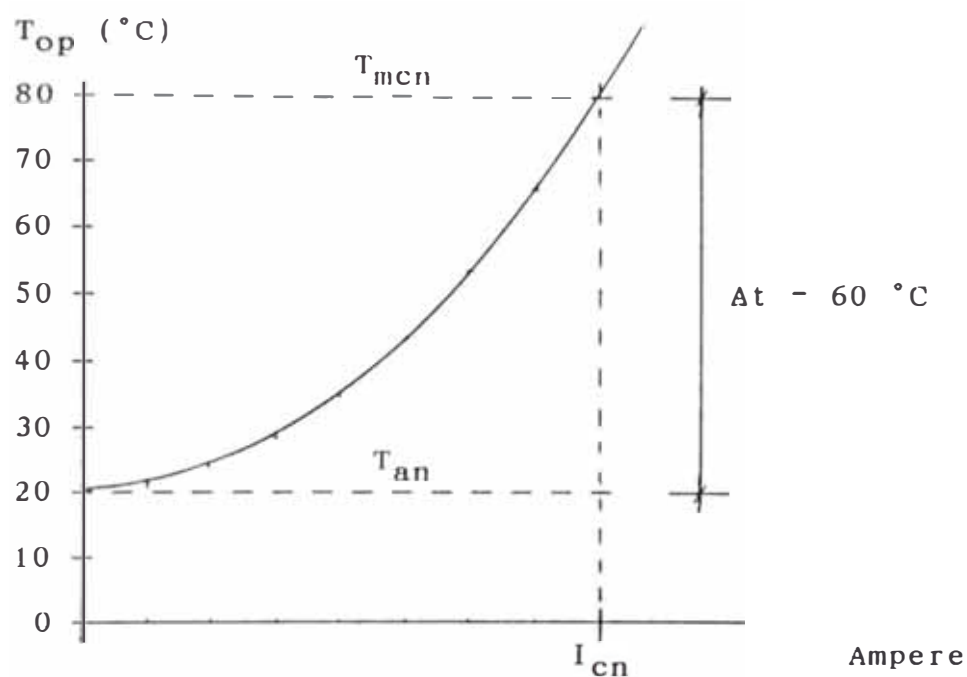


Figura 8.4

En las siguientes hojas de cálculo se puede observar las temperaturas de operación ( $T_{op}$ ) calculadas para cada tramo y los nuevos valores de resistencias calculados a base de dichas temperaturas. Los valores de las resistencias se determinarán con la siguiente ecuación:

$$R = R_{20^{\circ}\text{C}} \cdot \left[ \frac{234.5 + T_{op}}{254.5} \right] \dots\dots (8.30)$$

Donde:

$T_{Op}$  es la temperatura de operación, en °C.

$R_{20^{\circ}C}$  es la resistencia a 20°C en c.c., en ohm/km.

$R$  es la resistencia a la temperatura de operación " $T_{Op}$ ", en ohm/km.

Con el valor de la resistencia obtenida se calculará las pérdidas de energía en cada tramo del cable aplicando la ecuación (8.18) para S.D.S.:

$$E_{ps} = 0.01711 \cdot 10^{-3} I^2 R L$$

y la ecuación (8.27) para I.A.P.:

$$E_{pi} = 0.036 \cdot 10^{-3} I^2 R L$$

En la Tabla 8-III se dan la capacidad de corriente nominal y valores de la resistencia a 20 °C.

TABLA 8-III  
PARAMETROS PARA CABLES NYG  
A CONDICIONES NOMINALES

Sección Nominal mm <sup>2</sup>	$I_{n20^{\circ}C}$ (A)	$R_{20^{\circ}C}$ (Ω/km/fase)
6	64	2.9596
10	84	1.7759
16	107	1.1290
35	165	0.5138
70	239	0.2600
120	326	0.1480
185	414	0.0972
300	542	0.0590

HOJA DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION : S.A.B. N° 1  
ALIMENTADOR : S.D.S.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
N	167	131	113	108	108	82
CE (kW)	9	9	9	9	4	4
Ir (A)	175.305	137.514	118.619	113.371	113.371	86.078
Ice (A)	23.620	23.620	23.620	23.620	10.500	10.500
I (A)	198.925	161.134	142.239	136.991	123.871	96.578
L (m)	42	11	15	21	42	35
(mm <sup>2</sup> )	120	120	70	70	70	70
Top (°C)	42.3404	34.6585	41.2517	39.7122	36.1172	29.7973
(Ω/km)	0.1610	0.1565	0.2817	0.2801	0.2765	0.2700
Eps (kWh)	4.5775	0.7648	1.4626	1.8887	3.0481	1.5080
ΣEps (kWh)						

Tramo	6-7	7-8
N	35	30
CE (kW)	0	0
Ir (A)	36.740	31.492
Ice (A)	0.000	0.000
I (A)	36.740	31.492
L (m)	41	105
S (mm <sup>2</sup> )	70	70
Top (°C)	21.4178	21.0417
R (Ω/km)	0.2614	0.2611
Eps (kWh)	0.2475	0.4651
ΣEps (kWh)		<u>13.9623</u>

Tramo	5-9	9-10	10-11	11-12	7-13
N	26	11	11	5	5
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	27.293	11.547	11.547	5.249	5.249
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	27.293	11.547	11.547	5.249	5.249
L (m)	57	45	18	48	18
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	10	10	6
Top (°C)	21.6416	20.2938	21.1337	20.2342	20.4035
R (Ω/km)	0.5171	0.5144	1.7838	1.7775	2.9643
Eps (kWh)	0.3756	0.0528	0.0732	0.0402	0.0251
ΣEps (kWh)				0.5419	0.0251



Tramo	6-14	14-15	15-16	16-17	17-18
N	47	44	24	12	12
CE (kW)	4	4	4	2	0
Ir (A)	49.337	46.188	25.193	12.597	12.597
Ice (A)	10.500	10.500	10.500	5.250	0.000
I (A)	59.837	56.688	35.693	17.847	12.597
L (m)	52	8	5	35	32
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	70	35
Top (°C)	23.7609	23.3754	21.3382	20.3345	20.3497
R (Ω/km)	0.2638	0.2634	0.2614	0.2603	0.5145
Eps (kWh)	0.8404	0.1159	0.0285	0.0497	0.0447
ΣEps (kWh)					1.0791

Tramo	16-19	19-20	15-21	2-22
N	12	12	20	18
CE (kW)	2	0	0	0
Ir (A)	12.597	12.597	20.995	18.895
Ice (A)	5.250	0	0.000	0.000
I (A)	17.847	12.597	20.995	18.895
L (m)	4	40	62	55
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	70	6
Top (°C)	20.7019	20.3497	20.4629	25.2298
R (Ω/km)	0.5152	0.5145	0.2605	3.0204
Eps (kWh)	0.0112	0.0559	0.1218	1.0147
ΣEps (kWh)		0.0671	0.1218	1.0147

Tramo	1-23	1-24
N	18	18
CE (kW)	0	0
Ir (A)	18.895	18.895
Ice (A)	0.000	0.000
I (A)	18.895	18.895
L (m)	55	55
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
Top (°C)	25.2298	25.2298
R (Ω/km)	3.0204	3.0204
Eps (kWh)	1.0147	1.0147
ΣEps (kWh)	<u>1.0147</u>	<u>1.0147</u>

Pérdidas S.D.S.-1 : 18.8413 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 1  
 ALIMENTADOR: S.D.S.-2

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
N	173	71	68	53	33	27
CE (kW)	0	0	0	0	0	0
Ir (A)	181.603	74.531	71.381	55.636	34.641	28.343
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	181.603	74.531	71.381	55.636	34.641	28.343
L (m)	6	17	8	42	24	24
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	35	35	35
Top (°C)	54.6418	25.8347	25.3521	26.8216	22.6446	21.7703
R (Ω/km)	0.2954	0.2660	0.2655	0.5276	0.5191	0.5174
Eps (kWh)	1.0000	0.4297	0.1851	1.1734	0.2558	0.1706
ΣEps (kWh)						

Tramo	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
N	27	21	14	8	1
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	28.343	22.044	14.696	8.398	1.050
Ice (A)	0.000	0	0.000	0.000	0.000
I (A)	28.343	22.044	14.696	8.398	1.050
L (m)	24	24	14	54	81
S (mm <sup>2</sup> )	16	16	6	6	6
Top (°C)	24.2098	22.5466	23.1637	21.0330	20.0161
R (Ω/km)	1.1477	1.1403	2.9964	2.9716	2.9598
Eps (kWh)	0.3785	0.2275	0.1550	0.1936	0.0045
ΣEps (kWh)					<u>4.1737</u>

Tramo	4-12	12-13	4-14	3-15
N	18	12	2	15
CE (kW)	0	0	0	0
Ir (A)	18.895	12.597	2.099	15.746
Ice (A)	0.000	0.000	0	0.000
I (A)	18.895	12.597	2.099	15.746
L (m)	19	66	20	45
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6
Top (°C)	25.2298	22.3243	20.0645	23.6318
R (Ω/km)	3.0204	2.9866	2.9604	3.0018
Eps (kWh)	0.3505	0.5351	0.0045	0.5730
ΣEps (kWh)		0.8856	0.0045	0.5730

Tramo	9-16	8-17
N	6	7
CE (kW)	0	0
Ir (A)	6.298	7.348
Ice (A)	0.000	0.000
I (A)	6.298	7.348
L (m)	20	23
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
Top (°C)	20.5810	20.7909
R (Ω/km)	2.9664	2.9688
Eps (kWh)	0.0403	0.0631
ΣEps(kWh)	<u>0.0403</u>	<u>0.0631</u>

Tramo	1-18	18-19	19-20	20-21	21-22
N	102	83	62	31	25
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	107.072	87.127	65.083	32.542	26.243
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	107.072	87.127	65.083	32.542	26.243
L (m)	58	61	14	20	85
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35	35	35
Top (°C)	32.0422	27.9737	29.3351	22.3337	21.5178
R (Ω/km)	0.2723	0.2681	0.5326	0.5185	0.5169
Eps (kWh)	3.0976	2.1243	0.5404	0.1879	0.5176
ΣEps(kWh)					

Tramo	22-23	23-24
N	9	9
CE (kW)	0	0
Ir (A)	9.448	9.448
Ice (A)	0.000	0.000
I (A)	9.448	9.448
L (m)	48	27
S (mm <sup>2</sup> )	35	6
Top (°C)	20.1967	21.3074
R (Ω/km)	0.5142	2.9748
Eps (kWh)	0.0377	0.1226
ΣEps(kWh)		<u>6.6281</u>

Tramo	20-25	25-26	26-27	27-28	19-29
N	31	15	15	6	21
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	32.542	15.746	15.746	6.298	22.044
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	32.542	15.746	15.746	6.298	22.044
L (m)	65	48	30	65	105
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	16	16	16
Top (°C)	22.3337	20.5464	21.2993	20.2078	22.5466
R (Ω/km)	0.5185	0.5149	1.1348	1.1299	1.1403
Eps (kWh)	0.6106	0.1048	0.1444	0.0498	0.9954
ΣEps(kWh)				<u>0.9097</u>	<u>0.9954</u>

Pérdidas S.D.S.-2: 14.2733 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 2  
 ALIMENTADOR: S.D.S.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5
N	98	61	30	18	18
CE (kW)	0	0	0	0	0
Ir (A)	102.873	64.033	31.492	18.895	18.895
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	102.873	64.033	31.492	18.895	18.895
L (m)	167	44	45	35	54
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	70	70	35
Top (°C)	31.1163	24.3069	21.0417	20.3750	20.7868
R (Ω/km)	0.2714	0.2644	0.2611	0.2604	0.5154
Eps (kWh)	8.2046	0.8161	0.1993	0.0557	0.1700
ΣEps(kWh)					<u>9.4457</u>

Tramo	2-6	6-7	7-8
N	31	21	21
CE (kW)	0	0	0
Ir (A)	32.542	22.044	22.044
Ice (A)	0.000	0.000	0
I (A)	32.542	22.044	22.044
L (m)	25	30	65
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35
Top (°C)	21.1123	20.5104	21.0709
R (Ω/km)	0.2611	0.2605	0.5160
Eps (kWh)	0.1183	0.0650	0.2788
ΣEps(kWh)			<u>0.4621</u>

Tramo	1-9	9-10	10-11	11-12
N	37	25	25	5
CE (kW)	0	0	0	0
Ir (A)	38.840	26.243	26.243	5.249
Ice (A)	0.000	0.000	0.000	0.000
I (A)	38.840	26.243	26.243	5.249
L (m)	36	36	60	90
S (mm <sup>2</sup> )	70	70	35	35
Top (°C)	21.5845	20.7234	21.5178	20.0607
R (Ω/km)	0.2616	0.2607	0.5169	0.5139
Eps (kWh)	0.2431	0.1106	0.3654	0.0218
ΣEps(kWh)				<u>0.7409</u>

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

Pérdidas en S.D.S.-1: 10.6485 kWh

Pérdidas de energía totales en S.D.S.: 43.7635 kWh

HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 1  
 ALIMENTADOR: I.A.P.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
I (A)	43.110	31.880	20.240	19.440	17.840	16.640
L (m)	6	6	16	16	45	42
S (mm <sup>2</sup> )	35	35	35	35	16	16
Top (°C)	24.0958	22.2398	20.9028	20.8328	21.6679	21.4510
R (Ω/km)	0.5221	0.5183	0.5156	0.5155	1.1364	1.1354
Epi (kWh)	0.2096	0.1138	0.1217	0.1122	0.5859	0.4754
ΣEpi (kWh)						

Tramo	6-7	7-8	8-11
I (A)	15.840	13.040	4.000
L (m)	10	42	140
S (mm <sup>2</sup> )	10	10	6
Top (°C)	22.1335	21.4459	20.2343
R (Ω/km)	1.7908	1.7860	2.9623
Epi (kWh)	0.1618	0.4592	0.2389
ΣEpi (kWh)			<u>0.2389</u>

Tramo	8-12	12-13	13-14	14-15	14-16
I (A)	9.040	5.920	3.520	3.120	0.400
L (m)	16	75	85	20	11
S (mm <sup>2</sup> )	10	6	6	6	6
Top (°C)	20.6949	20.5133	20.1815	20.1425	20.0023
R (Ω/km)	1.7807	2.9656	2.9617	2.9613	2.9596
Epi (kWh)	0.0838	0.2806	0.1123	0.0208	0.0002
ΣEpi (kWh)				0.4975	0.0002

Tramo	12-17	6-18	4-19	7-20
I (A)	3.120	0.800	1.600	2.8000
L (m)	20	15	65	65
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6
Top (°C)	20.1425	20.0093	20.0375	20.1148
R (Ω/km)	2.9613	2.9597	2.9600	2.9609
Epi (kWh)	0.0208	0.0010	0.0177	0.0543
ΣEpi (kWh)	<u>0.0208</u>	<u>0.0010</u>	<u>0.0177</u>	<u>0.0543</u>

Tramo	1-21	21-22	22-23	23-24	24-25
I (A)	11.230	8.810	5.610	4.010	3.200
L (m)	70	55	20	20	105
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
Top (°C)	21.8473	21.1369	20.4610	20.2355	20.1500
R (Ω/km)	2.9811	2.9728	2.9650	2.9623	2.9613
Epi (kWh)	0.9474	0.4569	0.0672	0.0343	0.1146
ΣEpi(kWh)					1.6204

Tramo	22-26	24-27
I (A)	3.200	0.810
L (m)	105	30
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
Top (°C)	20.1500	20.0096
R (Ω/km)	2.9613	2.9597
Epi (kWh)	0.1146	0.0021
ΣEpi(kWh)	<u>0.1146</u>	0.0021

Tramo	2-28	28-29	29-30	30-31	31-32
(A)	11.640	9.220	5.200	3.600	2.800
(m)	26	40	43	60	85
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
Top (°C)	21.9847	21.2452	20.3960	20.1898	20.1148
R (Ω/km)	2.9827	2.9741	2.9642	2.9618	2.9609
Epi (kWh)	0.3783	0.3641	0.1241	0.0829	0.0710
ΣEpi(kWh)					1.0203

Tramo	31-33	29-34	34-35
I (A)	0.800	3.210	1.600
L (m)	20	20	60
S (mm <sup>2</sup> )	6	6	6
Top (°C)	20.0093	20.1509	20.0375
R (Ω/km)	2.9597	2.9614	2.9600
Epi (kWh)	0.0014	0.0220	0.0164
ΣEpi(kWh)	<u>0.0014</u>		<u>0.0383</u>

Tramo	29-36	28-37
I (A)	0.810	2.420
L (m)	35	35
S (mm <sup>2</sup> )	6	6
Top (°C)	20.0096	20.0857
R (Ω/km)	2.9597	2.9606
Epi (kWh)	0.0024	0.0218
ΣEpi(kWh)	<u>0.0024</u>	<u>0.0218</u>

Pérdidas I.A.P.-1: 5.89124 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de las pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

HOJAS DE CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA  
 INSTALACIONES DE ALUMBRADO PUBLICO  
 HABILITACION URBANA: LOS VIÑEDOS DE SURCO

SUBESTACION: S.A.B. N° 2  
 ALIMENTADOR: I.A.P.-1

Tramo	SAB-1	1-2	2-3	3-4	2-5
I (A)	7.200	6.800	3.600	3.200	3.200
L (m)	142	25	10	145	105
(mm <sup>2</sup> )	6	6	6	6	6
Top (°C)	20.7593	20.6773	20.1898	20.1500	20.1500
R (Ω/km)	2.9684	2.9675	2.9618	2.9613	2.9613
Epi (kWh)	0.7867	0.1235	0.0138	0.1583	0.1146
ΣEpi(kWh)				1.0823	0.1146

Pérdidas I.A.P.-1: 1.19688 kWh

Nota: los valores subrayados corresponden a la sumatoria de la pérdidas de energía de todos los tramos pertenecientes al ramal analizado.

Pérdidas de energía totales en I.A.P.: 7.08813 kWh

La comparación de los resultados obtenidos entre el "Método Aproximado" y el "Método Exacto" se muestra en el Cuadro VIII-12.

CUADRO VIII-12

COMPARACION DE LAS PERDIDAS OBTENIDAS ENTRE  
LOS METODOS APROXIMADO Y EXACTO

Pérdidas	Método Aproximado kWh/día	Método Exacto kWh/día	Error Porcentual (*)
Subsistema de Distribución Secundaria	44.4521	43.7635	1.57 %
Instalaciones de Alumbrado Público	7.4733	7.0881	5.43 %
Totales	51.9254	50.8516	2.11 %

(\*) Se considera 100% a los resultados obtenidos en el Método Exacto.

Como se puede observar en el Cuadro VIII-12, la diferencia de valores entre ambos métodos es pequeña. Si observamos el error porcentual cometido, para el caso de S.D.S. es menor que el error cometido para el caso de I.A.P.; esto se debe a que la temperatura de operación asumida de 35° C en el Método Aproximado es muy superior a la que en realidad se obtiene en los cálculos efectuados por el Método Exacto, que están entre 20° C y 25° C, como puede comprobarse en las hojas de cálculos de pérdidas de energía correspondientes al Método Exacto.



Por lo tanto, es recomendable utilizar el Método Exacto.

Con las hojas de cálculo es posible hacer un análisis de sensibilidad simulando alguna posible condición de operación a la que denominaremos "Caso". Para todos los casos se considera que la máxima demanda por usuario es 800 W/lote, la cual no es superada bajo ninguna circunstancia. Por ejemplo, el Caso N° 1 simula un diagrama de carga de un usuario y un diagrama de carga de un grupo de usuarios (similares a los mostrados en la fig. 8.1 y fig. 8.2) con las características que se muestran en los Cuadros VIII-13 y VIII-14 respectivamente.

CUADRO VIII-13

CASO N° 1: DIAGRAMA DE CARGA DE UN USUARIO

$i$	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i \cdot At_i$ (horas)	$K_i^2 \cdot At_i$ (horas)
1	0.04	4	0.16	0.0064
2	0.10	3	0.30	0.0300
3	1.00	0.5	0.50	0.5000
4	0.10	2	0.20	0.0200
5	0.04	1	0.04	0.0016
SUMA ->			1.20	0.5580
$f_{cu}$			0.05	
$f_{pu}$				0.02325

CUADRO VIII-14

CASO N° 1: DIAGRAMA DE CARGA DE UN GRUPO DE USUARIOS

$i$	$K_i$ (P.Ú.)	$At_i$ (horas)	$K_i \cdot At_i$ (horas)	$K_i^2 \cdot At_i$ (horas)
1	0.05	4	0.20	0.0100
2	0.20	2.5	0.50	0.1000
3	1.00	1	1.00	1.0000
4	0.30	2	0.60	0.1800
5	0.10	1	0.10	0.0100
SUMA ->			2.40	1.3000
$f_{cgu}$			0.10	
$f_{pgu}$				0.05417

En el anexo "I" se muestran los valores característicos de los diagramas de carga para cada caso analizado. El Caso N° 3 corresponde al tratado en los acápites 8.2.1 y 8.2.2. La simulación pretende mostrar en qué medida se incrementan las pérdidas porcentuales de energía conforme el usuario incrementa su consumo y sin hacer ningún cambio en las características de la red, tanto en la configuración como en la sección de los cables.

Los valores de  $f_s$  y  $f_{pgu}$  de cada caso han sido ingresados como datos en la hoja de cálculo original de S.D.S. con la finalidad de determinar los valores de pérdidas de energía que se muestran en la columna 10 del Cuadro VIII-15.

## CUADRO VIII-15

## ANALISIS DE SENSIBILIDAD

CASO NO	CARACTERISTICAS DE UN USUARIO			CARACTERISTICAS DEL DIAGRAMA DE CARGA DEL S.D.S			CONSUMO I.A.P. Kwh/día
	$f_{cu}$	$f_{pu}$	$E_u$ kWh/día	$f_s$	$f_{cgu}$	$f_{pgu}$	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1	0.0500	0.02325	0.96	0.50	0.100	0.05416	203.94
2	0.1000	0.04947	1.92	0.50	0.200	0.11141	203.94
3	0.1776	0.10232	3.41	0.50	0.355	0.23761	203.94
4	0.2000	0.11329	3.84	0.50	0.400	0.27875	203.94
5	0.3000	0.18500	5.76	0.55	0.545	0.43048	203.94
6	0.4000	0.26750	7.68	0.60	0.667	0.57211	203.94
7	0.5000	0.36220	9.60	0.70	0.714	0.64046	203.94
8	0.6000	0.46245	11.52	0.80	0.750	0.66349	203.94
9	0.7000	0.57355	13.44	0.89	0.787	0.69244	203.94
10	0.8000	0.69479	15.36	0.94	0.851	0.76882	203.94
11	0.9000	0.82873	17.28	0.96	0.938	0.87875	203.94
12	1.0000	1.00000	19.20	1.00	1.000	1.00000	203.94
CONSUMO kWh/día		PERDIDAS DE ENERGIA Kwh/día				CONSUMO TOTAL kWh/día	PERDIDA % de la energía suminis al SDS e IAP
Domest. (7)	Cargas Espec. (8)	Acom. Domic (9)	S.D.S. (10)	Acom. IAP	IAP	(11)	
420.480	10.800	0.082	9.98	0.061	7.09	652.43	2.64
840.960	21.600	0.174	20.52	0.061	7.09	1094.35	2.54
1493.545	38.362	0.361	43.76	0.061	7.09	1787.12	2.87
1681.920	43.200	0.399	51.34	0.061	7.09	1987.95	2.96
2522.880	64.800	0.652	95.97	0.061	7.09	2895.39	3.58
3363.840	86.400	0.943	152.12	0.061	7.09	3814.39	4.20
4204.800	108.000	1.277	233.87	0.061	7.09	4759.04	5.09
5045.760	129.600	1.630	320.81	0.061	7.09	5708.89	5.77
5886.720	151.200	2.022	420.88	0.061	7.09	6671.91	6.45
6727.680	172.800	2.449	526.42	0.061	7.09	7640.44	7.02
7568.640	194.400	2.921	630.16	0.061	7.09	8607.21	7.44
8409.600	216.000	3.525	784.83	0.061	7.09	9625.05	8.26

- (1) Definido del diagrama de carga respectivo (ver anexo I)  
(2) Definido del diagrama de carga respectivo (ver anexo I)  
(3)  $E_u = MD \cdot f_{cu} \cdot 24 = 0.8 \times f_{cu} \times 24 = 19.2 \times f_{cu}$   
(4) Crece conforme  $f_{cu}$  incrementa (se asume lógicamente)  
(5)  $f_{cgu} = E_u / (MD \cdot f_s \cdot 24) = E_u / (19.2 \times f_s)$   
(6) Definido del diagrama de carga respectivo (ver anexo I)  
(7) Es igual a:  $E_u \times 438$  usuarios  
(8) Es igual a:  $9 \text{ kW} \times f_{cu} \times 24 \text{ h} = 216 \times f_{cu}$   
(9) Es igual a:  $0.00804816 \times f_{pu} \times 438$   
(10) Se han determinado de acuerdo a los valores de  $f_{cgu}$  y el factor de simultaneidad que corresponde a cada caso  
(11) Incluye el consumo de energía en S.D.S. e I.A.P. más las pérdidas de energía.

En el Cuadro VIII-15 se ha mantenido constante los valores correspondientes al consumo de las instalaciones de alumbrado público, pérdidas en las acometidas de I.A.P. y pérdidas en I.A.P., esto, debido a que el análisis de sensibilidad contempla solamente la variación en el consumo de usuarios residenciales.

Con los resultados obtenidos del Cuadro VIII-15 se puede elaborar el gráfico de la fig. 8.5. En este gráfico se puede apreciar claramente que conforme el usuario residencial incrementa su consumo (sin alterar su máxima demanda) las pérdidas porcentuales de energía se incrementan.

Basándonos en el Cuadro VIII-15 se puede establecer una clasificación de las condiciones de operación teniendo en cuenta su proximidad o alejamiento del factor de simultaneidad que se utilizó en el diseño del proyecto, que fue igual a 0.5.

Clasificación de las Condiciones de Operación	Factor de Simultaneidad
Normal	Desde 0.5 hasta 0.55
Intermedio	Desde 0.6 hasta 0.89
Anormal	Desde 0.9 hasta 1.00

Finalmente, podemos establecer los rangos de pérdidas de energía mostrados en el Cuadro VIII-16.

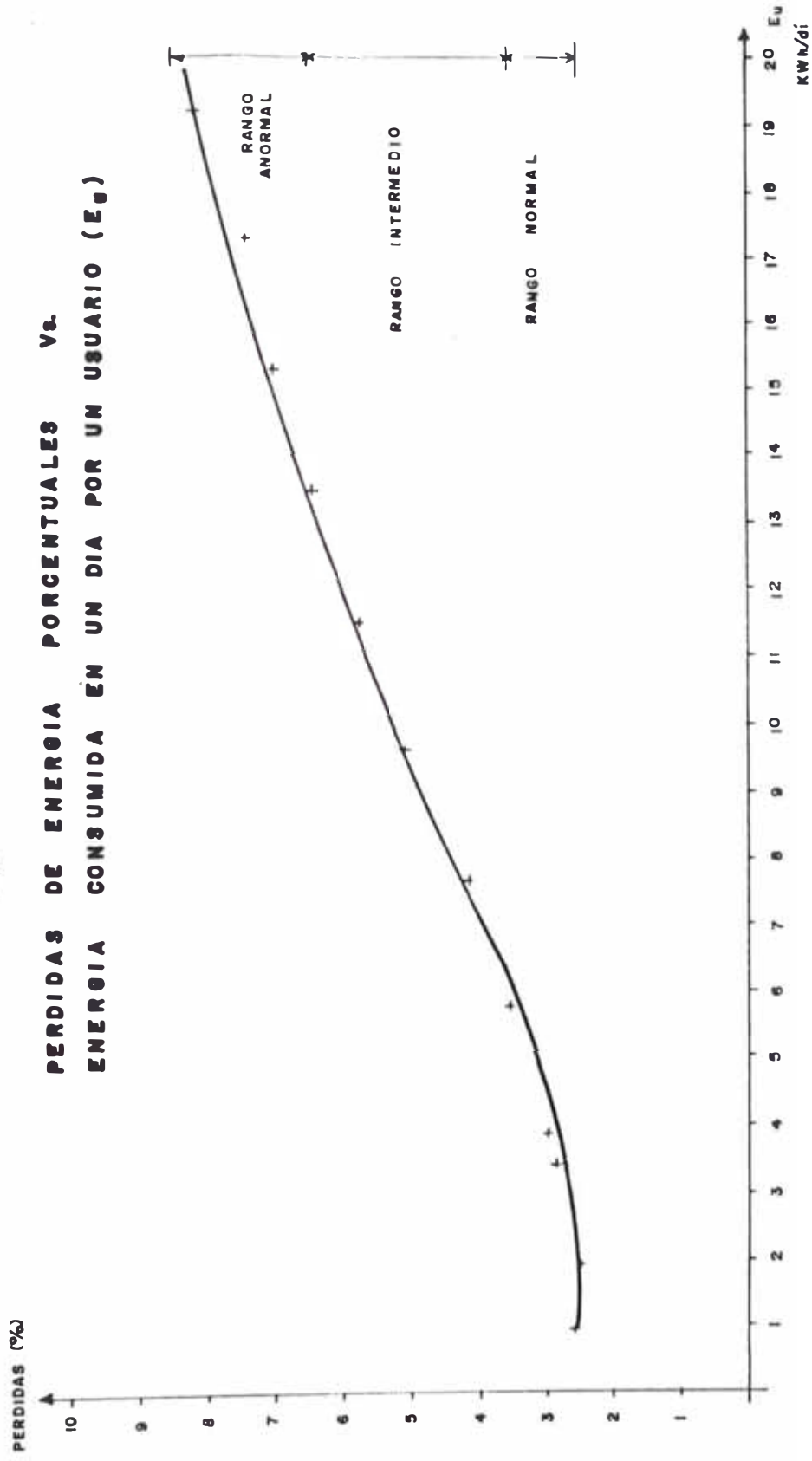
CUADRO VIII-16

CLASIFICACION DE LOS RESULTADOS

RANGOS DE PERDIDAS DE ENERGIA

Clasificación de Condiciones de Operación	Casos	Rango de Pérdidas de Energía	Observaciones
NORMAL	N° 1 a N° 5	2.5% a 3.5%	Aceptable
INTERMEDIO	N° 6 a N° 9	3.51% a 6.5%	Aceptable Temporalmente
ANORMAL	N° 10 a N° 12	6.51% a 8.5%	Intolerable

FIGURA 6.5  
PERDIDAS DE ENERGIA PORCENTUALES Vs.  
ENERGIA CONSUMIDA EN UN DIA POR UN USUARIO (E<sub>u</sub>)



CAPITULO IX

METODOLOGIA PARA LA EVALUACION PRACTICA DE PERDIDAS  
DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

## CAPITULO IX

### METODOLOGIA PARA LA EVALUACION PRACTICA DE PERDIDAS DE ENERGIA EN REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Este capítulo dará las pautas para que las Empresas Conce sionarias puedan determinar en forma práctica, las pérdidas "físicas" en las redes de distribución secundaria subterráneas, evaluando los valores de las mediciones y registros tomados directamente de los circuitos en estudio.

Además, será de mucha utilidad para evaluar por comparación los resultados obtenidos en forma práctica, con los valores teóricos determinados a base de la metodología del Capítulo VIII.

#### 9.1 Información Requerida

La información requerida para determinar en forma práctica las pérdidas de energía es la siguiente:

- a) Energías entregada y facturada al subsistema de distribución secundaria (datos mensuales).
- b) Energías entregada y facturada a las instalaciones de alumbrado público (datos mensuales).
- c) Planos de las redes de distribución secundaria (por tipo de habilitación urbana) con las descripciones de:



- \* Subestaciones: - Ubicación de las subestaciones.  
- Cantidad de Subestaciones.
- \* Subsistema de Distribución Secundaria (S.D.S.) e Instalaciones de Alumbrado Público (I.A.P.):
  - Recorrido y sección de los cables.
  - Material del conductor del cable.
  - Longitud de los alimentadores.
  - Tensión nominal.
  - Calificación eléctrica del S.D.S.
  - Tipo y potencia de lámparas de I.A.P.

d) Diagrama de carga diario típico:

- \* De las subestaciones representativas.
- \* De los alimentadores de S.D.S. e I.A.P. que parten de las subestaciones representativas.
- \* Horas de servicio y número de usuarios.

## 9.2 Metodología Propuesta

### 9.2.1 Pautas

- a) "Las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos se producen por causas diferentes que comprenden: efecto Joule, pérdidas en el núcleo de los transformadores, deficiencias en el sistema de medición, robo, etc. Estas causas pueden agruparse en dos subgrupos: el primero comprende aquellos que crean pérdidas que son inherentes al sistema al producir energía y al transportarla hasta el último usuario; el segundo subgrupo comprende las causas que crean la diferencia en-

tre la energía disponible al nivel del usuario y la energía realmente facturada por la empresa. El primer subgrupo de causas comprende las que dan origen a las pérdidas "físicas" del sistema eléctrico, el segundo subgrupo es responsable de las pérdidas aparentes" (1)

Las pérdidas "estadísticas" (suma de las pérdidas físicas y aparentes) se determinarán por la diferencia entre la energía entregada al sistema y la energía facturada al usuario, en el sistema de distribución secundaria. ( para mayor ilustración pueden verse la fig. 9.1 y la fig. 9.2).

Para nuestro caso, la energía entregada al sistema se medirá en los bornes de baja tensión (lado secundario) del transformador de distribución de la subestación, es decir, en donde se inicia el sistema de distribución secundaria (S.D.S. e I.A.P.).

-----  
(1) IEEE Transactions on Power Apparatus y Systems Vol. Pas-102, N° 11, "VALUACION DE LA PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE COLOMBIA", Noviembre 1983, página 1. Autores: R Céspedes, H Durán, H. Hernández, A. Rodriguez.

## DISTRIBUCION DE LA ENERGIA

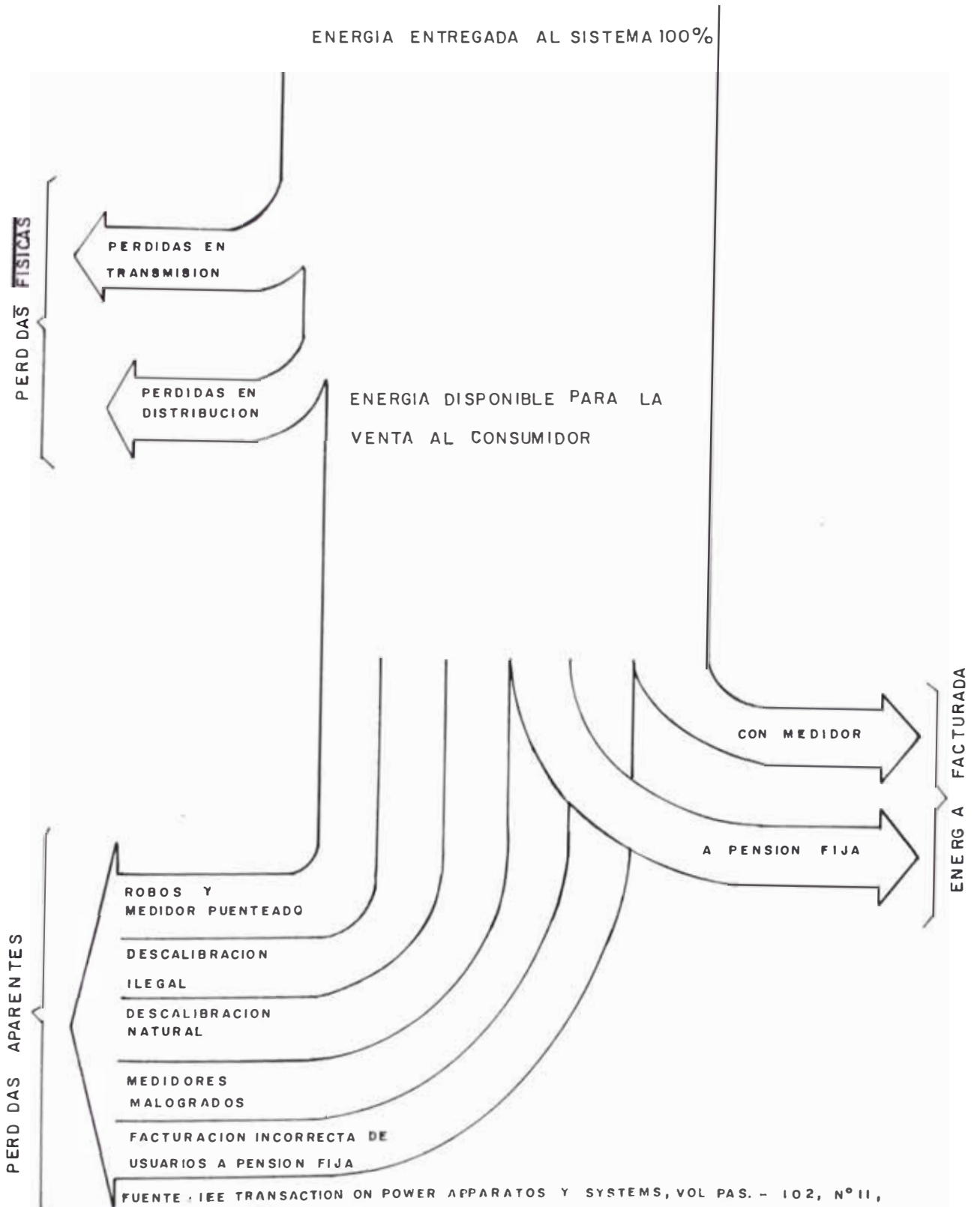
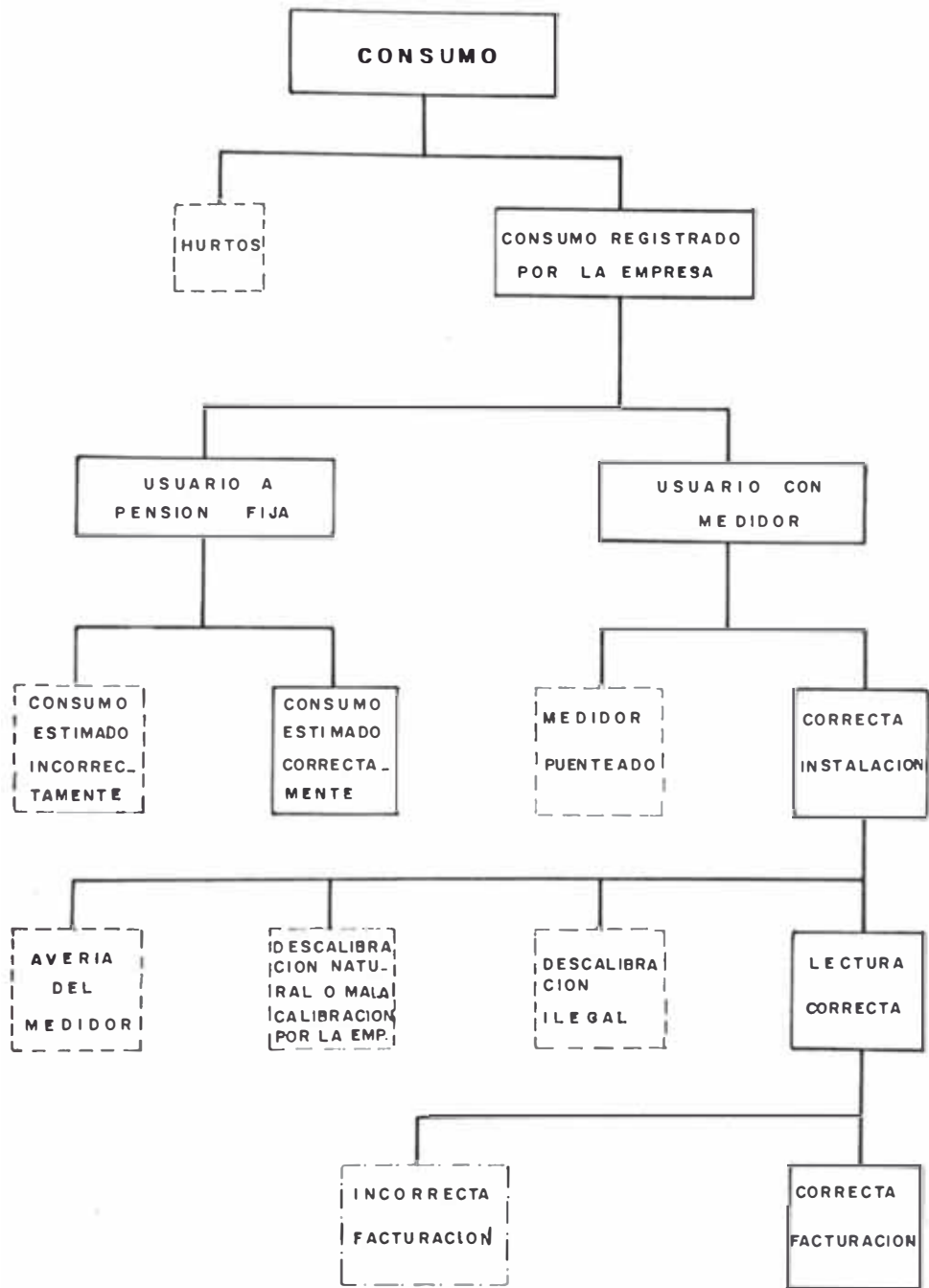


Fig. 9.1

# DISTRIBUCION DE PERDIDAS APARENTES



FUENTES PERMANENTES DE PERDIDAS

----- FUENTES TEMPORALES DE PERDIDAS

FUENTE : IEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS Y SYSTEMS, VOL. PAS. - 102, N°11, NOVIEMBRE 1983, "VALORACION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE COLOMBIA" PAG.15, AUTORES H.CESPEDES Y OTROS.

Fig. 9.2

b) Dada la gran cantidad de habilitaciones urbanas existentes dentro del área de concesión de una empresa eléctrica, es necesario realizar una priorización. En tal sentido, se seleccionarán las habilitaciones urbanas cuyas pérdidas globales de energía estén por encima del rango teórico aceptable, con una tolerancia del 50%.

Si teóricamente se debe aceptar hasta 3.5 % de pérdidas de energía (valor límite establecido en el Capítulo VIII y que se muestra en el Cuadro IX-1), se recomienda seleccionar aquellas habilitaciones urbanas cuyas pérdidas estén por encima de 5.25 % (3.5% + 1.75%). De este modo, se estará seleccionando prioritariamente, en una primera etapa, las habilitaciones urbanas con mayores pérdidas de energía, es decir, aquellas que reflejan anomalías en el consumo de electricidad.

CUADRO IX-1

RANGO ACEPTABLE DE PERDIDAS DE ENERGIA (\*)

Tensión del Subsistema de Distribución Secundaria	Rango Aceptable de Pérdidas de Energía
220 V	2.5% a 3.5%

(\*) Este rango se ha establecido en el Capítulo VIII para una habilitación urbana. Cada Empresa Concesionaria deberá calcular las pérdidas para los diferentes tipos de habilitaciones urbanas y obtener sus propios rangos teóricos.

- c) Para la determinación de las pérdidas de energía en el sistema de distribución secundaria, se considerarán sólo los componentes siguientes:
- Subsistema de distribución secundaria (S.D.S.)
  - Instalaciones de alumbrado público (I.A.P.).
- No se tomarán en cuenta las acometidas ya que las pérdidas de energía en éstas son despreciables
- d) Para el cálculo de las pérdidas de energía en S.D.S. e I.A.P., las cargas se concentran por tramos en la misma forma que se realiza para el cálculo de caída de tensión.

#### 9.2.2 Mediciones

- a) Determinación de las condiciones de carga de los transformadores en las subestaciones.
- Con la finalidad de determinar las condiciones de carga de cada transformador en las horas de máxima demanda, se efectuarán mediciones en cada subestación utilizando un volt-amperímetro de pinza para medir (en el lado secundario del transformador) las corrientes en cada fase y las tensiones entre fases. Estas mediciones se efectuarán en las horas de punta (por ejemplo, a las 18, 19 y 20 horas), como mínimo tres veces a la semana.

Con los valores obtenidos calcularemos la potencia o la energía entregada al sistema de distribución secundaria.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se efectuará la siguiente clasificación:

- Subestaciones sobrecargadas.

Subestaciones que operan en condiciones nominales

- Subestaciones descargadas (que operan por debajo de su capacidad nominal).

Se seleccionará, al menos, el 30% de las subestaciones comprendidas dentro de cada grupo clasificado, considerándose como mínimo una subestación para efectuar los registros de carga.

b) Obtención del diagrama de carga diario de la subestación.

En las subestaciones seleccionadas, de acuerdo al párrafo a) anterior, se efectuarán registros de potencia entregada a los alimentadores del subsistema de distribución secundaria y de alumbrado público. Esto se logrará conectando un registrador de potencia en el lado secundario del transformador (inicio de cada alimentador). El instrumento permanecerá conectado de modo que registre la potencia durante las 24 horas de servicio del transformador. Para aquellas subestacio-

nes en las que no se llevaron a cabo las mediciones descritas, se le asignará un diagrama de carga similar al registrado para la subestación representativa de cada grupo; asignándoles la máxima demanda determinada de acuerdo al párrafo a).

- c) Obtención del diagrama de carga diario de los alimentadores de S.D.S. e I.A.P.

En las subestaciones seleccionadas se instalará un registrador en cada alimentador de S.D.S. e I.A..P. de modo tal que registre la potencia durante las 24 horas de servicio de la subestación. Estos registros se deberán realizar por lo menos durante una semana.

### 9.3 Determinación de las Pérdidas

Debido a que las pérdidas en las acometidas son de muy poca consideración y teniendo en cuenta que los mayores porcentajes de pérdidas de energía se producen en el subsistema de distribución secundaria (demostrado en el Capítulo VIII, Cuadro VIII-11), para determinar las pérdidas de energía solamente se ha considerado los siguientes componentes:

- Subsistema de distribución secundaria (S.D.S.).
- Instalaciones de alumbrado público (I.A.P.).

#### 9.3.1 Pérdidas en S.D.S.

A base de las mediciones efectuadas en una de las subestaciones del grupo especificado se tendrá el



diagrama de carga diario de cada alimentador de las subestaciones seleccionadas. Con estos diagramas por superposición (o suma de diagramas) obtendremos el diagrama de carga del S.D.S. en dicha subestación, tal como se ilustra en la fig. 9.4. Este diagrama nos servirá para calcular la corriente ( $I$ ) a la hora de máxima demanda y el factor de pérdidas ( $f_{pgu}$ )

Para facilitar el cálculo de  $f_{pgu}$  se puede convertir el diagrama de la fig. 9.4 en otro diagrama equivalente, pero con valores en por unidad tal como se muestra en la fig. 9.5.

Este procedimiento se repetirá para todos los grupos de subestaciones seleccionadas.

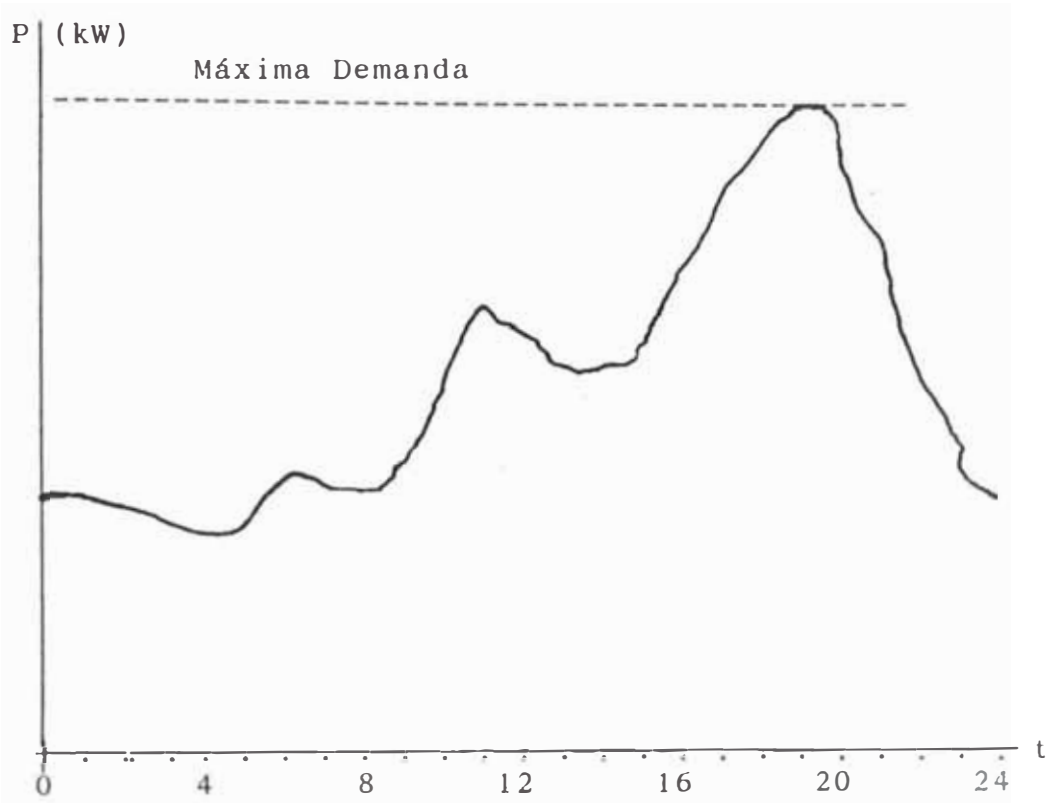


Fig. 9.4 : Diagrama de Carga Diario Típico del S.D.S.

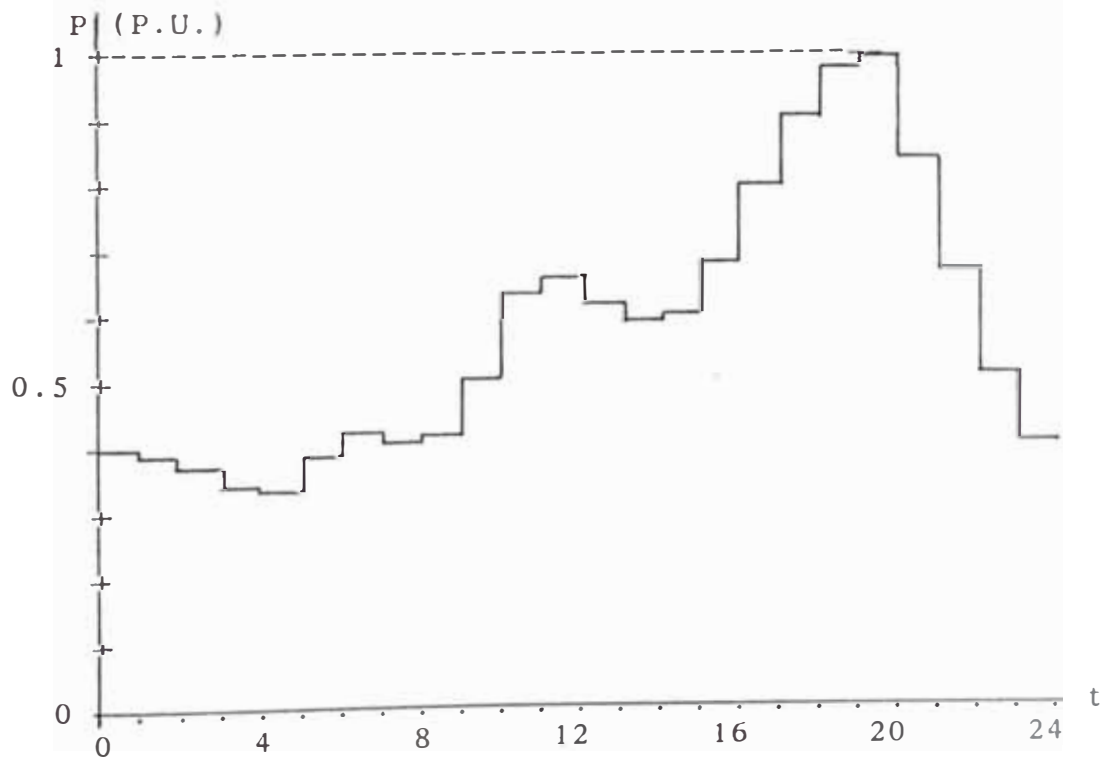


Fig 9.5 : Diagrama de Carga Diario Típico del S.D.S.

El coeficiente de proporcionalidad "Ki" se obtendrá dividiendo el valor de la potencia promedio en kW (obtenida del diagrama de carga de la fig. 9.4 para cada intervalo de una hora) entre la máxima demanda de la subestación.

Por semejanza a la ecuación (8.14) del Capítulo VIII se tiene:

$$f_{pgu} = \frac{\sum_1^{24} [ k_i^2 \cdot \Delta t_i ]}{24} \dots\dots (9.1)$$

Siendo  $\Delta t_i = 1$  hora, resulta:

$$f_{pgu} = \frac{\sum_1^{24} [ k_i^2 ]}{24} \dots\dots\dots (9.2)$$

Conociendo la topología del subsistema de distribución secundaria, se podrá calcular las pérdidas de energía con la fórmula siguiente:

$$E_{ps} = \sum_{k=1}^q E_{psk} = \sum_{k=1}^q (3 \cdot R_k \cdot L_k \cdot I_k^2 \cdot 24 \cdot f_{pgu}) \cdot 10^{-3} \dots\dots (9.3)$$

$$I_k = (I / N) \cdot n \dots\dots\dots (9.4)$$

Donde:

- q es la cantidad total de tramos analizados.
- $L_k$  es la longitud del tramo k analizado, en m.
- n es el número de usuarios alimentados desde el tramo k analizado.
- N es el número total de usuarios conectados a la subestación analizada.
- $R_k$  es la resistencia del tramo k, en ohm/km.
- $\cos \phi = 1$ , es el factor de potencia de la carga.

$I_k$  es la corriente en el tramo  $k$ , en Amp. Calculada con la ecuación (9.4) asumiendo que:

- el diagrama de carga de cada usuario tiene el mismo comportamiento que el diagrama de carga registrado para la subestación.
- $I/N$  es la corriente máxima utilizada por cada usuario en la hora de máxima demanda.

Para mayor explicación de la secuencia a seguir se presenta un ejemplo de aplicación, para lo cual se asume que el diagrama de carga de la fig.9.6 representa el registro de carga en el punto "A" de la fig. 9.7.

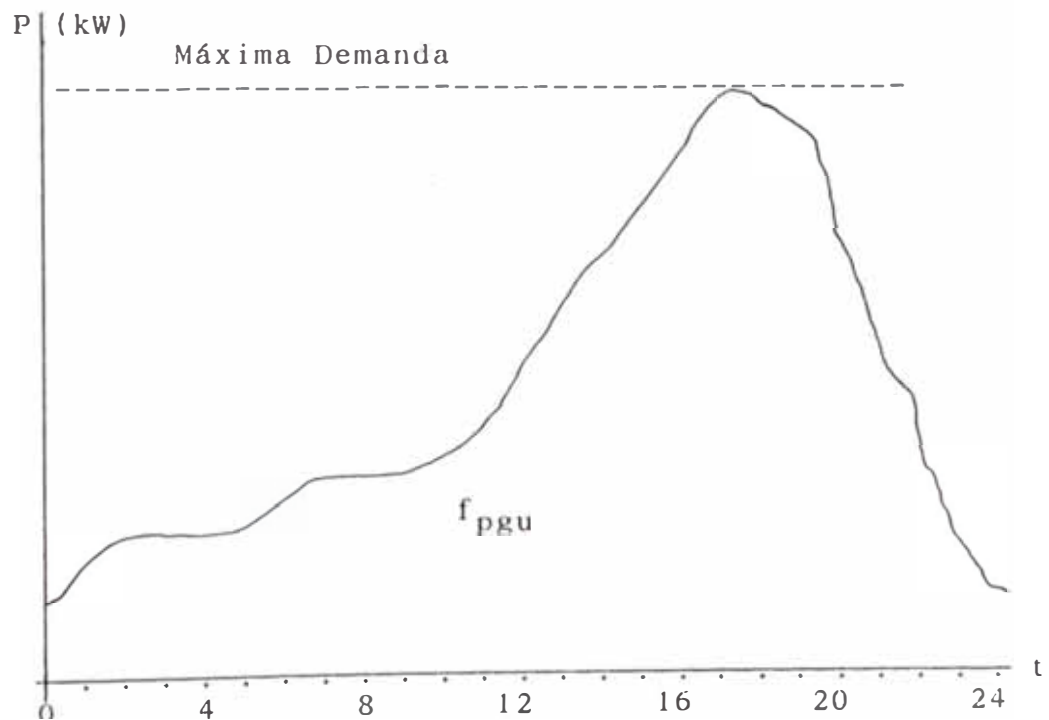


Diagrama de Carga registrado en el punto A  
del alimentador de la fig. 9.7

Fig. 9.6

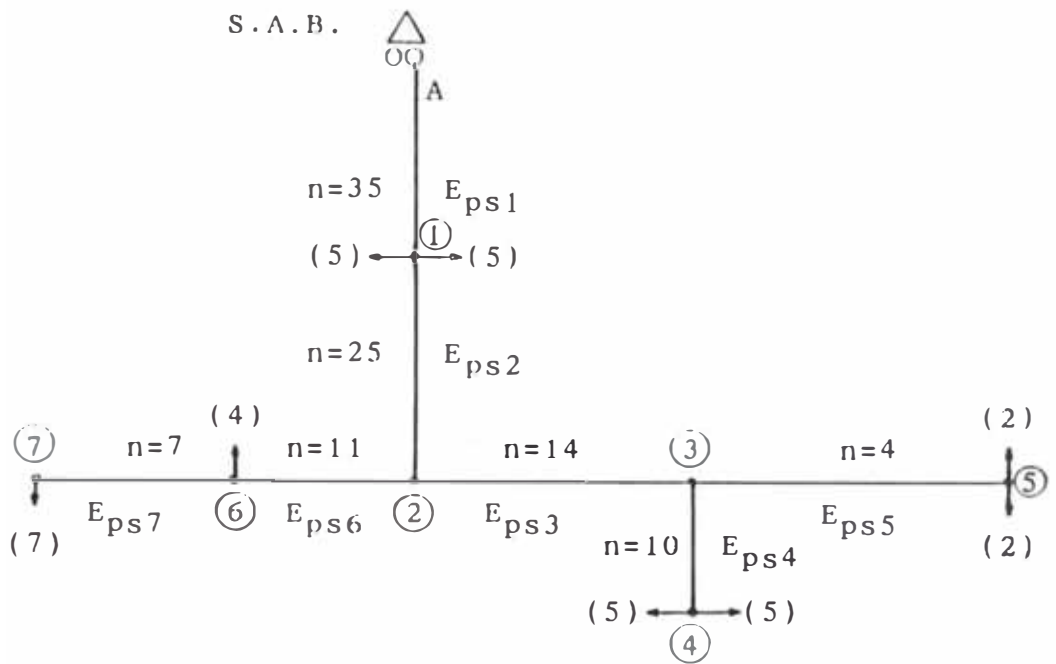


Fig. 9.7

También en la fig. 9.7 se asume que el valor entre paréntesis indica el número de usuarios conectados al alimentador. El número de tramos "q", en este ejemplo, es igual a 7. Luego por aplicación de la ecuación (9.3) obtenemos:

Tramo N° 1 ( A-1 ):

$$E_{ps1} = 3 \cdot R_1 \cdot L_1 \cdot (I \cdot 35 / 35)^2 \cdot 24 \cdot f_{pgu} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/día}$$

Tramo N° 2 ( 1-2 ):

$$E_{ps2} = 3 \cdot R_2 \cdot L_2 \cdot (I \cdot 25 / 35)^2 \cdot 24 \cdot f_{pgu} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/día}$$

Tramo N° 7 ( 6-7 ):

$$E_{ps7} = 3 \cdot R_7 \cdot L_7 \cdot (I \cdot 7 / 35)^2 \cdot 24 \cdot f_{pgu} \cdot 10^{-3} \text{ kWh/día}$$

$$E_{ps} = E_{ps1} + E_{ps2} + E_{ps3} + \dots + E_{ps7}$$

Este valor de  $E_{ps}$  debe ser calculado para cada una de las subestaciones correspondientes al 30% que conforma el grupo seleccionado.

Sumando las pérdidas  $E_{ps}$  calculadas para cada subestación seleccionada, obtenemos el valor de  $E_{ps}$  total. Este valor dividido entre el número total de usuarios, alimentados desde las subestaciones seleccionadas, dará como resultado el índice de pérdidas diarias de energía por usuario (kWh/día/usuario).

Dicho índice se obtendrá para los tres tipos de subestaciones, de acuerdo a la clasificación establecida en 9.2.2 (sobrecargadas, en condiciones nominales y descargadas).

Como sólo se ha registrado la carga del 30% de subestaciones, es necesario proponer una forma de cálculo de las pérdidas de energía para las demás subestaciones. En tal sentido, suponiendo que las subestaciones de una misma clasificación tienen diagramas de carga similares, al 70% de subestaciones faltantes se aplicará el índice de pérdidas que se ha calculado.

Las pérdidas totales diarias de energía en el S.D.S. de cada subestación del grupo faltante se obtendrá multiplicando el número total de usuarios de cada subestación por el índice de pérdidas calculado.

### 9.3.2 Pérdidas en I.A.P

Para poder definir si existe consumo anormal de energía en las instalaciones de alumbrado público (I.A.P.) se tendrá que conocer el tipo y número de lámparas instaladas que se encuentren operativas, además sus potencias y características de sus accesorios. Con estos datos se podrá determinar la potencia instalada ( $P_{iap}$ ) de alumbrado público que atiende una subestación.

$$P_{iap} = \Sigma (\text{N}^\circ \text{ de lámparas} \times \text{potencia total de la unidad de A.P.})$$

Multiplicando esta potencia instalada por las horas de servicio en un día se podrá calcular teóricamente la energía consumida por las instalaciones de alumbrado público ( $E_{cap}$ ).

$$E_{cap} = P_{iap} \times \text{Horas de servicio diaria}$$

Si el valor de energía registrada determinada del registro de carga diaria es mayor que la calculada teóricamente, será un indicio de que existe un consumo anormal, con la presencia de pérdidas aparentes.

Las pérdidas de energía en el alumbrado público ( $E_{pap}$ ) se podrán determinar siguiendo procedimientos similares a los explicados en el punto 9.2.2, aprovechando los datos de configuración de la red de alumbrado público, y utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{\text{pap}} = \sum_{k=1}^q E_{\text{pik}} = \sum_{k=1}^q (3 R_k \cdot L_k \cdot I_k^2 \times 24 \cdot f_{\text{pap}}) \cdot 10^{-3} \quad (9.5)$$

Donde:

$q$  es la cantidad total de tramos analizados.

$L_k$  es la longitud del tramo  $k$  analizado, en m.

$R_k$  es la resistencia del tramo  $k$  analizado, en ohm/m.

$I_k$  es la corriente en el tramo  $k$ , en Amp.

$f_{\text{pap}}$  es el factor de pérdidas del diagrama de carga diario de todo el alumbrado público, determinado con la siguiente ecuación:

$$f_{\text{pap}} = \frac{\sum (K_i^2 \cdot A t_i)}{24} \dots\dots\dots (9.6)$$

Finalmente, comparando el valor de  $E_{\text{pap}}$  con la energía teórica entregada al alumbrado público se determinará el porcentaje de pérdidas de energía.

#### 9.4 Evaluación de Resultados

Las pérdidas totales obtenidas en porcentaje (P1), deberán compararse con el porcentaje de pérdidas calculado a base de la energía entregada al sistema de distribución y la energía facturada (P2 pérdidas estadísticas).

Existe la posibilidad de que los resultados obtenidos se encuentren en el rango establecido en el Cuadro IX-1, hasta con una tolerancia de un +20% , si las



redes analizadas se encuentran en buenas condiciones de operación (aunque existiese consumo ilegal).

Igualmente, es probable que los porcentajes de pérdidas obtenidos se encuentren por encima de los rangos establecidos en el Cuadro IX-1 (incluyendo la tolerancia de +20%), si las redes analizadas se encuentran en malas condiciones de operación (ya sea por envejecimiento o por sobrecarga).

En el Cuadro IX-2 se analiza los casos probables que pueden presentarse, interpretando los resultados de la comparación de las pérdidas calculadas y las pérdidas estadísticas.

En cualquier caso se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos requerirán de un minucioso análisis por parte del equipo de trabajo a fin de interpretarlos correctamente y tomar las acciones correctivas correspondientes.

## COADRO IX-2

## INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS

CASO	CARACTERIS- TICAS DEL CONSUMO DE ENERGIA (1)	CONDICIO- NES DE OPERACION	RESULTADOS (PERDIDAS OBTENIDAS) $P_1$ (2)	COMPARACION DE $P_1$ CON $P_2$ $P_2 = \frac{E - F}{E} \times 100$ (3)	ACCION CORRECTIVA	OBSERVACIONES
1	LEGAL	BUENAS	ACEPTABLE	$P_1 = P_2$	No requiere	Caso óptimo. Caso analizado en Cap. VIII
2	LEGAL	MALAS (4)	NO ACEPTABLE	$P_1 = P_2$	Mejorar redes (5)	$P_1$ es "no aceptable por las malas condiciones de operación.
3	LEGAL E ILEGAL	BUENAS (6)	ACEPTABLE	$P_2 > P_1$	Eliminar el consumo ilegal Verificar conta dores de energ.	$P_2$ es mayor que $P_1$ debido al consumo ilegal o porque los contadores de energía no registran consumos reales
4	LEGAL E ILEGAL	MALAS (4)	NO ACEPTABLE	$P_2 > P_1$	Mejorar redes. Eliminar el consumo ilegal Verificar conta dores de energ. (5)	Este caso es el más crítico. $P_2$ es mayor que $P_1$ por el consumo ilegal, por las malas condiciones de operación o por el mal estado de los conta dores de energía. $P_1$ es "no aceptable por las malas con diciones de operación.

## NOTAS:

- (1) Legal = usuarios que hacen uso normal de su carga contratada.  
(2) Ilegal = usuarios que hacen uso de una carga mayor que la contratada o consumos clandestinos.  
(3) Aceptable = Dentro de los rangos de los cuadros (con una tolerancia del + 20%).  
No Aceptable = Mayor que los rangos de los cuadros (con una tolerancia del + 20%).  
(4) E = Energía entregada al sistema; F = Energía Facturada (datos estadísticos).  
(5) Reforzamiento, remodelación o reemplazo.  
(6) Se presupone que el consumo ilegal no produce sobrecarga en las redes.

## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

1. La aplicación de una metodología normalizada para el diseño de redes de distribución secundaria subterránea es técnica y económicamente factible, tal como se ha planteado en la presente tesis. Con esta metodología se podrá elaborar proyectos con menos esfuerzo y mayor economía, beneficiando al proyectista y a los interesados; al primero por la simplificación de su trabajo y ahorro de tiempo en diseño, y a los segundos por la reducción en el costo del proyecto. La metodología es bastante práctica y puede ser utilizada en cualesquier punto del país, obteniéndose resultados exactos sin la necesidad primordial de una computadora, con sólo conocer bien los parámetros del Capítulo III y siguiendo paso a paso la metodología propuesta en el Capítulo IV
  
2. Se ha comprobado que el parámetro de diseño de mayor importancia es la caída de tensión. Sin embargo, también es importante verificar la capacidad de corriente, lo cual no se acostumbra en la actualidad. El no verificarla puede significar el colapso de los cables alimentadores de la red del sistema eléctrico antes de cumplir su vida útil. Esto puede ocurrir cuando las secciones de los cables estén subdimensionadas operando sobrecargados.

3. En la fórmula empleada para calcular la caída de tensión se ha utilizado un factor "K" cuya importancia se desea hacer notar, por lo que simplifica y facilita el procedimiento de cálculo de caída de tensión. Una vez hallado su valor para una determinada temperatura de operación, se puede utilizar para cualesquier tensión nominal designada (220 V ó 380/220 V) porque "K" no depende de la tensión nominal ni del factor de potencia.
4. Dentro de los diferentes formatos utilizados para el cálculo de caída de tensión, el formato de hoja de cálculo utilizado en la presente tesis es el más adecuado porque los tramos en los que se calcula la caída de tensión están definidos con puntos concretos lo que hace que los resultados de caída de tensión para cada ramal de la red estén definidos sin ambigüedades.
5. Es necesario que cada empresa concesionaria estudie y defina sus diagramas de carga típicos de usuarios, sus factores de carga y su consumo promedio, en habilitaciones urbanas existentes clasificadas según su calificación eléctrica. Esto es imprescindible para la determinación de rangos teóricos de pérdidas de energía.
6. La temperatura de operación de diseño es asumida y considerada constante. Sin embargo, es posible hacer diseños considerando la temperatura de operación calculada para cada tramo en función de la corriente que circula, tal como se ha realizado para el cálculo de

pérdidas por el "Método Exacto" en el Capítulo VIII. Para ello, se debe seleccionar previamente la sección inicial de los cables utilizando para el diseño la temperatura de operación generalizada. Conocidas las secciones se puede determinar la temperatura de operación de cada tramo a base de la corriente que circula.

Estas nuevas temperaturas de operación servirán para calcular nuevos valores de resistencia "R" y por lo tanto nuevos factores de caída de tensión "K", realizando nuevos cálculos de caída de tensión, de ser necesario, dentro de un proceso iterativo.

7. El C.N.E. contiene prescripciones aplicables al diseño de redes. Por ejemplo, se tiene: capacidades de corriente, máxima caída de tensión, factores de corrección, formas adecuadas de instalación, factores de simultaneidad, etc. Toda esta información es útil y está al alcance de estudiantes y profesionales. En la presente tesis se menciona los puntos más importantes para demostrar la utilidad y aplicabilidad de dichas prescripciones en el diseño de proyectos, razón por la cual esta tesis podría utilizarse como manual de diseño, debiéndose adecuarlo para que pueda cumplir esta función.
8. Debe tenerse en cuenta que en las redes de distribución secundaria cuya antigüedad es considerable, es probable que se obtengan porcentajes de pérdidas de

energía mayores que los determinados teóricamente, por las siguientes razones:

- Fugas a través del aislamiento envejecido.
- Por aumento de resistencia en conductores, debido a la rotura de algún hilo conformante del alma o por sulfatación del cable por sobrecarga.

Esto implicaría que al hacer el estudio teórico para redes antiguas debe considerarse factores de corrección de la resistencia por envejecimiento.

9. Se recomienda efectuar un estudio para proponer una metodología que permita establecer la máxima demanda de diseño para las cargas especiales.
10. Se puede lograr diseños optimizados de redes de distribución secundaria teniendo en cuenta el costo de las pérdidas de energía. Esta hipótesis plantea que existe un diseño de mínimo costo que no es precisamente aquel diseño que se realiza teniendo como principal parámetro de diseño la caída de tensión. Se recomienda hacer un estudio más profundo, que puede ser una tesis, sobre las pérdidas de energía en las redes del sistema eléctrico tomando como base lo tratado y analizado en la presente tesis.

## BIBLIOGRAFIA



## BIBLIOGRAFIA

1. Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 del 06 de Noviembre de 1992 y su Reglamento dado por D.S.009-93-EM del 19 de Febrero de 1993.
2. CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD.
  - \* Tomo I "Prescripciones Generales" . Edición 1978.
  - \* Tomo IV "Sistema de Distribución" . Edición 1978.
3. Normas del Ministerio de Energía y Minas.  
Dirección General de Electricidad - DGE.
  - \* DGE 002-P-4 : Elaboración y Aprobación de Proyectos de Sub-Sistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones. Aprobada con R.D. 031-84 EM/DGE (14.03.84).
  - \* DGE 003-P-5 : Ejecución y Recepción de Obras en Sub-Sistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones. Aprobada con R.D. 006-84 EM/DGE (11.01.84).
  - \* DGE 009-T-3 : Tensiones Nominales de Sistemas de Distribución. (1987)
  - \* DGE 013-CS-1 : Cables de Energía en Redes de Distribución Subterránea. Aprobada con R.D. 031-84 EM/DGE (14.03.84).

- \* DGE 015-PD-1 : Postes, Crucetas y Ménsulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución. Aprobada con R.D. 324-78 EM/DGE (20.10.78).
  - \* DGE 016-AP-1 : Alumbrado de Vías Públicas. Aprobada con R.D. 324-78 EM/DGE (20.10.78).
  - \* DGE 024-T-3 : Terminología Utilizada en los Sistemas Eléctricos . Aprobada con R.D. 149-83 EM/DGE (25.10.83).
4. Normas del EX-INSTITUTO DE INVESTIGACION TECNOLOGICA INDUSTRIAL Y DE NORMAS TECNICAS - EX-ITINTEC
- \* 339.027: Postes de Concreto Armado para Líneas Aéreas. (1981).
  - \* 370.042: Conductores de Cobre Recocido para Uso Eléctrico. (1984).
  - \* 370.043: Conductores de Cobre Duro para Uso Eléctrico. (1984).
  - \* 370.044: Conductores de Cobre Semiduro para Uso Eléctrico. (1984).
  - \* 370.048: Conductores Aislados con Cloruro de Polivinilo (PVC) para Instalaciones hasta 600V (1984).
  - \* 370.221: Conductores y Cables para Uso Eléctrico. Definiciones Generales. (1983).
5. Notas de Clase del Curso de Instalaciones Eléctricas II - Ing. Jorge Ponce Flores. Universidad Nacional de Ingeniería.

6. Estudios Técnicos de ELECTROPERU S.A.
  - \* ODD-003-85: Estudio de Pérdidas de Energía. Febrero, 1985.
  - \* ODD-024-85: Estudio de Pérdidas de Energía en los Sistemas Eléctricos de Servicio Público de Electricidad. Abril, 1985.
7. Normas Técnicas Internas de Electrolima.
  - \* SID-ET-03: "Especificaciones Técnicas Postes de Concreto para Baja tensión", Julio, 1985.
  - \* SID-I-101: "Complementación de Bases para el Suministro de Postes de Concreto en el Area de Responsabilidad de Electrolima", Noviembre, 1986.
  - \* TD-7-010: "Aplicación de Subestaciones", Enero, 1985.
  - \* SID-I-268d: "Materiales de Baja Tensión Técnicamente Aceptables. Febrero, 1993.
  - \* SPL-242: "Principales Conclusiones Técnicas para el Diseño de Redes Subterráneas de Distribución", Octubre, 1978.
  - \* CD-1-011: "Normalización de Cables NYY de Baja Tensión"
8. Información Técnica de Fabricantes:
  - \* CEPER (EX-PIRELLI) : Cables de Energía.
  - \* INDECO PERUANA S.A : Cables de Energía.