

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERIA ELECTRICA

**“Planificación de Redes de Distribución  
Primaria. Desarrollo y Aplicación de un  
Modelo Matemático”**

**Proyecto Que Presenta  
El Bachiller**

**VICTOR MANUEL FELANDRO BARRIENTOS**

Para Obtener el Título de  
Ingeniero Eléctrico

**CALLAO – PERU  
1,984**

A mis padres, por su abnegado  
esfuerzo para mi superación,  
con el más profundo cariño.

A mis hermanos, por  
su comprensión.

Presentación.

Señores miembros del jurado:

Dando cumplimiento a lo dispuesto por el reglamento interno de la Universidad, para obtener el título de Ingeniero Eléctrico, me permito presentar a vuestra consideración el presente trabajo titulado "Planificación de redes de distribución primaria. Desarrollo y aplicación de un modelo matemático".

Al entregar a Uds. señores miembros del jurado, este modesto trabajo, quiero hacer propicia la ocasión para expresar mi agradecimiento a todos los profesores de nuestra Universidad, por sus valiosas enseñanzas que me permitirán desempeñar con éxito mi carrera profesional.

Callao, Octubre de 1,984.

Victor Manuel Felandro Barrientos.

PLANIFICACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
DESARROLLO Y APLICACION DE UN MODELO MATEMATICO

I N D I C E

	<u>Pagina</u>
INTRODUCCION .....	1
<b>CAPITULO 1.- DATOS Y BASES DEL ESTUDIO</b> .....	<b>3</b>
1.1 Consideraciones generales de planificación .....	4
Criterios para la Expansión de las S.E.E. de Transformación.	
1.1.1 Confiabilidad de suministro. ....	10
1.1.2 Zona seleccionada para el estudio .....	11
1.1.3 Proyección de carga.....	12
1.2 Sistemas Eléctricos Típicos. ....	18
1.3 Criterios básicos considerados en el di- .....	19
seño de redes de media tensión.	
1.3.1 Criterios empleados en el desarro.....	19
llo de la capacidad de las sub-es- taciones de Transformación.	
1.3.2 Confiabilidad de suministro. ....	20
1.3.3 Resumen de conclusiones básicas .....	24
que deberán tomarse en cuenta en el diseño de las redes de media ten sión.	
1.4 Costos .....	24
<b>CAPITULO 2.- APLICACION DE LOS CRITERIOS BASICOS DE PLANI.....</b>	<b>26</b>
<b>FICACION DE REDES DE MEDIA TENSION. ELABORA-</b> <b>CION DE PLANES PILOTO DE 10 Y 20 KV. EN LAS</b> <b>ZONAS SELECCIONADAS.</b>	
2.1 Bases. ....	26
2.2 Procedimiento. ....	27

2.3 Resultados.....	30
<b>CAPITULO 3.- FORMULACION Y APLICACION DE UN MODELO MATEMÁTICO DE LA RED DE MEDIA TENSION.</b> .....	31
3.1 Alimentadores principales de media tensión. Metrados y Costos. ....	32
3.2 Alimentadores laterales de media tensión. Metrados y Costos. ....	34
3.3 Puestos de protección y maniobra.....	36
Cálculo del número y costo.	
3.4 Cálculo de las pérdidas de energía en la red de distribución primaria. ....	36
3.5 Subestaciones de Distribución. Cálculo del Número y Costo Total. ....	40
3.6 Evaluación de los gastos anuales de operación y mantenimiento. ....	41
3.7 Evaluación del costo total anual.....	43
3.8 Diagrama de Flujo del Programa computacional elaborado. ....	45
Manual de usuario del programa computacional elaborado.	
3.9 Aplicación del modelo matemático en las zonas seleccionadas. Resultados. ....	51
<b>CAPITULO 4.- COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MODELO MATEMATICO VERSUS AQUELLOS RESULTADOS DE UNA PLANIFICACION "REALISTA".</b> .....	53
4.1 Comparación de resultados. ....	53
4.2 Recomendaciones y Conclusiones .....	53
<b>CAPITULO 5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL TRABAJO.</b> .....	55
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA .....	58
ANEXOS. ....	59

## NOMENCLATURA

M.T.	:	Media Tensión
M.D.	:	Máxima Demanda (MVA)
S.E. de T.	:	Sub-estación de Transformación.
S.E.E. de T.	:	Sub-estaciones de Transformación.
S.E. de D.	:	Sub-estación de Distribución.
S.E.E. de D.	:	Sub-estaciones de Distribución.
D.	:	Densidad de carga, medida a nivel de S.E. de T.
PPM	:	Puesto de Protección y Maniobra.
Vm.	:	Tensión de Distribución Primaria (KV).

## INTRODUCCION

Las crecientes necesidades que afronta el país, en cuanto a sistemas eléctricos, que satisfagan las demandas mínimas, necesarias para impulsar los sectores preponderantes en la economía del país, hace necesaria una adecuada planificación que vialice la utilización de recursos energéticos, ya existentes, hacia una utilización que esté de acuerdo a los requerimientos propios del país.

El constante crecimiento del consumo de energía eléctrica, trae como consecuencia la necesidad también constante, de ampliar las instalaciones eléctricas, existentes, así como la creación de nuevos sistemas eléctricos, para atender de esta manera las demandas futuras, especialmente en redes de distribución.

Teniendo en cuenta las características generales y que el dimensionamiento básico de las redes de distribución primaria, constituyen particularmente, en sistemas subterráneos, los elementos determinantes en la selección de los sistemas más económicos, debido a su alta incidencia en los costos totales del sistema eléctrico; y sabiendo que la red de distribución puede no estar en proporción con el crecimiento de la demanda, lo cual origina un incremento de pérdidas en el sistema, problemas de caída de tensión y cierta desconfianza para socorrer a clientes; todo esto es originado generalmente por un planeamiento aislado y un descuidado crecimiento de carga, debido a esto encontramos un desequilibrio en las inversiones, que causan serios problemas para una cabal economía.

Observando la actual realidad económica que afronta el país y las elevadas inversiones que representan, la ampliación o creación de sistemas eléctricos y el hecho preponderante de falta de recursos económicos del país, nos hace apreciar la necesidad de realizar esfuerzos para la designación y desarrollo de los sistemas óptimos de distribución.

Es aquí donde le toca al ingeniero un papel preponderante en la solución de estos problemas, ya que es su responsabilidad, la realización de una planificación previa, con el fin de enfrentar el crecimiento de la demanda, con una determinada seguridad y confiabilidad de servicio; los proyectos que se elaboren deberán tener una proyección futurista, cuidando que los sistemas de distribución a desarrollar sean óptimos desde un punto de vista técnico-económico.

## INTRODUCCION

Las crecientes necesidades que afronta el país, en cuanto a sistemas eléctricos, que satisfagan las demandas mínimas, necesarias para impulsar los sectores preponderantes en la economía del país, hace necesaria una adecuada planificación que vialice la utilización de recursos energéticos, ya existentes, hacia una utilización que esté de acuerdo a los requerimientos propios del país.

El constante crecimiento del consumo de energía eléctrica, trae como consecuencia la necesidad también constante, de ampliar las instalaciones eléctricas, existentes, así como la creación de nuevos sistemas eléctricos, para atender de esta manera las demandas futuras, especialmente en redes de distribución.

Teniendo en cuenta las características generales y que el dimensionamiento básico de las redes de distribución primaria, constituyen particularmente, en sistemas subterráneos, los elementos determinantes en la selección de los sistemas más económicos, debido a su alta incidencia en los costos totales del sistema eléctrico; y sabiendo que la red de distribución puede no estar en proporción con el crecimiento de la demanda, lo cual origina un incremento de pérdidas en el sistema, problemas de caída de tensión y cierta desconfianza para socorrer a clientes; todo esto es originado generalmente por un planeamiento aislado y un descuidado crecimiento de carga, debido a esto encontramos un desequilibrio en las inversiones, que causan serios problemas para una cabal economía.

Observando la actual realidad económica que afronta el país y las elevadas inversiones que representan, la ampliación o creación de sistemas eléctricos y el hecho preponderante de falta de recursos económicos del país, nos hace apreciar la necesidad de realizar esfuerzos para la designación y desarrollo de los sistemas óptimos de distribución.

Es aquí donde le toca al ingeniero un papel preponderante en la solución de estos problemas, ya que es su responsabilidad, la realización de una planificación previa, con el fin de enfrentar el crecimiento de la demanda, con una determinada seguridad y confiabilidad de servicio; los proyectos que se elaboren deberán tener una proyección futurista, cuidando que los sistemas de distribución a desarrollar sean óptimos desde un punto de vista técnico-económico.



El propósito de este trabajo es resaltar los criterios de planificación de redes de distribución así como hacer notar la importancia de los modelos matemáticos y el uso de las computadoras para la ayuda de la selección de los sistemas óptimos de distribución, ya que reduce grandemente el tiempo y esfuerzo a utilizar, comparados con otros métodos utilizados.

Para la realización del trabajo se ha seleccionado una zona, que por sus características futuras, resulta muy interesante y atractiva para la realización del estudio.

El presente trabajo presenta una metodología a seguir en la planificación de redes de distribución primaria, a corto y largo plazo, incluyendo criterios para la realización de planes piloto, donde se resalta las redes de distribución primaria; para un caso mejorando la actual red de distribución con tensión de 10 KV., y en otro caso haciendo un cambio de tensión a 20 KV.

Los resultados de la realización de los planes piloto, al final son comparados con los resultados obtenidos del programa computacional elaborado, observando de esta manera la diferencia en cuanto a tiempo y esfuerzo para la obtención de dichos resultados.

Se hace notar que el presente trabajo no es el único, ni el mejor, en cuanto al tipo de modelo utilizado, pero que puede ser aplicado total o parcialmente, en cuanto a otros tipos de zonas, como zonas industriales, pueblos jóvenes, zonas de baja densidad de carga, etc.

1.- DATOS Y BASES DEL ESTUDIO.

- El área de estudio considerada en el presente trabajo, se ilustra en el Plano - 01, el cual corresponde al área de influencia teórica de la actual sub-estación de transformación 60/10 KV., denominada Primavera del sistema eléctrico de Electrolima S.A.
- El período de estudio será de 20 años, considerándose como el año inicial, o año uno, 1981 (en que se inició el presente estudio).
- El área de la sub-estación de transformación 60/10 KV. considerada corresponde al área de influencia teórica, es decir, a aquella definida por las mediatrices de las rectas que unen la sub-estación de transformación en cuestión, con las sub-estaciones de transformación vecinas (ver Plano - 01).
- Las cargas de las S.E.E. de distribución se han obtenido del archivo de S.E.E. del Banco de Datos de la red de media tensión de Electrolima S.A., y la máxima carga de los troncales de 10 KV. de la S.E. involucrada, de la información proporcionada por la oficina de Programación y Control Técnico de Electrolima S.A. La carga de las S.E.E. de la zona, han sido ajustadas a las correspondientes del mes de Noviembre de 1981, mes que se produjo la máxima demanda del sistema eléctrico de Electrolima S.A. (782 MW, 19-11-81), de esta forma, las cargas actuales de las S.E.E. de la zona, e iniciales para el estudio, son cargas coincidentes, y por lo tanto, las densidades de carga que se evalúen tomándolas en cuenta, corresponderán a valores de densidad de carga diversificada.
- Se ha trabajado con un factor de potencia de 0.95 inductivo al nivel de 10 KV.
- La información del área que cubre la red de B.T. de las S.E.E., ubicación y área de clientes importantes (alimentados en 10 KV), fueron obtenidos del archivo de la Oficina de Proyectos de Distribución de Electrolima S.A.

- Las curvas de crecimiento de carga de zonas residenciales han sido obtenidas del estudio realizado por la Oficina de Planeamiento Eléctrico en el año 1976, "Estudio de reincorporación de cajas esquineras". Las curvas de las habilitaciones clasificadas por categorías (alta, media y baja densidad), se muestran en la Figura - 01. De las mismas, se observa que el crecimiento de carga de zonas residenciales, caracterizadas por el índice de crecimiento anual, va tomando valores variables a través del tiempo; así al inicio, a pocos años después de la aparición de la carga, las tasas de crecimiento de la carga, son altas, disminuyendo gradualmente con el tiempo, a medida que se va saturando la carga en el área servida. De la Figura mencionada se extrae las siguientes tasas de crecimiento vs. tiempo de servicio, de acuerdo con la calificación de la habilitación:

Tipo de habilitación	Tiempo de servicio de la habilitación (años)	Tasas de crecimiento de carga (%)
- Primera Categoría	[ 0, 3 >	70.50
	[ 3, 8 >	27.10
	[ 8, 11 >	8.45
	[ 11, 16 >	4.16
- Segunda Categoría	[ 0, 3 >	45.30
	[ 3, 6 >	9.77
	[ 6, 11 >	3.62
- Tercera Categoría	[ 11, 16 >	2.48
	[ 0, 3 >	14.50
	[ 3, 5 >	6.03
	[ 5, 9 >	2.48
	[ 9, 16 >	1.11

Como se verá más adelante en el estudio, los valores anteriores serán utilizados para incluir el efecto de saturación en el crecimiento de carga de zonas residenciales.

- Las tasas de crecimiento de cargas especiales como los son las de tipo industrial o comercial, se definirán seleccionando dentro del área de estudio, zonas consideradas como muestras repre

sentativas del tipo de carga analizado; desarrollando en ellas, el análisis correspondiente. Conseguida la tasa de crecimiento por tipo de carga, se considerará que los sectores respectivos crecerán durante el período de estudio con dicha tasa. Se debe advertir, que en el caso de cargas industriales, las mismas como se sabe, crecen en forma escalonada, haciendo difícil un pronóstico de carga futura, a menos que se cuente con información fidedigna, proporcionada por el mismo cliente a través de encuestas.

- En cuanto al valor de la tensión de distribución con la que se diseñara la distribución primaria (plan piloto) en la zona considerada, como referencia se muestra en el Cuadro N° 1, la tabla III de la publicación N° 38 (5ta. edición, 1975) "IEC Standard Voltages" (International Electrotechnical Commission), y el Cuadro N° 2, extraído de la tabla 2-1 del tomo IV del Código Nacional de Electricidad, 1978. Para efectos del presente estudio, se ha seleccionado en primera instancia los siguientes valores nominales: 10 KV (existente) y 20 KV., en lo referente a una posible nueva tensión de distribución, y de 60 KV. para la tensión de sub-transmisión (valor actual).

## 1.1 Consideraciones Generales de Planificación

Entre las principales responsabilidades de los planificadores y proyectistas de las redes de distribución eléctrica, se consideran:

- a) Asegurar que la capacidad del sistema sea adecuada y oportuna para abastecer la demanda de electricidad.
- b) Mantener una confiabilidad de suministro a niveles satisfactorios.
- c) Obtener los objetivos anteriormente mencionados, a costos razonables.

El planteamiento y dimensionamiento de las redes de distribución eléctrica, involucra el análisis de un gran número de variables cuyas combinaciones pueden llevar soluciones infinitas. Entre sistemas eléctricos equivalentes, en cuanto a capacidad y confiabilidad, el sistema más económico se obtiene mediante la optimización, basada en minimización de costos.

En los grandes centros urbanos, la planificación de las redes eléctricas pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Planificación de las redes de Baja Tensión y sub-estaciones de distribución, en conjunto.
- Planificación de las redes de distribución primaria y sub-transmisión, en conjunto.

### Criterios Para la Expansión de las S.E.E. de Transformación

La presente discusión se refiere a las relaciones entre la carga y la potencia nominal de la S.E. que la alimenta.

En un sistema donde la carga crece, el diseño de una S.E. de transformación puede seguir muchos criterios específicos diferentes, por ejemplo la ampliación de la S.E. existente, o, la ubicación de nuevas S.E.E. Todos estos criterios se encuentran entre dos extremos. En un extremo, el área que se utiliza para el local de una sola S.E. permanece constante y la capacidad de la S.E. aumenta con la densidad de carga. En el otro extremo, se instala una capacidad estable en el transformador, en un determinado local de la S.E. actual y la capacidad adicional transformativa que requiere la carga se ubica en nuevos locales, de acuerdo al crecimiento de la misma. Estos dos extremos del crecimiento de la capacidad de la S.E. de transformación son denominados:

1. Criterio del área de la S.E. , constante.
2. Criterio de la potencia nominal de la S.E. de transformación, constante.

Estos dos criterios representan los conceptos límites en el planeamiento de las S.E.E. de transformación y el alimentador primario. Entre estos dos extremos son posibles infinidad de criterios.

El crecimiento de la carga es un factor incierto, en consecuencia se pueden basar las adiciones de la capacidad de la S.E., en algunos límites adicionales:

- Cambios del sistema a densidad de carga constante.
- Cambios del sistema a densidad de carga creciente.

Para un planeamiento de corto alcance, se puede efectuar la suposición que la densidad de la carga permanezca constante. En el planeamiento de largo alcance, un análisis con densidad de carga creciente.

#### Cambios de Sistema a Densidad de Carga Constante

Mientras que la densidad de carga permanezca constante, son posibles dos tipos de cambios básicos, en las S.E.E. de transformación, con cambios coordinados en los alimentadores primarios.

#### Aumento de Valor de la Tensión de Distribución Primaria. Considerando Constante la Densidad de Carga.

Las Figuras A, B y C (ver Anexo Nº1), ilustran los efectos de incrementar la tensión del alimentador primario. Se sabe que para igualdad de carga, el porcentaje de caída de tensión en un circuito alimentador primario, disminuye inversamente con el cuadrado de la tensión. Pero cuando se incrementa la tensión del alimentador primario, los beneficios óptimos pueden aumentar si se deja que la carga del alimentador o la potencia nominal de la S.E. de distribución aumente, con algo de pérdida.

#### Constante la Densidad, Constante la Tensión.

Generalmente los cambios que no incluyen un incremento en la tensión del alimentador primario no requieren de renovaciones tan extensas, como aquellas que requieren un cambio de tensión. Las Figuras D y E (ver Anexo Nº 1) ilustran los cambios en la capacidad de la S.E., por lo tanto del área servida, de forma tal de mantener la densidad de carga constante y el patrón del alimentador primario, mientras se mantiene la tensión existente en el alimentador primario.

Cambio de Sistema con Incremento de la Densidad de Carga.

Se pueden presentar las dos situaciones que se describen a continuación:

Densidad Creciente. Capacidad Transformativa Constante de la S.E. de Transformación.

(Ver las Figuras F y G, Anexo N°1), si la capacidad situada en cualquier local de una S.E. permanece fija, conforme vaya aumentando la densidad de carga, se requiere, entonces que los incrementos de la carga sean absorbidos por nuevas S.E.E. que deberán agregarse en lugares geográficamente situados, cerca de la S.E. analizada. La desventaja de este planteamiento, es que a medida que crece la carga, es posible que no se obtenga los lugares adecuados para las nuevas S.E.E.

Incremento de la Densidad, Area Constante de la S.E. de Transformación.

(Ver Figuras H é I, en el Anexo N°1). Si la medida del área servida desde un local determinado de la S.E. permanece constante, mientras que la densidad de carga aumenta, entonces se debe efectuar una adición a la capacidad del transformador en dicho local. Mientras la carga en dicha área aumente, se debe también proporcionar una capacidad adicional al alimentador. La ventaja de no tener que instalar S.E.E. de distribución en nuevos locales, según aumente la carga, esta balanceada con la necesidad de proporcionar una capacidad adicional al circuito alimentador primario, o nuevos alimentadores que emanen desde el local existente de la S.E.



### 1.1.1 Confiabilidad de Suministro

La confiabilidad de un sistema (pudiéndose tratar también, de un dispositivo, equipamiento o de un objeto funcional) puede ser entendida como el grado de desempeño satisfactorio del sistema, trabajando en condiciones específicas, por lo tanto, evaluar la confiabilidad, representa una tentativa de cuantificar la calidad de su desempeño para preveer el desempeño futuro del sistema, sería necesario recurrir a la teoría de probabilidades. De ahí se infiere una definición muy precisa de confiabilidad, la cual se utilizó por primera vez en aplicaciones de navegación espacial, "Confiabilidad : la probabilidad de un sistema o dispositivo de ejecutar la función para la que fue creado, en un intervalo de tiempo específico, bajo condiciones establecidas".

En esta definición aparecen los cuatro aspectos importantes: la probabilidad, el desempeño, el tiempo y las condiciones de operación.

El aspecto de confiabilidad de suministro, representa probablemente el punto más importante y de mayor incidencia en los costos y características técnicas de la red de distribución, puesto que desde la visión de los usuarios de una compañía de electricidad, la confiabilidad de los sistemas de distribución, es tan importante como los sistemas de generación, transmisión y transformación, ya que la mayor parte de las interrupciones experimentadas por los mismos, tienen su origen en fallas presentadas en el sistema de distribución.

Reconociendo entonces, la notable importancia asignada a la evolución de la confiabilidad y las implicaciones que de ella se deriven, y también del hecho, que es una materia que está fuera del alcance del presente trabajo, es

que sólo se ha considerado el aspecto cualitativo del tó-  
pico en cuestión, como se verá más adelante en el punto  
1.3.2, confiabilidad de suministro.

### 1.1.2 Zona Seleccionada para el Estudio

La zona escogida (ver Plano - 01) para el presente estudio  
es la siguiente:

Zona (tipo de carga predomi- nante).	S.E. de T. 60/10 KV. cuya área de influencia está incluida en la zona.
Residencial-Comercial	Primavera.

Las características más importantes de la zona son la si-  
guientes:

Zona residencial-comercial.- Comprende el área de la S.E.  
de T. 60/10 KV. de Primavera del sistema de Electrolima  
S.A., mayoritariamente la carga del área servida, es resi-  
dencial (72.5%) y comercial (27.5%).

La carga residencial relevante está ubicada en la zona, que  
corresponde principalmente a la zona céntrica del distrito  
de Miraflores: Avdas. Benavides, Larco y alrededores.

La probable aparición futura, en el área selecciona-  
da, de cargas caracterizadas por una gran concentración de  
edificios de varios pisos para comercio, oficinas y  
viviendas en departamentos, hace de esta zona un área muy a-  
tractiva para su estudio, siendo evidente que el cambio del  
uso del suelo, constituye un síntoma favorable para la ciu-  
dad, pues responde a la posibilidad de realizar grandes in-  
versiones y generación de concentración de actividades que  
en definitiva vitalizan el ambiente urbano. Tales zonas que  
podrían concretar a mediano plazo esta realidad, serían las

zonas adyacentes a las avenidas: Larco, Arequipa, Javier Prado, Paseo de la República, República de Panamá, Tomás Marzano, entre otras.

El área de la zona residencial-comercial, en total es 11.1 Kms<sup>2</sup>, siendo el 99% de dicho total, área electrificada.

### 1.1.3. Proyección de Carga.-

Pronóstico de Carga de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.

El procedimiento seguido, que se ilustra en la Figura - 02, se detalla en los siguientes párrafos:

1. Se limitó el área de influencia teórica final de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.

La suma de las cargas de las S.E.E. y clientes ubicados en el área mencionada corresponden, como es sabido, a la carga propia de la S.E. de T. en el área que alimentará a largo plazo. Consecuentemente con esto, cuando se realice la proyección de carga de la S.E. de T. no habrá necesidad de considerar los traspasos de carga de la, ó hacia la S.E. de T. considerada.

2. Se ubicó en planos las áreas ocupadas por clientes alimentados actualmente en 2.3 KV ó 10 KV, así como las áreas que son servidas por las redes de Baja Tensión de las S.E.E. de distribución.
3. Conociendo la carga de los clientes, la totalidad de la carga en BT de las S.E.E. y las áreas totales correspondientes, la densidad de la carga resulta fácilmente calculable. Ver Plano - 02.

4. Teniendo como base los planos de Zonificación General de 1990 del Ministerio de Vivienda y Construcción, se ha agrupado zonas que representan valores de densidad de carga en BT similares, tratando de separarlas, de acuerdo con el conocimiento de la zona, en solo dos tipos de carga: residencial y comercial.
5. De acuerdo con el punto 4 se logra conocer entonces los tipos de carga y ubicación que componen la carga total de la S.E. de T. 60/10 KV. Ver Cuadros Nos. 3 y 4, y Plano - 02 (como complemento de los Cuadros, véase Anexo Nº 2), así como los resúmenes presentados en el Cuadro Nº 5 y Plano - 03.
6. La carga total de la S.E. de T. de la zona en estudio se compone, de dos tipos básicos de carga: residencial y comercial.

Si se conociera el crecimiento futuro de la carga total de la S.E. de T. y uno de los componentes de carga, el otro componente por diferencia será también conocido. Los tipos de carga predominante, componentes de la carga total para la S.E. de T. involucrada, que se ha supuesto son los siguientes: residencial (alta y media densidad), comercial (alto comercio), clientes (alimentados en 10 KV).

7. La proyección de la máxima demanda de la S.E. de T. 60/10 KV., puede ser expresada como:

$$P_{ct}(1+t_{ct})^n = P_r(1+t_r)^n + P_{ac}(1+t_{ac})^n + P_c(1+t_c)^n \quad (1)$$

Donde:

$P_{ct}$  : Máxima demanda de la S.E. de T. 60/10 KV.

En el año inicial (1981,  $n=0$ ) se cumple

$$P_{ct} = P_r + P_{ac} + P_c$$

$t_{ct}$  : Índice de crecimiento global de la S.E. de T.  
(para toda su área de influencia).

$P_r$  : Máxima demanda de la componente de carga residencial, en MW.

$t_r$  : Índice de crecimiento anual de la carga residencial.

$P_{ac}$  : Máxima demanda de la componente de carga tipo alto comercio, en MW.

$P_c$  : Máxima demanda de la componente de carga de clientes, en MW.

$t_{ac}$  y  $t_c$  : Índice de crecimiento anual de las cargas tipo alto comercio y clientes, respectivamente.

En la expresión (1) se introducirá, la componente  $P_{GD}(1 + t_{GD})^n$  para simular el efecto futuro de la aparición de la carga de gran densidad, correspondiente a grandes edificios o comercio especializado que suponemos, se construirán a los costados de las avenidas que a continuación se nombran:

Avenidas	Tipo de carga (estimado).	Máx. número de pisos esperado por predio. (2), (3).
- Arequipa	Resid. Grandes Edificios.	24
- Paseo de la República.	" " "	33-46
- Angamos	Comerc. especializado e industrial. (1)	3-5
- República de Panamá.	Comerc. especializado e industrial. (1)	3-5

- Thomas Marzano	Comerc. especializado e industrial (1)	5
------------------	--	---

(1) Predios de 3 á 4 pisos, según información del Ministerio de Vivienda y Construcción. Zonificación General de Lima Metropolitana, 1977 - 1990.

(2) Se ha evaluado de acuerdo a (1) o según la siguiente expresión:

$$\text{Altura máxima de pisos} = 1.5a + R$$

Siendo :

a = ancho de la calle, en mts.

R = retiro fronterizo (asumido 5 mts.)

(3) Altura por piso considerada, 2.40 mts.

Por otro lado, el crecimiento de carga, registrado de las zonas seleccionadas como muestras representativas de los diversos tipos de cargas necesarios para la evaluación de la ecuación (1), son presentados en los Cuadros y Figuras siguientes:

El crecimiento histórico (1970 - 1981), de la carga de la S.E. de T. 60/10 KV. de Primavera se presenta en el Cuadro Nº 6 y Figura - 03. Los índices de crecimiento encontrados han sido los siguientes:

S.E. de T.	Período de años	Tasa de crecimiento de carga (%)
Primavera	1970 - 1973	5.65
	1974 - 1977	6.58
	1978 - 1981	5.92

- Cuadro Nº 7 y Figura - 04: crecimiento de carga de los clientes alimentados en 10 KV, de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.

- Cuadro Nº 8 y Figura - 05: crecimiento de carga de la zona seleccionada como muestra representativa de carga tipo comercial (alto comercio).

En cuanto al tipo de carga correspondiente a grandes edificios o comercio especializado que se ubicarían en el futuro en las avenidas importantes, se ha considerado las siguientes asunciones:

- a. La densidad de carga final de zonas de edificios, con más de 15 pisos, que se ha considerado es de  $95.3 \text{ W/m}^2$ . Dicho valor ha sido extraído de una muestra de 17 edificios ubicados en la zona de las Avdas. Larco, Pardo y alrededores de Miraflores.
- b. Las futuras zonas en que se ubicarán edificios, aumentará su carga hasta el año 1985, con la tasa de crecimiento que actualmente poseen; se trata de simular con esto, la etapa previa que demandará la construcción de dichos inmuebles hasta la fecha indicada.
- c. La progresiva aparición de los grandes edificios se simulará, entonces a partir de 1985, y se ha supuesto que el crecimiento de la respectiva máxima demanda se hará con la tasa de 14.5% anual hasta el año 2001, en que se alcanzará la carga final mencionada en el primer párrafo.
- d. Las zonas donde se ubicarán las futuras cargas de comercio especializado se han tratado de igual forma que para la zonas de grandes edificios, en razón de poseer actualmente, ambos tipos de carga, densidades similares.

Aplicando la ecuación (1) se ha evaluado la tasa histórica, de crecimiento de la carga residencial. Se ha asimilado luego el crecimiento de carga de dicho tipo de acuerdo con las curvas de crecimiento de urbanizaciones típicas. Aparte se ha supuesto además, y para los casos en que las componentes de carga comerciales según sus muestras representativas, estén creciendo con tasas elevadas, por ejemplo

mayores que 10%, que a la larga, presentarán saturación con una tasa de crecimiento de 3% (similar a la que actualmente presenta la zona de Lima cuadrada), suponiendo esto, la existencia de un período intermedio con una tasa promedio entre los valores anteriores.

Conocido entonces, las tasas de crecimiento de las componentes de carga, (ver proyecciones en Cuadros Nos. 9, 10 y 11) La suma de la MMDD parciales nos dará la MD de la S.E. de T. 60/10 KV Primavera.

Como resultado, se ha encontrado, previo ajuste de curvas, la tasa de crecimiento de la S.E. de T.

S.E. de T.	Tasa de crecimiento de carga (%)
Primavera	4.47

En el Cuadro Nº 12 y Figura - 06 se presenta la proyección de carga futura de la S.E. de T. Primavera, alcanzando está para el año 2001, es decir 20 años después, 103.5 MW



## 1.2 Sistemas eléctricos típicos.-

El sistema eléctrico a adoptarse en una zona dada depende de varios factores, entre ellos tenemos: naturaleza de la carga, confiabilidad de suministro, estética, dispositivos legales locales, posición de las autoridades y pobladores frente a la ubicación de líneas aéreas eléctricas, financiamiento de las obras, etc.

Existen muchos sistemas eléctricos actualmente aplicados en el mundo, resultado de la experiencia local propia y del continuo desarrollo de las diferentes componentes de la red de distribución o de la combinación de ello.

A continuación se presentan las características técnicas más importantes del sistema elegido:

### S.E. de T.

En la Figura Nº 07 se ilustra el diagrama unifilar. En el caso de presentarse una falla en las líneas de sub-transmisión o transformadores, los elementos de protección deberán estar previstos para aislar automáticamente el sector fallado, sin que se produzca discontinuidad en el suministro eléctrico. Así como prever una protección en Barras de distribución de la S.E. de T., para que una falla en estos puntos no produzca la pérdida total del suministro

### Alimentador Principal

Constituidos por cables subterráneos trifásicos con conductos de cobre y aislamiento de papel impregnado en aceite y pantalla de aluminio en los cables unipolares de 20 KV, en vez de la funda de plomo utilizado en 10 KV.

Las secciones empleadas son 2-0 y 120 mm<sup>2</sup>, para tensión de distribución de 10 KV y 20 KV.



098

- Se observa que se presentan tramos de alimentadores troncales con sección menor a la mínima establecida (la sección mínima establecida para alimentadores troncales es de 120 mm<sup>2</sup>).
- Existen alimentadores laterales sin posibilidad de enlazarse con otras redes laterales.
- Derivaciones en "T" en algunos tramos de los alimentadores principales.
- Existen troncales con un solo enlace para los troncales vecinos.
- Se presentan S.E.E. convencionales que son alimentadas mediante laterales y las normas de ELECTROLIMA S.A., estipulan que deben ser alimentados por alimentadores troncales.
- Algunos alimentadores presentan la limitación de no poderse interconectar con alimentadores de otras S.E.E. de T.

Todos estos casos hacen que el nivel de confiabilidad disminuya, existiendo la salvedad que no siempre es posible realizar el esquema tal como se presenta en las normas, especialmente a ciertas zonas como la que estamos estudiando, esto debido a la presencia de muchas cargas concentradas, que presentan una magnitud considerable, existiendo otro caso como que el área no colinda con otras S.E.E. de T. o que tenga como límite el Océano Pacífico, teniendo como resultado no poder transferir la tercera parte de la carga de la S.E. de T. en estudio hacia otras S.E.E. de T., tal como mencionan las normas, en caso de una eventual salida de servicio de la S.E. de T.

Otras de las situaciones del porqué no se siguen los lineamientos establecidos en las normas es que generalmente la ejecución de los proyectos se hace a destiempo.

Además de las razones del porqué de las diferencias que existen entre las normas establecidas para el desarrollo de un esquema topológico, de una red de M.T., con lo que presentan la topología actual de la red, existen otras que son razonables ya que obedecen a la dinámica de la red misma, así como también a criterios económicos asumidos para la aplicación de los criterios a seguir.

#### Criterios Considerados

A continuación se exponen algunos criterios, que al tomarse en cuenta en el diseño de redes de Media Tensión, redundarán en una mayor confiabilidad de las mismas.

#### Enlaces entre Alimentadores de Diferentes S.E.E. de T.

Los alimentadores primarios de M.T. deben ser previstos de manera que enlacen S.E.E. de T. próximos. Usualmente operan con un punto normalmente abierto; pero pueden ser alimentados desde cualquiera de las S.E.E. de T. consideradas.

Los alimentadores principales están diseñados para una carga máxima en condiciones normales igual a su capacidad nominal.

En casos de emergencia por falla en un alimentador principal, estando el sistema operando a la hora de máxima demanda, la carga puede ser transferida, en un 66.7%, a los alimentadores adyacentes de la misma S.E. de T. a través de los alimentadores laterales y el 33.3% restante de la carga, al alimentador correspondiente de la otra S.E. de T. con que se enlaza el alimentador fallado, a través del electroducto que une los últimos PPM's respectivos (ver Figura 09, figuras 2a, 2b ). Se asumirá que la capacidad de sobrecarga de los alimentadores en condiciones de emergencia, es también de 33.3%

Enlaces entre Alimentadores de una misma S.E. de T.

Los alimentadores de M.T. son previstos de manera que formen enlaces entre alimentadores adyacentes, uniendo PPM's próximos y con un punto normalmente abierto. Estos enlaces son previstos de manera que en caso de emergencia por fallas en los alimentadores troncales o laterales sean capaces de llevar toda la carga del alimentador fallado (Figura 09 - figura 2b).

Un caso especial que merece su análisis es aquel en que los alimentadores principales no puedan interconectarse entre diferentes S.E. de T. debido a que se dirigen a un extremo de la ciudad no urbanizado o porque su orientación es hacia el mar, como en el caso de la zona Residencial-Comercial que se está tratando. En este caso dichos troncales deberán cargarse a un 66.6% de la carga que normalmente corresponde a los otros alimentadores principales, de forma tal, que en condiciones de emergencia puedan transferir o recepcionar carga de los otros troncales de la S.E. de T. (ver Figura 09 figura 3a, 3b. y 3c).

Forma de alimentación de clientes importantes.

Se ha definido que los clientes importantes serán alimentados de los laterales de la red de M.T.

En el caso de presentarse una falla en el troncal del que se alimenta el cliente y considerando la elevada demanda futura, de éstos, la continuidad de servicio se dará en la medida de las posibilidades de los alimentadores laterales al momento de ocurrir la falla, ya que resulta evidente que cargas tan elevadas, absorbiendo un elevado porcentaje de la capacidad nominal del troncal, no puede transferirse a otros alimentadores, a través del lateral correspondiente, sin que se incurra en una peligrosa sobrecarga en el mismo; por lo tanto, se asumirá que en casos de emergencia, los clientes reducirán su demanda a valores apropiados. Dicha política de confiabi

lidad respecto a los clientes industriales, en condiciones de emergencia, se aplica en la actualidad en las redes de 10 KV. de la Cía ELECTROLIMA. Sin embargo podría resultar discutible, y así se reconoce que tal proceder no sea el más adecuado a nuestra realidad; pues lo correcto es realizar un estudio de la topología de la red de M.T.

### 1.3.3 Resumen de conclusiones básicas que deberán tomarse en cuenta en el diseño de las redes de M.T.

- Las S.E.E. de distribución deberán estar ubicadas sólo en los alimentadores laterales.
- La potencia y radio de influencia de las S.E.E. serán determinadas de acuerdo con el estudio de optimización respectivo.
- El número y disposición de las S.E.E. se hacen de manera que la carga de un alimentador principal sea aproximadamente repartida en cada uno de los tres PPM's y similarmente en los laterales.
- La carga máxima promedio en condiciones normales en cada uno de los alimentadores principales no deberá superar la capacidad nominal del cable.
- La carga máxima total en un lateral de enlace entre dos PPM's deberá ser inferior a 1.33 veces la capacidad nominal del cable.

## 1.4 Costos

Los costos unitarios utilizados en el presente trabajo se presentan en los Cuadros siguientes:

- Cuadro Nº 13.- Datos y costos de líneas aéreas de M.T.
- Cuadro Nº 14.- Datos y costos de cables subterráneos de M.T.
- Cuadro Nº 15.- Costos de Celda de M.T. de S.E.E de Transformación.
- Cuadro Nº 16.- Costos de S.E.E. de Distribución, celdas de M.T. en S.E.E. para clientes y puestos de protección y maniobra.
- Cuadro Nº 17.- Costo promedio de operación por año de redés de distribución Primaria.
- Cuadro Nº 18.- Costo promedio de operación en celdas convencionales de M.T. de Transformadores de potencia.
- Cuadro Nº 19.- Costo promedio de Mantenimiento (preventivo y correctivo) por año, de equipo o instalaciones de distribución primaria.

2.- APLICACION DE LOS CRITERIOS BASICOS DE PLANIFICACION DE REDES DE MEDIA TENSION. ELABORACION DE PLANOS PILOTO DE 10 Y 20 KV EN LA ZONA SELECCIONADA.

Tal como se sabe, el incremento de carga en zonas eléctricas y por electrificar, en núcleos urbanos e industriales, hace necesario efectuar una planificación a largo plazo de las redes de media tensión a fin de afrontar este incremento de carga con la calidad de servicio requerida.

De esta planificación se obtienen los llamados planes Piloto de la red de M.T. que se identifican con el nombre de la S.E. de T. que alimenta la zona en estudio y en los que se fija la potencia final que debe asumir la S.E. de T., así como también el número y sección de los alimentadores que es necesario para atender la demanda prevista, el recorrido y orientación, de área servida de cada uno de los alimentadores.

2.1 Bases

Las Bases que se toman en cuenta son las siguientes:

- a) Los criterios básicos para el diseño de redes de M.T. de finida en párrafos anteriores serán llevados a la práctica de la manera más exacta posible, pero tratando de utilizar al máximo la red existente en el momento de efectuar el estudio de planificación (válido para la alternativa con redes de 10 KV).
- b) Proyección de las cargas previstas a corto y mediano plazo y en particular de los clientes especiales que representan cargas concentradas considerables que requieren de un criterio de alimentación diferente por su magnitud e importancia. Esto se realiza con el fin de determinar el período en el cuál se va a alcanzar la demanda prevista a largo plazo.

- c) Coordinación con el plan vial Metropolitano, referente a la determinación de las nuevas calles o avenidas en las cuales se trata de construir, en lo posible, redes aéreas de M.T., dado su menor costo en comparación con las redes subterráneas. Asimismo, se debe utilizar el plano de zonificación de Lima Metropolitana, elaborado por el Ministerio de Vivienda y del cual se obtiene el tipo de carga que se va a presentar en cada zona.

## 2.2 Procedimiento

Los pasos que siguen en la elaboración de los Planes Piloto son los siguientes:

- 1) Se define el área de influencia correspondiente a la S. E. de T. en estudio, tomando en consideración las S.E.E. de T. existentes y proyectadas que colindan con la S.E. de T. en cuestión.
- 2) Una vez determinada el área de influencia de la S.E. de T. se asigna a cada área correspondiente, de cada tipo de carga, el valor de la M.D. a largo plazo. En el presente estudio se ha trabajado con valores de M.D. correspondientes al año 2,001, sin embargo también podría alternativamente como es tradicional, asignarse valores de demanda de carga esperada, o sea, valores futuros de los mismos.
- 3) La carga comprendida en el área de influencia de la S.E. de T. deberá estar comprendida entre ciertos límites teniendo en cuenta los siguientes criterios:
  - a) Si se tratara de una nueva S.E. de T. 60/10 KV, la potencia debe estar de acuerdo con valores actualmente preferidos, y que para la zona en estudio es,  
  
- ZONA RESIDENCIAL COMERCIAL .... 65-75 MVA (1)

---

(1) Existen excepciones, que confirman la regla, como las S.E.E. de T. Tacna y Gálvez con 100 MVA.



Considerando que para mantener esta capacidad el área inicial del estudio, deberá ir decreciendo, según vaya aumentando la carga (Se tendrá una área final de 69.2 Km<sup>2</sup>, en el año 2,001).

- b) Si se tratara de nuevas S.E.E. de T. con una posible nueva tensión de distribución primaria de 20 KV., la potencia final de las mismas deberá corresponder también a un valor "óptimo". Como tal magnitud se desconoce aún se ha considerado para fines de estudio, un valor tentativo de 125 MVA (Ya que es primera vez que se aborda un tema de esta naturaleza).
  - c) La nueva S.E. de T. debe alcanzar, siguiéndose el Índice de Incremento Anual de la demanda del mismo, la carga final en un período del orden de los 15 á 20 años (tiempo de amortización del equipamiento).
- 4) Se coloca si fuera el caso, toda la red existente en la zona de estudio con el objeto de utilizarla en el futuro con un máximo aprovechamiento.
- 5) Seguidamente se determina el número y recorrido de alimentadores principales que serán necesarios para atender la demanda prevista a largo plazo en la zona en estudio, racionalizando apropiadamente las cargas por alimentadores y tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Sección y capacidad a la salida de los alimentadores principales, son :

TENSION DE DISTRIBUCION	SECCION DEL ELECTROCUTO	CAPACIDAD NOMINAL MVA.
10 KV	Cable 10 KV, NKY, 3-240 mm <sup>2</sup>	4.9 (2)
20 KV	Ver nota (3)	13.0

(2) Para un régimen de 3 cables por zanja.

(3) Valores promedio de capacidad de cables tripolares con aislamiento de papel impregnado en aceite y cables unipolares con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) para sección de 240mm<sup>2</sup> de cobre y 2 circuitos por zanja.

b) Como debe tratarse de utilizar al máximo la red existente (caso de la red de 10 KV), puede resultar preferible instalar cables en paralelo con uno ya existente, en vez de uno solo de mayor sección.

c) La alimentación de los clientes importantes se dará siguiendo las partes señaladas anteriormente.

Para el caso de 10 KV, la máxima demanda ofertada por el sistema de distribución a los Clientes, será de 9.8 MVA en barras de 10 KV. del centro (2 cables NKY, 240 mm<sup>2</sup> en paralelo).

d) Los puestos de protección y maniobra (PPM) se ubicarán en número de tres por alimentador, permitiéndose con ésto, una adecuada secuencia de protección y maniobra en cuanto a selectividad y traspaso de carga en condiciones de emergencia. La ubicación de cada PPM corresponde en lo posible al centro de carga de la zona que va a alimentar a través de los dos laterales.

e) El recorrido de los alimentadores principales se fija finalmente enlazando los tres PPM's de forma de obtener una configuración de acuerdo con los criterios básicos establecidos en el Capítulo 1, inciso, 1.3.2, del presente trabajo. El área de influencia del alimentador viene dada por la suma de las cargas en los PPM's, o sea, de las áreas de influencia de las S.E. E. de distribución alimentadas.

6) En cuanto a los alimentadores laterales, éstos no se indican como recorrido en el plan piloto, por cuanto su trazo depende de la forma en que se presentan y desarrollan las cargas. La característica primordial de los alimentadores laterales es que enlacen dos PPM's del mismo nivel (primero con primero, segundo con segundo y tercero con tercero), correspondientes a dos alimentadores troncales diferentes (Ver figura N° 09 Figura 2b).

Las secciones consideradas para los alimentadores laterales, toman en cuenta, lo siguiente:

TENSION DE DISTRIBUCION (KV).	REPARTO IDEAL DE CARGA DEL TRONCAL POR PPM (MVA)	CAPACIDAD (MVA) DE LOS ALIMENTADORES LATERALES SEGUN LA CONDICION DE OPERACION DE LA RED M.T.		SELEC. DEL CALIBRE ALIM. LATER. CAP. DE EMERGENCIA NO MAYOR DE
		C. NORMAL	C. EMERG.	
10	4.9/3	0.82	1.63	1.63 MVA
20	13/3	2.17	4.33	4.33 MVA

### 2.3 Resultados

El resultado de la elaboración de los planes piloto son mostrados en los planos y esquemas siguientes:

- Plano (PL-04)  
Figura 10 ..... Ambos para la tensión de distribución de 10 KV.
- Plano (PL-05)  
Figura 11 ..... Ambos para la tensión de distribución de 20 KV.

Una nota aclaratoria respecto a la interpretación de los esquemas y planos antecede a los mismos.

Los resultados de la planificación "convencional" efectuada, se completan con aquellos del número S.E.E. de distribución, número de PPM's y del metrado de la longitud total de líneas y cables de M.T.

En el Cuadro Nº 20, se presenta la capacidad óptima de las S.E.E. de distribución, consideradas en la planificación de redes de M.T. (10 y 20 KV). Dicha información ha sido obtenida, después de procesar el programa computacional de radio óptimo, disponible en la Oficina de Planeamiento Eléctrico de ELECTROLIMA S.A.

En el Cuadro Nº 21 se presenta el metrado correspondiente.

3. FORMULACION Y APLICACION DE UN MODELO MATEMATICO DE LA RED DE MEDIA TENSION

Como ayuda para la visualización de la etapa de planeamiento, relativo a los distintos cambios que pueden efectuarse en las S.E. de T. y en la configuración topológica de los alimentadores primarios, pueden ser muy útiles las figuras geométricas, que representan las áreas de servicio de la S.E. de T.

Dichas figuras geométricas son una ayuda no sólo para el planeamiento de la derivación y las relaciones de diseño, sino también para representarlos pictóricamente. La siguiente discusión servirá para ilustrar el uso de la geometría en el planeamiento y diseño de las S.E.E. de T. y los alimentadores primarios de media tensión.

Modelo Matemático

Las asunciones seguidas para la formulación del modelo son las siguientes:

- La densidad de carga es uniforme, en toda el área de la S.E. de T, implicando, que todos los consumidores de igual área, tienen la misma máxima demanda. Se asume igualdad, entre los mismos, del factor de potencia y que están situados en intervalos iguales (por tener igual tamaño de lote).
- Los troncales estarán igualmente espaciados entre sí; sirviendo cada uno de ellos áreas iguales, por lo que se asume una densidad de carga "D", uniformemente distribuída, en toda el área de influencia de la S.E. de T. (Ver Figura 12).
- En estos troncales se encuentran los puestos de protección y maniobra (PPM's), que constituyen los puntos de partida para los laterales de M.T.; estos últimos son ramales de distribución donde se ubican las S.E.E. de D. (Sean 10/0.23 KV ó 20/0.23 KV), se asume asimismo que todas las S.E.E. de D. son de igual potencia y que cada lateral tiene un igual número de S.E.E. de D.

- La S.E. de T. está colocada en el centro de la carga final prevista, los alimentadores de M.T., parten de la misma, con recorridos en diferentes direcciones e iguales en longitud.
- La sección de los alimentadores principales y laterales, usados tendrán el mismo calibre respectivamente.
- En líneas generales, el desarrollo matemático del presente Estudio se realiza para cuando el sistema haya alcanzado la densidad de carga de diseño "D" MVA/Km<sup>2</sup>; de modo que, las redes de distribución de M.T., estarán operando a su máxima capacidad de diseño.
- Según la Figura N° 12, se considera que los troncales se alejan en forma radial e igualmente espaciados de la S.E. de T. sirviendo áreas iguales cada uno de ellos, tal como se muestra en la Figura mencionada.
- Los PPM's se ubican lo más cerca posible de la S.E. de T. con el fin de minimizar pérdidas.
- De cada PPM parten dos alimentadores laterales, donde la longitud de cada lateral por S.E. de D., es la misma.

### 3.1 Alimentadores Principales de M.T. Metrado y Costo

De acuerdo al modelo matemático de la Figura N° 12, el número de alimentadores troncales por S.E. de T. será:

$$n' = \frac{X}{b (fS_2)(fU_2)} = \frac{X}{b(fSU_2)} \quad (2)$$

Siendo :

X = Capacidad nominal firme de transformación de una S.E. de T. (Máxima carga a distribuirse prevista en la S.E., en MVA).

- b = Capacidad de transporte de un alimentador principal de M.T. (MVA).
- $fS_2$  = Factor de simultaneidad de los alimentadores principales.
- $fU_2$  = Factor de utilización de los alimentadores principales.
- $fSU_2$  = Factor de simultaneidad y utilización de los alimentadores principales.

Dado que  $n'$  no puede ser un número fraccionario, se redondeará al inmediato superior y se le denominará  $n$ ; luego la carga efectiva en la S.E. de T. será:

$$X' = n (fSU_2) b \text{ (MVA)} \quad (3)$$

y el número efectivo de troncales :

$$n = \frac{X'}{b(fSU_2)} \quad (4)$$

Según la figura Nº 13, se considera que el área de influencia de una S.E. de T. forma un polígono regular, de modo que la longitud teórica de un alimentador troncal  $L_1$  viene dada por la siguiente expresión:

$$L_1 = R \cos \left( \frac{\alpha}{2} \right) = \sqrt{\frac{2X'}{D n \sin(\alpha)}} = \sqrt{\frac{X'}{D n \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right)}} \text{ (Km)} \quad (5)$$

Siendo :

- R = Longitud de la hipotenusa del triángulo, que se asume como la mitad del área servida por un alimentador principal (km).
- $\alpha$  = Angulo que forman los límites del área de influencia del alimentador principal, siendo parte de intersección de estos límites, la S.E. de T. (grados sexagesimales).

En la práctica se sabe que la longitud real es aproximadamente 50% mayor a la teórica (Ver Anexo N° 3 ), luego:

$$L_1 = 1.50 \sqrt{\frac{X'}{D n \operatorname{tag} \left( \frac{\alpha}{2} \right)}} \quad (\text{km}) \quad (6)$$

La longitud total de n alimentadores troncales, correspondiente a una S.E. de T. será:

$$L = n L_1 \quad (\text{km}) \quad (7)$$

Sustituyendo n y  $L_1$ , y considerando que  $\alpha = 360/n$ , la longitud total L estará dada por la expresión siguiente, luego de realizar los reemplazos correspondientes:

$$L = \frac{1.50 X'}{\sqrt{f S U_2 b D \operatorname{tag} \left( \frac{180}{n} \right)}} \quad (\text{km/S.E. de T.}) \quad (8)$$

Multiplicando esta expresión por el costo unitario del alimentador troncal  $C_{pp}$ , (Dólares/km), obtendremos el costo total en alimentadores troncales por S.E. de T.:

$$L = \frac{1.50 X' C_{pp}}{\sqrt{f S U_2 b D \operatorname{tag} \left( \frac{180}{n} \right)}} \quad (\text{Dólares/S.E. de T.}) \quad (9)$$

El costo unitario del alimentador troncal depende principalmente de la tensión de diseño, capacidad de transporte y tipo de electroducto (línea aérea o cable subterráneo).

### 3.2 Alimentadores Laterales de M.T. Medrado y Costo

De acuerdo a la Figura N° 13, el área servida por una S.E. de D. será:

$$= g^2 \quad (\text{Km}) \quad (10)$$

Siendo:

g = Lado del cuadrado que se asume igual al área de influencia de una S.E. de D.

Luego, para una densidad uniforme de carga D (medida a nivel de S.E. de T.), la carga servida será:

$$= Dg^2 \quad (\text{MVA}) \quad (11)$$

Esta carga es distribuida entre las S.E. de D. de "S" KVA de capacidad, cada una, considerando un factor de simultaneidad de la S.E. de D. con respecto al alimentador troncal igual a  $fS_1$ , y entre los troncales de M.T., a  $fS_2$ ; considerando por otro lado, los factores de utilización de las S.E.E. y troncales iguales a  $fU_1$  y  $fU_2$  respectivamente se establecerá la siguiente igualdad:

$$Dg^2 = S(fS_1) (fS_2) (fU_1) (fU_2) 10^{-3} \quad (12)$$

De donde obtenemos:

$$g = \sqrt{\frac{S(fSU_1) (fSU_2) 10^{-3}}{D}} \quad (\text{km}) \quad (13)$$

Luego la longitud total de alimentadores laterales por S.E. de T. será:

$$\begin{aligned} &= g \times (\text{N}^\circ \text{ S.E.E./Aliment. Troncales}) \times (\text{N}^\circ \text{ de aliment. tronca./S.E. de T}). \\ &= g \times \left( \frac{10^3 b}{S(fSU_1)} \right) \left( \frac{X'}{b (fSU_2)} \right) \quad (\text{km}) \quad (14) \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de g y haciendo reemplazos, la longitud total de laterales por S.E. de T. resulta:

$$= \sqrt{\frac{S (fSU_1) (fSU_2) 10^{-3}}{D}} \left( \frac{X' 10^3}{S(fSU_1) (fSU_2)} \right) \quad (15)$$

$$= \frac{X'}{\sqrt{D S (fSU_1) (fSU_2) 10^{-3}}} \quad (\text{km}) \quad (16)$$

La longitud real es un promedio, aproximadamente igual a la longitud teórica, luego, la longitud real de los alimentadores laterales por S.E. de T. será:



$$= \frac{1.0 X' P_c}{\sqrt{D S (fSU_1) (fSU_2) 10^{-3}}} \quad (\text{km}) \quad (17)$$

Siendo :

$P_c$  = Porcentaje de carga en baja tensión. Factor que considera que los clientes importantes serán alimentados en nivel de tensión de M.T., y por lo tanto, no deben influenciar en la longitud de los laterales de alimentación o enlaces entre S.E.E. de D.

Finalmente, multiplicando la expresión anterior por el costo unitario de los laterales (Cps), se obtiene el costo de los alimentadores laterales por S.E. de T.

$$= \frac{1.0 \text{ Cps } P_c X'}{\sqrt{D S fSU_1 fSU_2 10^{-3}}} \quad (\text{Dólares/S.E.de T.}) \quad (18)$$

### 3.3 Puestos de Protección y Maniobra. Cálculo del Número y Costo.

Considerando "P" PPM's por alimentador troncal, el número total de PPM's por S.E. de T. , será:

$$P \times n = P \frac{X'}{b fS_2 fU_2} \quad (19)$$

Luego, definiendo  $C_u$  como el costo unitario, el costo total de los PPM's por S.E. de T. será:

$$\frac{P C_u X'}{b fSU_2} \quad (\text{Dólares/S.E. de T.}) \quad (20)$$

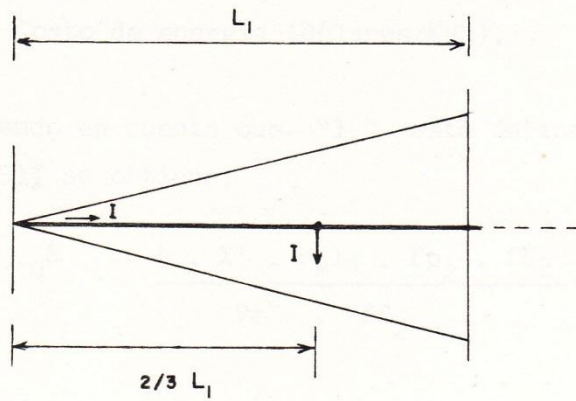
### 3.4 Cálculo de las Pérdidas de Energía en la Red de Distribución Primaria

#### Pérdidas en los alimentadores principales

Dado que en la práctica no es posible determinar exactamen

te la ubicación de los PPM's a lo largo del alimentador principal, ni preveer una exacta distribución de carga entre ellos, a los cuales hay que añadir las asunciones de longitud promedio de los troncales, para propósitos de este estudio es suficiente concentrar toda la carga en el centro de gravedad eléctrico del troncal.

Valiéndonos de la siguiente figura, a continuación enunciamos el procedimiento seguido:



Suponiendo como un triángulo el área de influencia de un troncal, las pérdidas anuales de energía estarán dadas por la expresión:

$$2I^2 \cdot r_p \cdot l_1 \cdot 8760 \cdot fp_2 \cdot 10^{-3} \text{ (KWh/troncal) (21)}$$

Siendo:

$r_p$  = Resistencia del alimentador principal (Ohm/km).

$fp_2$  = Factor de pérdidas anual, de líneas de distribución primaria.

$I$  = Densidad de corriente que transporta el alimentador (Amp).

Luego las pérdidas anuales, en KWh/S.E. de T. será:

$$\frac{X'}{b \text{ fSU}_2} \cdot 17.52 \cdot I^2 \cdot r_p \cdot l_1 \cdot \text{fp}_2 \quad (22)$$

Sabiendo que :

$$I = \frac{\text{fU}_2 \cdot b \cdot x \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_m} \quad (\text{Amp})$$

Siendo :

$V_m$  = Tensión de distribución primaria (KV)

$C_e$  = Costo de energía (Dólares/KWh).

Y teniendo en cuenta que " $l_1$ " está definido por la expresión (5), se obtiene:

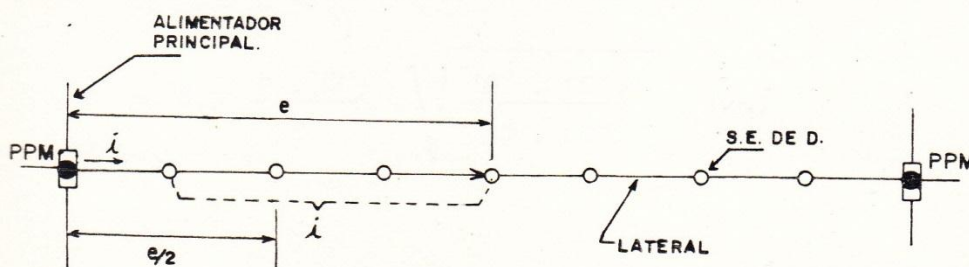
$$5.84 \cdot 10^6 \cdot \frac{b \cdot X' \cdot r_p l_1 \cdot \text{fp}_2 \cdot \text{fU}_2}{V_m^2 \cdot \text{fS}_2} \quad (\text{KWh/S.E. de T.}) \quad (23)$$

Finalmente, si el costo unitario es igual a  $C_e$  (Dólares/KWh), se tiene que el costo de las pérdidas de energía en los alimentadores principales por S.E. de T. es igual a :

$$5.84 \cdot 10^6 \cdot \frac{b \cdot r_p \cdot l_1 \text{fp}_2 \cdot \text{fU}_2 \cdot X'}{V_m^2 \cdot \text{fS}_2} \cdot C_e \quad (\text{Dólar/S.E. de T.}) \quad (24)$$

#### Pérdidas en los alimentadores laterales

Asumiendo que la carga se distribuye uniformemente a lo largo del alimentador lateral, para fines de cálculo de pérdidas de energía, es suficiente concentrar toda la carga en el centro del ramal lateral, cuya longitud es de " $e$ " kms. (Ver Figura siguiente).



Las pérdidas por ramal. (De la Figura) están dadas por la ex presión:

$$3i^2 \cdot R_s \cdot 8760 \cdot fp_2 \cdot 10^{-3} \quad (\text{KWh/AÑO}) \quad (25)$$

Siendo :

$i$  = Corriente que transporta el alimentador lateral (Amp)

$R_s$  = Resistencia del alimentador lateral (Ohm/km)

Pero :

$$i = \frac{b \cdot fU_2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2P \cdot V_m} \quad (\text{Amps}).$$

$$R_s = \frac{e \cdot r_s}{2} \quad (\text{Ohms})$$

Recordando que la carga efectiva distribuída por troncal es  $fU_2 \cdot b$  (MVA), y considerando que se tiene dos ramales laterales por PPM, el número de S.E.E. de D. por ramal, será:

$$\text{Nº de S.E.E. por ramal} = \frac{b \cdot fU_2 \cdot 10^3}{2PS \cdot fSU_1} \quad (26)$$

La longitud del ramal teórico por S.E. de D. es dada por la ecuación (12), luego, la longitud real por ramal lateral, será:

$$e = 1.0 \left( \frac{\text{Nº de S.E.E.}}{\text{ramal}} \right) \left( \frac{\text{longitud teórica}}{\text{S.E. de D.}} \right)$$

$$e = 1.0 \left( \frac{b \cdot fU_2 \cdot 10^3}{2PS \cdot fSU_1} \right) \sqrt{\frac{S \cdot fSU_1 \cdot fSU_2 \cdot 10^{-3}}{D}}$$

$$e = 0.5 \frac{b \cdot fU_2}{P} \sqrt{\frac{10^3 \cdot fSU_2}{SD \cdot fSU_1}} \quad (\text{km}) \quad (27)$$

Sustituyendo valores en la ecuación (25), se obtienen las pérdidas en KWh/año-ramal:

$$0.5475 \cdot 10^6 \frac{fp_2 \cdot r_s}{Vm^2} \frac{(b \cdot fU_2)^3}{P} \sqrt{\frac{10^3 \cdot fSU_2}{SD \cdot fSU_1}} \quad (28)$$

Sabiendo que el número de ramales por S.E. de T. es :

$$2P \cdot n = \frac{2 \cdot P \cdot X'}{fSU_2 \cdot b} \quad (29)$$

Se obtiene que las pérdidas totales por S.E. de T. en KWh/año, será:

$$1.095 \cdot 10^6 \frac{fp_2 \cdot r_s \cdot b^2 \cdot fU_2^2 \cdot X'}{P^2 \cdot fS_2 \cdot Vm^2} \sqrt{\frac{10^3 \cdot fSU_2}{SD \cdot fSU_1}} \quad (30)$$

Luego multiplicando por Ce, se obtendrá el costo de las pérdidas de energía anual por S.E. de T., en Dólares/S.E. de T.-año:

$$1.095 \cdot 10^6 \frac{X' \cdot fp_2 \cdot fU_2^2 \cdot r_s \cdot b^2 \cdot Ce}{fS_2 \cdot P^2 \cdot Vm^2} \sqrt{\frac{10^3 \cdot fSU_2}{SD \cdot fSU_1}} \quad (31)$$

### 3.5 Sub-Estaciones de Distribución. Cálculo del Número y Costo Total.

De la ecuación (26), el número de S.E.E. de D. por ramal es:

$$= \frac{b \cdot fU_2 \cdot 10^3}{2 \cdot PS \cdot fSU_1}$$

De la ecuación (29), el número total de ramales por S.E. de T. es:

$$= \frac{2 \cdot P \cdot X'}{fSU_2 \cdot b}$$

Luego el total de S.E.E. de D. es :

$$S.E.E. \text{ de D.T.} = \frac{S.E.E. \text{ de D.}}{\text{por ramal}} \times \frac{N^{\circ} \text{ total de ramales}}{S.E. \text{ de T.}}$$

Sustituyendo valores y amplificando se obtiene la siguiente igualdad:

$$S.E.E.D.T. = \frac{X' 10^3}{S f S U_1 f S_2} P_c \quad (32)$$

En caso de no ser un número entero, el número total de S.E. E. de D. será el inmediato superior, es decir S.E.E.D.T'.

El costo total será :

$$CSET = S.E.E.D.T'. COSE \quad (33)$$

Siendo :

COSE = Costo de una S.E. de D. en Dólares/S.E. de D.

El costo de operación y mantenimiento será:

$$COMSE = S.E.E.D.T'. Q_5 \quad (34)$$

Siendo :

$Q_5$  = Costo de operación y mantenimiento de una S.E. de D. en dólares.

### 3.6 Evaluación de los Gastos Totales Anuales de Operación y Mantenimiento

El costo anual de operación y mantenimiento, COMT, se considera como la suma de los siguientes componentes:

$$\begin{aligned} \text{COMT} &= \text{COM de líneas de MT} + \text{COM de S.E. de T.} + \\ &+ \text{COM de PPM's} + \text{COM de S.E. de D.} \\ &(\text{Dólares/S.E. de T-año}) \end{aligned} \quad (35)$$

Esta ecuación sólo considera los electroductos de distribución primaria, sin incluir los costos de los enlaces de sub-transmisión ni de baja tensión.

Para fines del presente Estudio, se asume que estos costos

son proporcionales a la longitud de líneas y del número de S.E.E.

Costo de Operación y Mantenimiento de líneas de MT por S.E. de T.

Alimentadores principales

$$\begin{aligned} \text{OMt} &= Q_2 \cdot \text{longitud del troncal por S.E.T.} \\ &= Q_2 \cdot \frac{\text{Costo de troncales por S.E.T. (Dólares/S.E.T-año)}}{\text{Cpp}} \end{aligned}$$

Donde :

$$Q_2 = \text{Costo de mantenimiento de 1 km. de alimentador principal en Dólares/km-año.}$$

Laterales

$$\begin{aligned} \text{OMl} &= Q_3 \cdot \text{longitud del lateral por S.E. de T.} \\ &= Q_3 \cdot \frac{\text{Costo lateral por S.E. de T. (Dólares/S.E.T-año)}}{\text{Cps}} \end{aligned}$$

Donde:

$$Q_3 = \text{Costo de mantenimiento de 1 km. de lateral en Dólares/S.E.T.-año.}$$

Costo de OM de S.E. de T.

$$\text{OM}_{se} = Q_4 \quad (\text{Dólares/S.E.T.-año})$$

Donde :

$$Q_4 = \text{Costo de mantenimiento de una S.E. de T. en Dólares/S.E.-año}$$

Costo de OM de PPM's

$$OM_p = Q_6 \frac{\text{Costo de PPM por S.E. de T. (Dólares/S.E.T.-año)}}{Cu}$$

Donde :

$$Q_6 = \text{Costo de mantenimiento de 1 PPM en Dólares/PPM-año.}$$

El costo de OM de las S.E.E. de D. está dado por la ecuación (33).

Luego sustituyendo en la ecuación (35):

$$\begin{aligned} \text{COMT} = & Q_2 \frac{\text{Costo de troncal}}{C_{pp}} + Q_3 \frac{\text{Costo lateral}}{C_{ps}} + \\ & + Q_4 + Q_5 \frac{\text{Costo S.E.E. de D.}}{Cu} + Q_6 \frac{\text{Costo PPM}}{\text{COSE}} \end{aligned} \quad (36)$$

Esta es la expresión que da los costos anuales totales de operación y mantenimiento, COMT, en Dólares/S.E.T.-año.

3.7 Evaluación de Costos

Evaluación de la Inversión total Anual (CIT)

Según lo desarrollado en capítulos anteriores, la inversión total del sistema eléctrico de distribución primaria, por S.E. de T., será la suma de las siguientes inversiones, efectuadas en los siguientes rubros:

Aliment.princip. + aliment. later + PPM's + S.E.E. de D.

Es decir, la suma de las ecuaciones 9, 18, 20 y 33, lo cual da la siguiente expresión total de inversiones para la red de media tensión:

$$\text{CIT} = (9) + (18) + (20) + (33) \quad (\text{Dólares}) \quad (37)$$



Costo Total Anual

CTA = Costo anual inversión + Costo de pérdidas energía +  
+ Costo de operación y mantenimiento.

$$CTA = K_3 (CIT) + (24) + (31) + (36) \text{ (Dólares/año)} \quad (38)$$

Donde :

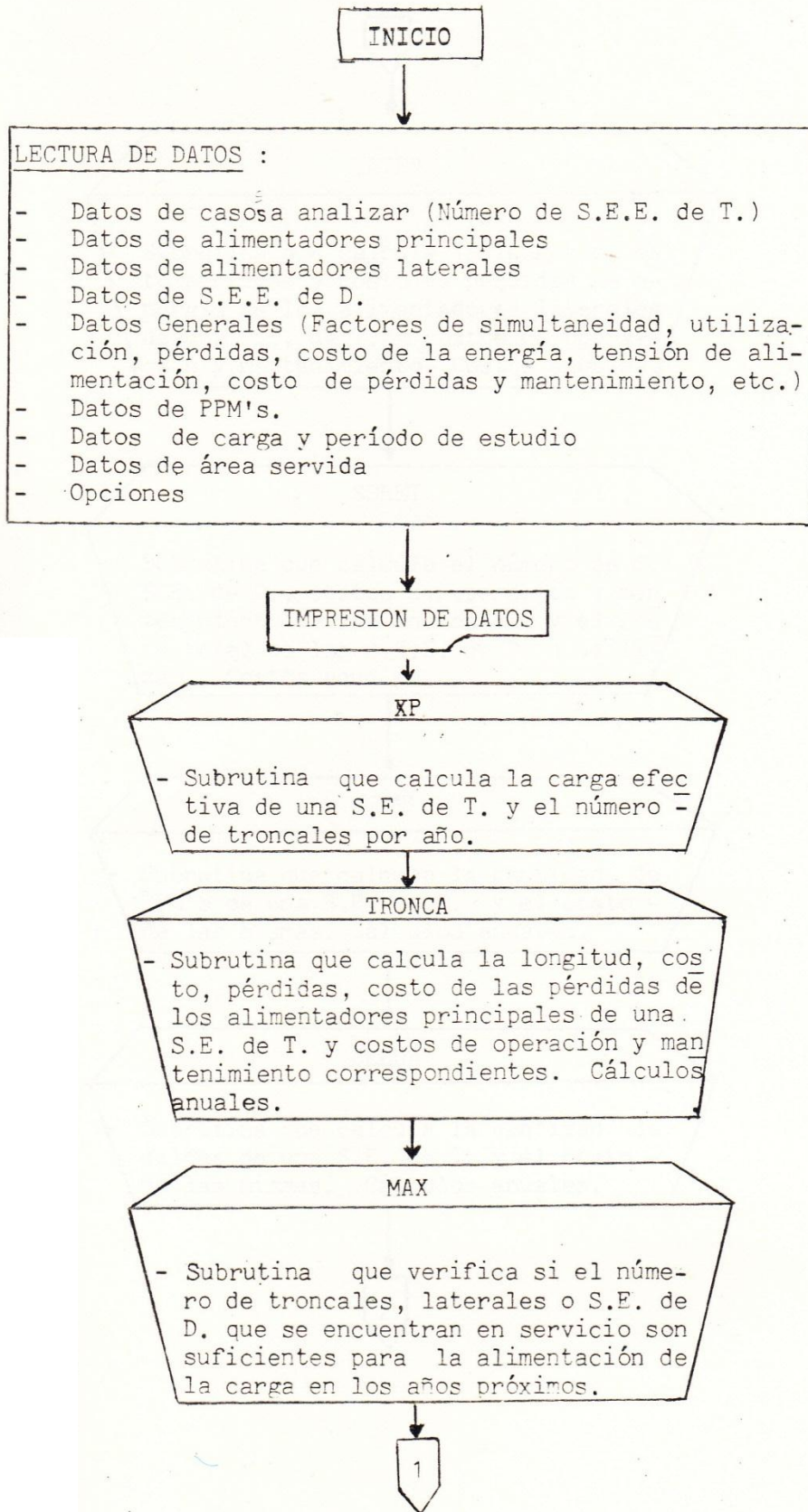
$K_3$  = Es el factor de recuperación anual del capital (ta-  
sa de interés de capital, considerada 11%).

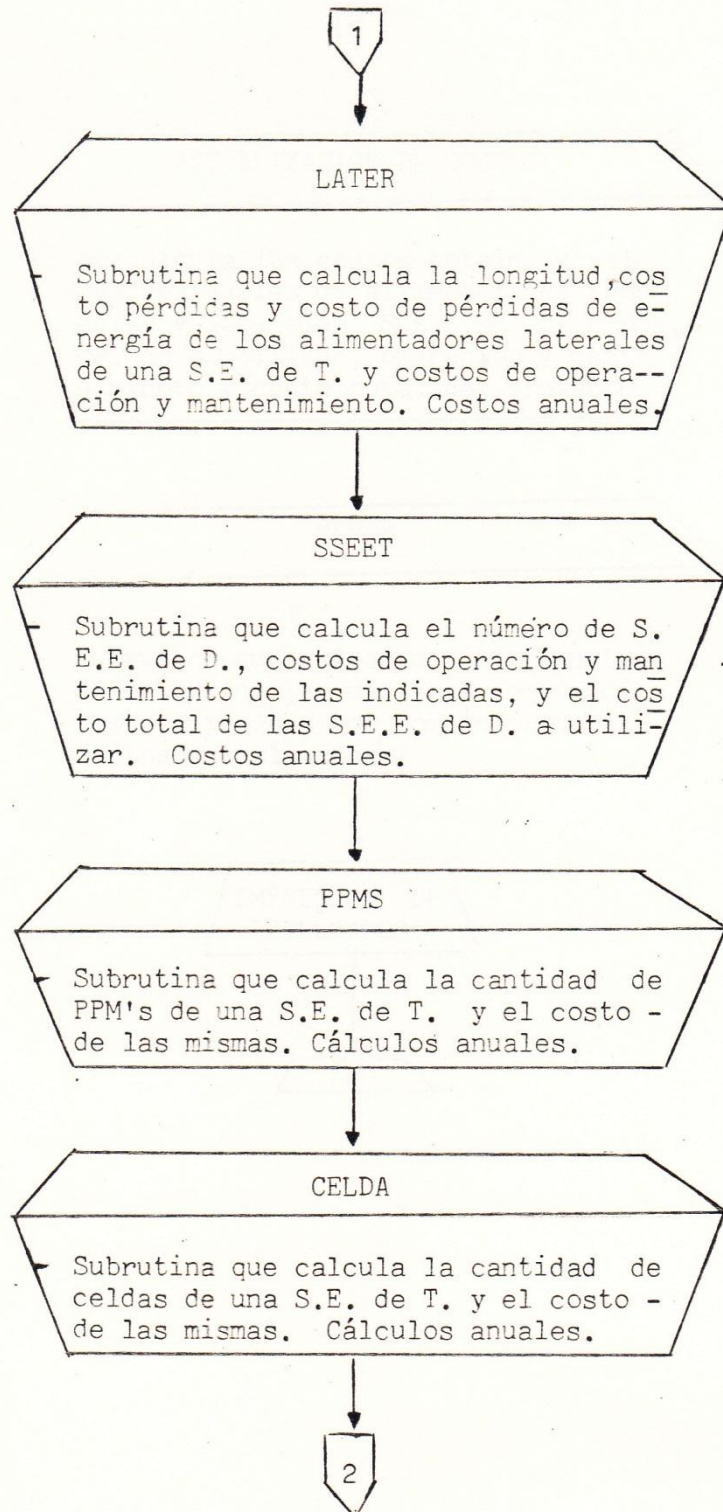
Como se puede observar, en las ecuaciones correspondientes, éstas dependen de una serie de variables y parámetros; tales como: D, X, b, etc, cuya evaluación varía apreciablemente de proyecto a proyecto.

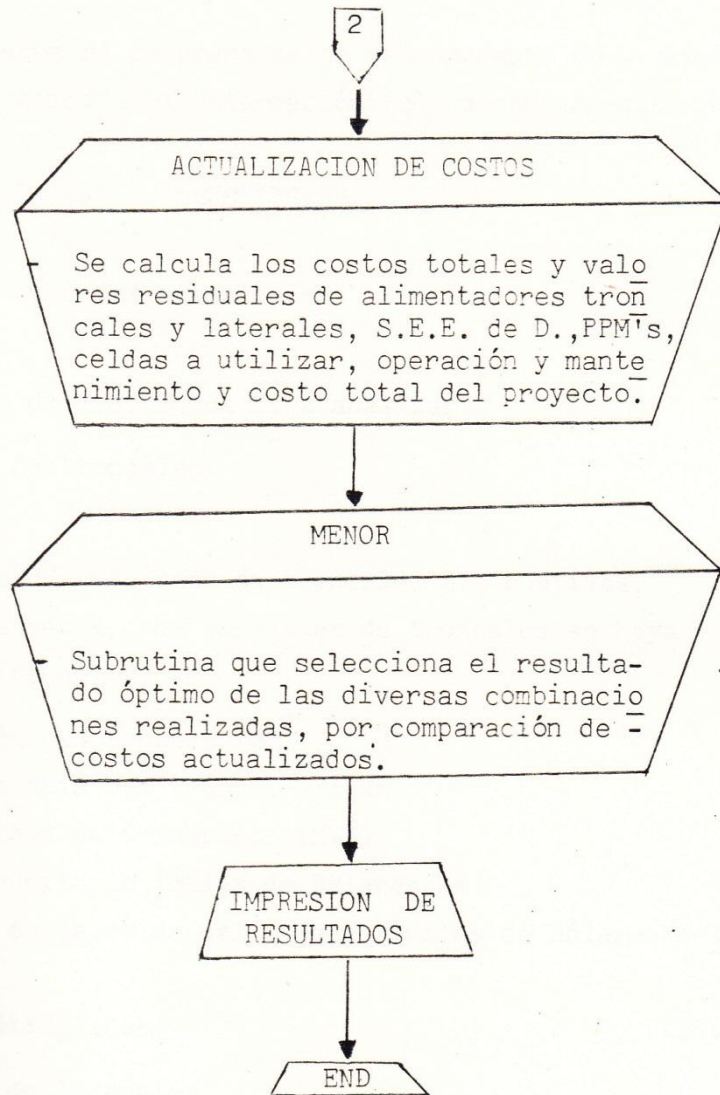
En la práctica, lo que se hace es elaborar tantos proyectos como posibilidades de combinaciones exista, escogiendo entre ellos, aquel que represente los costos totales anuales mínimos. En vista que las combinaciones posibles son muchas, - se ha elaborado un programa para computadora digital, cuyo diagrama de flujo se presenta a continuación, para mayor - ilustración al respecto.

Asímismo, en el Anexo N°4 se presentan fórmulas complementarias utilizadas en el programa digital mencionado.

3.8 Diagrama de Flujo del Programa Computacional Elaborado







MANUAL DE USUARIO DEL PROGRAMA COMPUTACIONAL ELABORADO

La entrada de datos al programa se ha descompuesto en 9 grupos, en los cuales se solicita la información que a continuación se detalla:

<u>COLUMNA</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>
<u>GRUPO 1</u> Datos de casos a analizar		
(1º Tarjeta)		
1-3	Número de S.E. E. de T. a analizar	I3
<u>GRUPO 2</u> Datos de troncales		
(2º Tarjeta)		
1-2	Número de secciones de troncales alternativas. Tantas veces como secciones de troncales se haya especificado.	I2
(3º Tarjeta)		
1-3	Sección del troncal ( $\text{mm}^2$ )	I3
4-8	Resistencia del troncal ( $\Omega/\text{km}$ )	F5.3
9-13	Capacidad de transporte (MVA)	F5.2
14-20	Costo unitario (miles de Dólares/km)	F7.1
21-27	Costo de la celda del troncal (miles de Dólares/celda)	F7.3
28-31	Vida útil (años)	(25;0) F4.0
<u>GRUPO 3</u> Datos de laterales		
(4º Tarjeta)		
1-2	Número de secciones laterales alternativas. Tantas veces como secciones de laterales se haya especificado	I2
(5º Tarjeta)		
1-3	Sección del lateral ( $\text{mm}^2$ )	I3
4-8	Resistencia del lateral ( $\Omega/\text{km}$ )	F5.3
9-15	Costo unitario (miles de Dólares/km)	F7.1
16-19	Vida útil (años)	(25;0) F4.0
<u>GRUPO 4</u> Datos de S.E.E. de D.		
(6º Tarjeta)		
1-2	Número de S.E.E. de D. alternativas	I2
(7º Tarjeta)		

<u>COLUMNA</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>
	Tantas veces como S.E.E. de D. se haya especificado.	
1-5	Potencia de la S.E. de D. (KVA)	F5.0
6	Blanco	1X
7-12	Costo unitario (miles de Dólares/unidad)	F6.3
13-16	Vida útil (años) (25.0)	F4.0
17-21	Porcentaje de carga alimentada en B.T. respecto a la carga total (%)	F5.2
<u>GRUPO 5</u> Datos Generales		
(8ª Tarjeta)		
1-4	Factor de simultaneidad de troncales	F4.2
5-8	Factor de utilización de troncales	F4.2
9-12	Factor de simultaneidad de las S.E.E. de D. con respecto al alimentador troncal.	F4.2
13-16	Factor de utilización de las S.E.E de D.	F4.2
17-20	Factor de pérdidas anual de líneas de distribución primaria.	F4.2
21-26	Costo de energía (Dólares/KW-h)	F6.4
27-29	Tensión de alimentación del troncal (KV)	F3.0
30-34	Costo anual de operación y mantenimiento de troncales (miles de Dólares/km)	F5.3
35-39	Costo anual de operación y mantenimiento de laterales (miles de Dólares/km)	F5.3
40-44	Costo anual de operación y mantenimiento de las S.E.E. de D. (miles de Dólares)	F5.3
45-49	Costo anual de mantenimiento de PPM's (miles de Dólares)	F5.3
50-54	Costo anual de mantenimiento de celdas (miles de Dólares)	F5.3
55-58	Tasa de interés del capital (%)	F4.1
59-61	Reserva de celdas en la S.E. de T.	F3.0
<u>GRUPO 6</u> Datos de PPM's.		
(9ª Tarjeta)		
1-2	Número de PPM's en un troncal	F2.0
3-8	Costo unitario de PPM (miles de Dólares/PPM)	F6.3
9-11	Vida útil del PPM (no incluye año inicial) (años)	F3.0
<u>GRUPO 7</u> Datos de carga		
10ª Tarjeta)		
1	Opción de carga de la S.E. de T. { 0 carga exponencial 1 anual	I1

<u>COLUMNA</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>				
2-3	Período de estudio (años)	I2				
(11a. Tarjeta)						
	a) Si en la tarjeta 10 se ha colocado 0					
1-6	Carga inicial de la S.E. de T.	F6.2				
7-12	Carga final de la S.E. de T.	F6.2				
13-16	Tasa de crecimiento de la carga	F4.1				
(11a. Tarjeta)						
	b) Si en la tarjeta 10 se ha colocado 1					
1-4	Carga de la S.E. de T. al final del año 1	F4.1				
5-8	Carga de la S.E. de T. al final del año 2	F4.1				
	(Tantas veces como el período de estudio lo indique la carga se asumirá, año a año)					
<u>GRUPO 8</u> Datos de área						
(12a. Tarjeta)						
1-4	Area de la S.E. de T. en el año 1 (Km <sup>2</sup> )	F4.1				
5-8	Area de la S.E. de T. en el año 2 (km <sup>2</sup> )	F4.1				
	(Tantas veces como el período de estudio lo indique, el área se asumirá, año a año).					
<u>GRUPO 9</u> Opciones						
(13a. Tarjeta)						
1	Opción de consideración de inversión inicial	<table border="0"> <tr> <td rowspan="2" style="font-size: 3em; vertical-align: middle;">{</td> <td>0 si considera</td> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">I1</td> </tr> <tr> <td>1 no considera</td> </tr> </table>	{	0 si considera	I1	1 no considera
{	0 si considera	I1				
	1 no considera					
2	Opción de impresión de resultados	<table border="0"> <tr> <td rowspan="2" style="font-size: 3em; vertical-align: middle;">{</td> <td>0 imprime todos los resultados del equipamiento.</td> <td rowspan="2" style="vertical-align: middle;">I1</td> </tr> <tr> <td>1 Imprime los valores actualizados de cada alternativa</td> </tr> </table>	{	0 imprime todos los resultados del equipamiento.	I1	1 Imprime los valores actualizados de cada alternativa
{	0 imprime todos los resultados del equipamiento.	I1				
	1 Imprime los valores actualizados de cada alternativa					

3.9 Aplicación del Modelo Matemático en la Zona Seleccionada.  
Resultados.

Respetando los criterios establecidos en capítulos anteriores, en este caso se persigue definir la carga adecuada que se debe asignar a los troncales de M.T., la forma de escalonamiento de secciones para concordar con el escalonamiento de cargas, y finalmente establecer, los costos básicos que se tendrán en cuenta para los casos de aplicación.

Se desarrolla a continuación el dimensionamiento óptimo del sistema de media tensión, es decir la elección de la combinación que permitan el mínimo costo anual.

Dada la gran cantidad de combinaciones, los cálculos se efectuarán mediante el programa para computadora digital, ya descrita.

Para los rangos considerados de densidad de carga, potencia de S.E. de D., calibre de troncales y laterales se obtiene una gran variedad de combinaciones, de los cuales se han escogido y se analizarán solo aquellos que permitan los costos mínimos de acuerdo a la realidad de la zona en estudio.

Con el Sistema de MT ya sea de 10 KV o 20 KV seleccionados u óptimo, recién se comparará con los resultados obtenidos en el Capítulo Nº 2 de la planificación realista, de forma tal de evaluar la validez de los resultados obtenidos con el modelo.

Evidentemente, los resultados de los cálculos descritos - más adelante sólo, son válidos para los parámetros y datos asumidos; sin embargo, las comparaciones relativas entre ellos; sí permiten conclusiones válidas en la práctica.

En el Cuadro Nº 22 se presentan los valores de los parámetros utilizados en el modelo matemático, tanto en 10 KV como en 20 KV.



En los Cuadros Nos. 23 y 24 se presentan las alternativas de equipamiento de la red de M.T. de 10 y 20 KV respectivamente. En los mismos, como se aprecia, se realiza variaciones en la capacidad de la potencia instalada de la subestación de distribución, sección del troncal y del lateral; para finalmente, en base a la inversión actualizada de lo que costaría cada sistema de M.T., escoger el mejor sistema de distribución, de 10 KV y 20 KV. En el Cuadro Nº 25 se presentan los resultados de las alternativas óptimas para el sistema de M.T. de 10 y 20 KV.

## COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON EL MODELO MATEMATICO VERSUS AQUELLOS DE UNA PLANIFICACION REALISTA

Como se puede apreciar, el programa computacional elaborado, se puede utilizar para realizar múltiples proyectos, de acuerdo a muchas combinaciones posibles entre los valores de capacidad y sección de las S.E.E. de D. y alimentadores de M.T. respectivamente. De esta forma tendremos la ventaja de seleccionar entre los múltiples proyectos, la alternativa que cumpla con las condiciones impuestas y que ajustándose al modelo, dé como resultado costos óptimos, de esta forma, la comparación que se realizará será entre los valores de los parámetros, de la alternativa óptima, versus los resultados de los planes pilotos realizados. Anotamos que esta comparación se realiza cuando la S.E. de T. en estudio haya alcanzado su capacidad de Diseño (a largo plazo).

### 4.1 Comparación de Resultados

A continuación en los Cuadros Nos. 27, 28 y 29, se efectúa la comparación entre los valores obtenidos en la planificación "realista", versus los obtenidos, utilizando el modelo matemático desarrollado. Esta comparación se realiza en cuanto al metrado, no efectuando la comparación de costos, ya que en su comparación de costos se tendría la necesidad de realizar un equipo progresivo de las instalaciones eléctricas a través de los planes pilotos elaborados, tema que no contempla el presente trabajo, y que en todo caso, sugerimos como tema para ampliación de la presente Tesis.

### 4.2 Recomendaciones y Conclusiones

1. Los resultados comparativos presentados nos muestran lo útil que puede ser el programa desarrollado, sobre todo para la realización de nuevos proyectos, ya que se ve que las diferencias numéricas en el metrado de los alimentadores y el número de S.E.E. de D. no son notorios entre los resultados del planeamiento convencional y los resultados del Programa desarrollado con el modelo matemático. Considerando estos resultados sería recomendable utilizar el programa elaborado, antes de realizar el planeamiento convencional, para así tener una idea de los resultados que vayamos a obtener con el planeamiento convencional.

- 2.- Para la elaboración del programa computacional se ha utilizado factores obtenidos generalmente en forma práctica, basándose en información de instalaciones ya existentes, es por esto que la diferencia existente entre los valores de uno y otro resultado, tiene mayor incidencia en la actual red de 10 KV, ya que la misma, en la actualidad, esta bastante mal desarrollada, no ajustándose a los patrones óptimos.
  
- 3.- Para la realización del programa computacional se ha tenido en cuenta que la zona en estudio, (área de influencia de la S.E. de T. 60/10 KV Primavera), no permite la instalación de líneas aéreas en grandes tramos, es por eso que en la obtención de los resultados no se ha tenido en cuenta líneas aéreas de M.T., lo más recomendable, sería incluir en los resultados un bajo porcentaje de línea aérea con respecto a la longitud total de cable subterráneo.
  
- 4.- El número de PPM's, que saldrían por cada alimentador principal sería de tres, que es la cantidad más recomendable para este tipo de zonas. Pero el programa puede trabajar alternativamente, con cualquier número de PPM's, en un alimentador principal, ofreciendo con esto una ventaja, respecto a una planificación convencional "rí-gida".
  
- 5.- Una observación importante, es la capacidad asumida para los alimentadores primarios. Para el caso en que se utiliza una tensión de distribución de 10 KV, se ha asumido que el troncal tendrá una capacidad de transporte de tres (3) circuitos por zanja, y para una tensión nominal de distribución de 20 KV, se asumió que el troncal tendrá una capacidad correspondiente a un circuito por zanja; esto debido a que el número de circuitos o troncales de 10 KV que parten de una S.E. de T. es comparativamente elevado, respecto al número de salidas en 20 KV.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL TRABAJO

- 1) Se ha desarrollado y evaluado la planificación de redes de M.T., ya sea para 10 y 20 KV. en la zona de influencia de la actual S.E. de T. 60/10 KV Primavera, de ELECTROLIMA. El proceso de planificación de las redes de M.T., se ha hecho en forma convencional y utilizando un modelo computacional. En ambos casos se ha analizado sus ventajas y desventajas.
- 2) Las redes de M.T. constituyen particularmente en sistemas subterráneos, los elementos determinantes en la selección de los sistemas más económicos, debido a su alta incidencia en los costos totales del sistema eléctrico.

Según lo descrito en capítulos anteriores la carga del troncal va reduciéndose en forma escalonada, a medida que se aleja de la S.E. de T. como consecuencia de entregar la carga a los laterales en cada PPM.

En la práctica no se puede esperar que la carga sea uniformemente distribuida a lo largo de los troncales o concentrados en los PPM's, ni tampoco se puede predecir el desbalance entre ellos, pero al realizar el equipamiento progresivo, de las redes de M.T. se deberá tener en cuenta que los troncales deberán ser instalados en forma escalonada. Teniendo en cuenta que este escalonamiento no podrá ser uniforme, por la diversidad de carga concentrada en la zona, pero debe tratarse en lo posible que lo sea, por cuanto el dimensionamiento de troncales escalonados resulta ser el más económico para las redes de M.T.

- 3) En vista que los elementos donde se consigue mayor economía, son las líneas aéreas de M.T., es recomendable asegurar desde tempranos momentos de electrificación de una nueva zona, corredores o áreas destinadas al pase de líneas aéreas; para lo cual la intervención de las entidades encargadas del planeamiento urbano de las ciudades es decisiva.

Así como también, mayores esfuerzos dirigidos a lograr líneas aéreas más estéticas por parte de los proyectistas y

mayor coordinación entre las entidades de servicio público, que permitirían apreciables economías en diversos proyectos de distribución eléctrica.

- 4) Los planes piloto o planificación de instalaciones a largo plazo, que se elaboraran, deben ser revisados con cierta periodicidad con el fin de considerar diferencias que se produzcan en el tipo de carga, así como en el desarrollo de las mismas a través del tiempo, con respecto a las que se hayan considerado en la planificación de las redes de M. T.
- 5) Los cables laterales se irán desarrollando de acuerdo a la aparición de las cargas por alimentar. Esto trae como consecuencia, que en zonas nuevas por electrificar, las primeras cargas que se presentan y que se alimentan de un PPM del alimentador troncal que corresponda, quedarán alimentadas en la "cola", hasta que aparezcan las nuevas cargas y vayan extendiéndose los laterales, hasta llegar a un PPM de un troncal colindante, con lo que se tendrá la configuración y por ende la confiabilidad de servicio prevista para estas cargas.
- 6) Una observación importante es que al efectuar la planificación de redes de M.T. con una nueva distribución (Nueva tensión de distribución), es más fácil cumplir con las consideraciones básicas de diseño establecidas en capítulos anteriores, que para un sistema eléctrico ya existente, que presentara la restricción de utilizar, al máximo las redes existentes diseñadas con criterios diferentes de aquellas con que se propone extenderla en el futuro.
- 7) La utilización de un sistema de enlaces radiales, con puntos normalmente abiertos, entre S.E.E. de T. se debe más que nada a que este sistema resulta mucho más económico que otros. Además se aprecia que en condiciones normales la capacidad de los cables se usa en un 100% de la capacidad nominal, es decir se tiene una mejor utilización de las redes de M. T.

- 8) Realizar un incremento del nivel de tensión en el sistema de distribución es una práctica muy ventajosa sobre todo para nuevos proyectos, sin embargo en un sistema existente, su introducción sería un proceso que merecería una justificación ampliamente valedera, ya que debería verse la utilización de la red existente, la cual, por su costo no podría ser reemplazada de inmediato.
- 9) En cuanto a las ventajas de la red con tensión de distribución 10 KV, tenemos:
- Mayores posibilidades de encontrar equipo y materiales confiables entre los fabricantes locales y extranjeros.
  - Menor potencia comprometida por troncal en casos de fallas en los mismos, lo cual es importante, en las etapas de capacitación del personal para la operación de la red con la nueva tensión.
  - Menores riesgos en cuanto a la seguridad del personal.
- 10) En cuanto a las ventajas de la red con tensión de distribución 20 KV, tenemos:
- Menor potencia de cortocircuito en S.E. de Distribución.
  - Mayor cobertura de potencia para futuros Clientes.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Westinghouse Electric Corporation. Electric Utility Engineering Reference Book - Distribution Systems. First Edition, Sixth Printing. United State of America. 1959 - 1965.
- 2.- Servicio de Planeamiento Eléctrico, Electrolima. Estudio de la Posible Posible Nueva Tensión de Distribución Primaria. Lima. Electrolima 1983.
- 3.- Dirección General de Electricidad. Código Eléctricos Nacional, Tomos I y IV. Lima 1978.
- 4.- George A. Taylor. Ingeniería Económica. Novena Edición: México. Editorial Limusa S.A. 1978.
- 5.- César Aguilar Galarreta. Planeamiento a largo plazo en las redes a Media Tensión de la Gran Lima. Artículo del Ing. César Aguilar Galarreta en el Conimera. Junio 1975.
- 6.- Ing. Víctor Gallegos. Planificación de Redes de Distribución Eléctrica en grandes Centros urbanos. Tesis de grado UNI - 1975.

ANEXO 1

INDICADORES PARA LA EVALUACION DE LAS ACTIVIDADES DE INVESTIGACION

Los datos para la evaluación de los efectos educativos de los programas de investigación se obtienen a través de los cuestionarios de autoevaluación de los investigadores, los cuales se aplican al inicio y al final del curso de investigación. En un sistema de autoevaluación, el investigador debe indicar el grado de cumplimiento de los objetivos de su investigación, la calidad de los datos obtenidos, la claridad de los resultados, la profundidad de los análisis, la originalidad de las conclusiones, etc.

ANEXOS

Indicador de Calidad e Impacto Educativo





ANEXO Nº 1

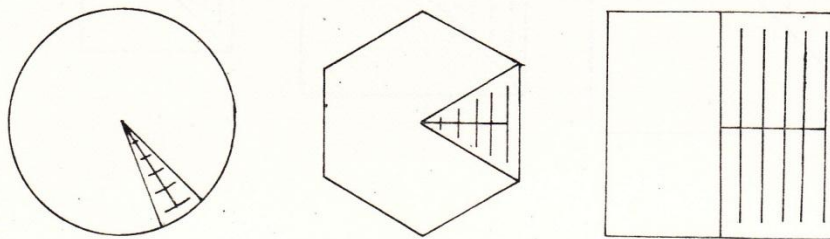
CRITERIOS PARA LA EXPANSION DE LAS S.E.E. DE TRANSFORMACION

Como ayuda para la visualización de los efectos relativos de los distintos cambios que se puedan efectuar en las subestaciones de transformación y de los cambios coordinados en los alimentadores primarios, son muy útiles las figuras geométricas que representan las áreas de servicio de la subestación. En un sistema donde la carga crece, la expansión de una S.E. de T. puede seguir muchos planos específicos diferentes, tanto para el agrandamiento de las subestaciones como para la edificación de locales para las nuevas subestaciones.

A continuación presentamos diferentes formas de expansión de una S.E. de T., las cuales, pueden ser desarrolladas en la práctica en forma independiente, o relacionándolas entre ellas para la obtención de mejores resultados al realizar los proyectos.

TIPOS DE PLANOS DE EXPANSION PARA UNA S.E. DE T.

I.- Cambios del Sistema a Densidad Constante



D =	1	1	1
KV =	1	1.73	3
$\Delta V(\%) =$	1	1	1
$KVA_{nt} =$	1	1	1
$A_{nt} =$	1	1	1
N =	18	6	2

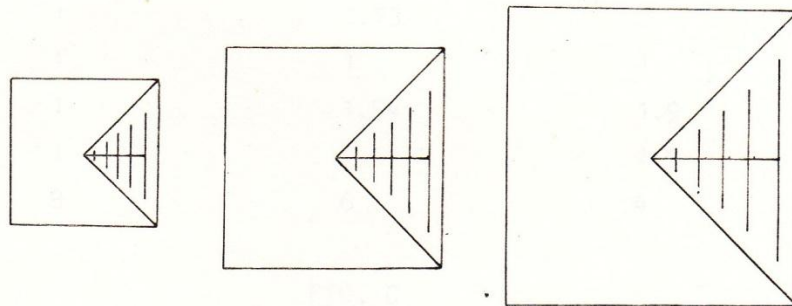
FIG. A

FIGURA (A)

Amplio beneficio se deriva de la posible reducción en el número de alimentadores primarios (N). En esta ilustración el voltaje (KV) de un alimentador es incrementado por factores de 1.73 y 3. Cuando el voltaje del alimentador es el triple, el número de alimentadores primarios se reduce en este ejemplo de 18 á 2, mientras que la caída de tensión ( $\Delta V$ ) no cambia. Nótese que el área total ( $A_{nt}$ ) servida desde el punto de alimentación permanece constante, pero el área servida por un alimentador ( $A_n$ ) se incrementa con el voltaje. La temperatura límite de la carga de alimentadores no está considerada en este ejemplo..

FIGURA (B)

El número de alimentadores primarios (N) permanece constante, su voltaje (KV), es incrementado por los mismos factores que en la Fig.(A). El área servida desde el punto de alimentación ( $A_{nt}$ ) puede entonces ser incrementada por un factor de  $(3)^{4/3} = 4.33$  si el voltaje es el triple. La caída de tensión, en por ciento, no cambia.



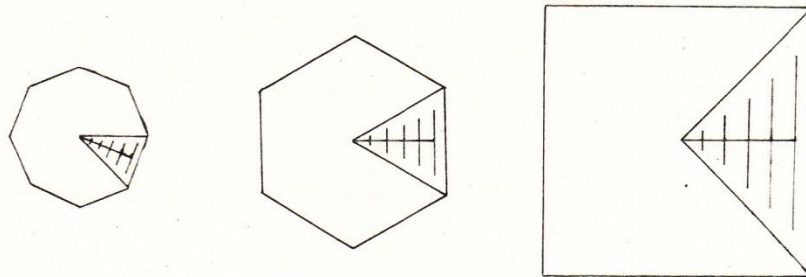
$\rho$	=	1	1	1
KV	=	1	1.73	3
$\Delta V$ (%)	=	1	1	1
$KVA_{nt}$	=	1	2.08	4.33
$A_{nt}$	=	1	2.08	4.33
N	=	4	4	4

FIG. B

FIGURA (C)

Beneficios duales desde un incremento en el voltaje (KV), de los alimentadores primarios son obtenidos por un incremento en área servida desde el punto de alimentación ( $A_{nt}$ ), mientras que el número de alimentadores (N) se reduce en algo.

Si alguna reducción en la caída de tensión ( $\Delta V$ ) de los alimentadores es también deseable, entonces el tamaño del área de la S.E. de T. no puede ser de acuerdo al tamaño que se indica en la figura (debe ser menor).

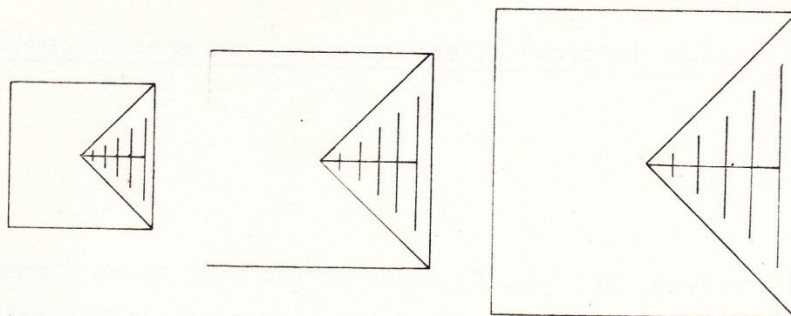


D	=	1	1	1
KV	=	1	1.73	3
$\Delta V$ (%)	=	1	1	1
$KVA_{nt}$	=	1	1.54	1.9
$A_{bt}$	=	1	1.54	1.9
N	=	8	6	4

FIG. C

FIGURA (D)

Un incremento en la carga ( $KVA_{nt}$ ) de los alimentadores, permaneciendo la densidad de carga constante, es acompañado en un incremento de la caída de tensión ( $\Delta V$ ), mientras que el número de alimentadores (N) permanece constante. La extensión del área servida por la S.E. de T. - de esta manera requiere la adición suplementaria de un regulador de tensión en alimentadores, ordenando la subsistencia del voltaje siempre dentro de los límites aceptables, manteniendo de esta manera, constante la caída de tensión ( $\Delta V$ ).

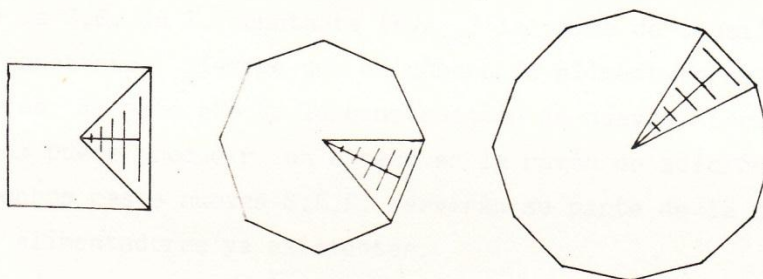


D	=	1	1	1
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	2	3
$KVA_{nt}$	=	1	1.6	2.1
$A_{nt}$	=	1	1.6	2.1
N	=	4	4	4

FIG..D

FIGURA (E)

Un incremento de la capacidad de la S.E. de T. ( $KVA_{nt}$ ) en el local conocido, manteniendo el voltaje (KV) en los alimentadores primarios y la caída de tensión ( $\Delta V$ ) de los alimentadores, se realiza incrementando el número de alimentadores (N). Un incremento de 4 á 8 alimentadores, permite un aumento del 50% del tamaño de la S.E. (así como la capacidad de la S.E. de T). Triplicando el número de alimentadores desde 4 hasta 12, permite aproximadamente duplicar la capacidad y el área de la S.E. de T.



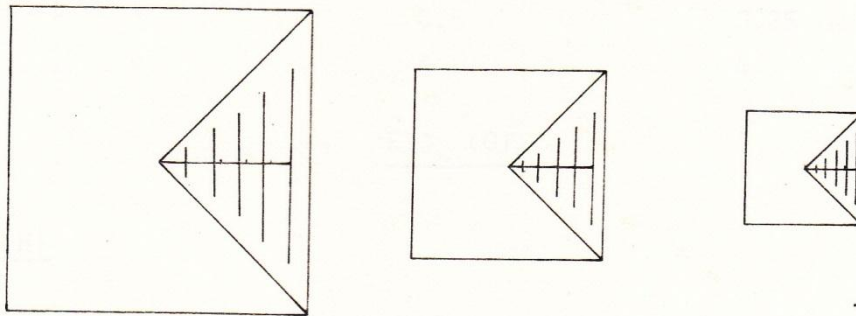
D	=	1	1	1
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	1	1
$KVA_{nt}$	=	1	1.5	2
$A_{nt}$	=	1	1.5	2
N	=	4	8	12

FIG. E

II.- Cambio del Sistema con Incremento de la Densidad de Carga

FIGURA (F)

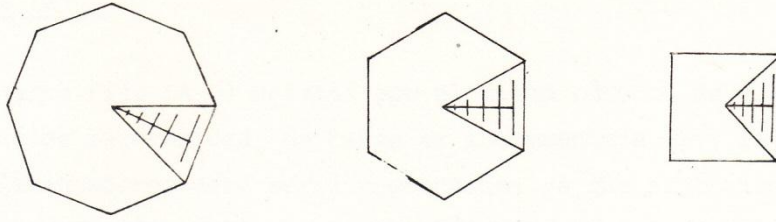
Con el incremento de la densidad de carga (D), el uso constante del número de alimentadores primarios (N) suministrando una carga constante ( $KVA_{nt}$ ) desde una S.E. de T. resulta un continuo decrecimiento de la caída de tensión ( $\Delta V$ ), así como el área de la S.E. ( $A_{nt}$ ), decrece, y los alimentadores primarios se hacen más cortos.



D	=	1	2	4
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	0.7	0.5
$KVA_{nt}$	=	1	1	1
$A_{nt}$	=	1	0.5	0.25
N	=	4	4	4

FIGURA (G)

Un incremento en la densidad de carga (D) y manteniendo la potencia nominal de la S.E. de T. constante ( $KVA_{nt}$ ) la caída de tensión ( $\Delta V$ ), permanece constante. Siempre que el número de alimentadores disminuya. A causa de este efecto la construcción de nuevos circuitos alimentadores puede producir un atraso en la razón de adición de S. E.E. En muchos casos nuevas S.E.E. servirán su parte de la carga vía circuitos alimentadores ya existentes.

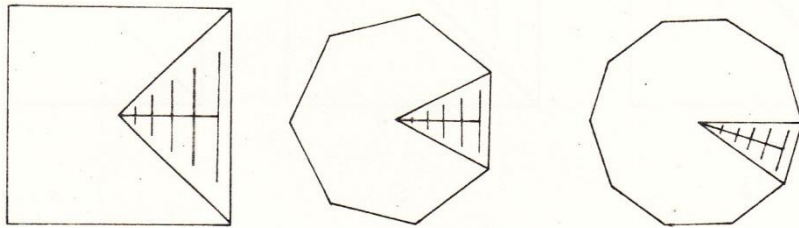


D	=	1	2	4
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	1	1
$KVA_{nt}$	=	1	1	1
$A_{nt}$	=	1	0.5	0.25
N	=	8	6	4

FIG. (G)

FIGURA (H)

Cuando la densidad de carga (D) en una área fija ( $A_{nt}$ ), aumente, se deberá ir incrementando el número de alimentadores primarios (N), para prevenir el aumento de caída de tensión ( $\Delta V$ ), en los alimentadores.



D	=	1	2	4
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	1	1
$KVA_{nt}$	=	1	2	4
$A_{nt}$	=	1	1	1
N	=	4	7	10

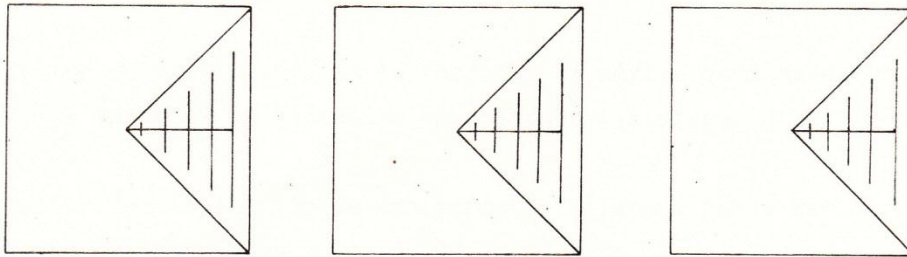
FIG. (H)

FIGURA (I)

En un área fija ( $A_{nt}$ ) servida por el mismo número de alimentadores - (N), donde la densidad de carga es incrementada (D), la capacidad de los alimentadores debe ser incrementada, ya que sino incrementaría la caída de tensión ( $\Delta V$ ), en proporción directa a la densidad de carga. La capacidad de los alimentadores sirviendo una misma carga es limitada por :

- La capacidad térmica del conductor de alimentación.
- El otro es el máximo permisible de caída de tensión.

Esto trae como consecuencia el equipamiento escalonado de reguladores de tensión y capacitores, para ser añadida a la carga de los alimentadores nacientes.



D	=	1	2	4
KV	=	1	1	1
$\Delta V(\%)$	=	1	2	4
$KVA_{nt}$	=	1	2	4
$A_{nt}$	=	1	1	1
N	=	4	4	4

FIG. (I)

ANEXO N° 2

FACTORES DE SIMULTANEIDAD, UTILIZACION Y PERDIDAS

FACTOR DE SIMULTANEIDAD

Es la razón de la máxima demanda de un conjunto de consumidores (DMT), medida en la S.E. (transformador), a la suma de las demandas de potencia máxima de las cargas individuales ( $\Sigma DM_i$ ) tomadas ambas en el mismo intervalo de tiempo.

$$F.S. = \frac{DMT}{\Sigma DM_i}$$

FACTOR DE UTILIZACION

El factor de utilización es la razón de la máxima demanda de un sistema, al valor de la capacidad instalada del sistema.

El factor de utilización de una parte del sistema puede ser definido en forma similar como la razón de la demanda máxima de una parte del sistema con la cantidad de capacidad instalada, de la parte del sistema antes considerado.

FACTOR DE PERDIDAS

Es la razón del promedio de las pérdidas de potencia ( $\bar{P}_p$ ) en el máximo de la potencia de pérdidas, ( $P_p$  máx.) durante un período específico de tiempo.

$$F.P. = \frac{\bar{P}_p}{P_p \text{ máx.}}$$



ANEXO Nº 3

DETERMINACION DE FACTORES DE LONGITUD

Con la finalidad que el modelo desarrollado arroje resultados aproximados a la longitud real de troncales y laterales se determinaron factores de longitud para los mismos, los cuales tienen en cuenta el efecto topográfico y topológico de la red de M.T.

Para determinar el factor de longitud de troncales se consideró como círculos las áreas de influencia de las S.E. de T., con ellas se determinó el radio de influencia teórica de un troncal a partir de la relación :

$$\text{radio} = \sqrt{\frac{\text{Area}}{\pi}}$$

Luego multiplicando este valor por el número total de troncales se halla la longitud total teórica de troncales. Por otro lado, se dispone de la longitud real de troncales, el cual se puede relacionar con el teórico para encontrar el factor de proporción entre ellas. En el Cuadro adjunto se muestra el resultado del factor de longitud encontrado para la S.E. de T. en estudio, en la situación actual y en la prevista, de acuerdo a planes piloto existente en el Servicio de Planeamiento Eléctrico de ELECTROLIMA S.A.. De los mismos se determinó un factor de longitud de troncales igual a 1.5 ( $K_{LT} = 1.5$ ).

El factor de longitud de laterales se consideró igual a 1 ( $K_{LL} = 1$ ) por ser el valor con el cual se aproxima el valor real.

FACTOR DE LONGITUD HALLADO, CONSIDERANDO AREAS  
CIRCULARES PARA EL AREA DE INFLUENCIA DE  
LA S.E. DE T. 60/10 K.V. PRIMAVERA

SITUACION ACTUAL

NUMERO DE TRONCALES	AREA (km <sup>2</sup> )	LONGITUD TRONCALES (Km)		FACTOR DE LONGITUD
		TEORICA	REAL	
20	11.5	38.3	63.1	1.65

SITUACION A LARGO PLAZO

NUMERO DE TRONCALES	AREA (Km <sup>2</sup> )	LONGITUD TRONCALES (Km)		FACTOR DE LONGITUD
		TEORICA	REAL	
23	9.8	40.6	62.5	1.54

ANEXO N° 4

FORMULAS COMPLEMENTARIAS UTILIZADAS EN EL PROGRAMA DIGITAL  
DEL MODELO MATEMATICO DE LA RED DE M.T.

a) OBTENCION DE LA CARGA DE M.T.

$$AA(I) = X \left( 1.0 + \frac{TC}{100} \right)^I$$

- AA(I) = Carga en el año I-ésimo (MVA)
- X = Carga inicial (año 0) (MVA)
- TC = Tasa de Crecimiento (%)
- I = Año a que se refiere la carga (I va desde 1 á 20 años, año 0 = 1981)

b) FORMULA PARA LA OBTENCION DE COSTOS TOTALES Y VALORES RESIDUALES  
(año a año)

\*  $INCRT(K) = COST(K) - COST(IIT)$

INCRT(K) = Incremento de costo, debido al equipo puesto en servicio, en el año K-ésimo (Millones de Dólares).

COST(K) = Costo total del equipo instalado hasta el año K (Millones de Dólares)

COST(IIT) = Costo acumulado total del equipo instalado hasta antes del año K (Millones de Dólares)

\*  $COSTT = INCRT(K) + CPERT(K) + OMT(K)$

COSTT = Costo directo en el año K (Millones de Dólares)

INCRT(K) = Inversión referida en costo directo de la instalación puesta en servicio en el año K (Millones de Dólares)

CPERT(K) = Costo debido a las pérdidas en el año K (Millones de dólares)

OMT(K) = Costo en el año K debido a la operación y mantenimiento (Millones de Dólares)

$$* \text{VRINCT}(K) = \text{INCRT}(K) \cdot \left( 1 - \frac{NX - K}{ADT} \right)$$

VRINCT(K) = Valor residual en el año final del estudio del equipo instalado en el año K (Millones de Dólares).

INCRT (K) = Inversión en el año K del equipo (Millones de Dólares).

NX = Período total del estudio (años)

ADT = Tiempo de vida útil del equipo (años)

Todas estas fórmulas son similares y su uso es válido tanto para troncales, laterales, S.E.E., PPM's y celdas, con la consideración, que para S.E.E., PPM's y celdas no se considera los costos debido a las pérdidas de potencia.

c) FORMULAS PARA LA ACTUALIZACION DE COSTOS

$$* \text{DEN} = \left( 1 + \frac{\text{TIC}}{100} \right)^K$$

DEN = Constante para hallar costos actualizados.

TIC = Tasa de interés del capital

K = Años a que se refiere

$$* \text{VAINCT} = \frac{\text{INCRT}(K)}{\text{DEN}}$$

VAINCT = Inversión acumulada, debido a la actualización de los equipos año a año (Millones de Dólares)

INCRT = Incremento de costo, en el año K (Millones de Dólares)

Estas fórmulas se utilizan para cada uno de los costos anuales de cada equipo utilizado.

$$* \text{VAINCTO} = \text{VAINCT} + \text{VAINCL} + \text{VAINSE} + \text{VAINP} + \text{VAINC}$$

VAINCTO = Inversión total, ya actualizada de todo el equipamiento (Millones de Dólares)

VAINCT = Inversión total de troncales (Millones de Dólares)

VAINCL = Inversión total de laterales (Millones de Dólares)

VAINSE = Inversión total de S.E.E. (Millones de Dólares)

VAINP = Inversión total de PPM's (Millones de Dólares)

VAINC = Inversión total de celdas (Millones de Dólares)

$$* \text{ VAPOMT} = \frac{\sum (\text{OPT}(K) + \text{OPL}(K) + \text{OPSE}(K) + \text{OMPP}(K) + \text{OMC}(K))}{\text{DEN}}$$

VAPOMT = Inversión actualizada debido a costos de operación y mantenimiento de equipos (Millones de Dólares)

OPT (K) = Inversión efectuada en el año K, correspondiente a operación y mantenimiento de troncales (Millones de Dólares)

OPL (K) = Inversión efectuada en el año K, correspondiente a operación y mantenimiento de laterales (Millones de Dólares)

OPSE (K) = Inversión efectuada en el año K, correspondiente a operación y mantenimiento de S.E.E. (Millones de Dólares)

OMPP (K) = Inversión efectuada en el año K, correspondiente a operación y mantenimiento de PPM's (Millones de Dólares)

OMC(K) = Inversión efectuada en el año K, correspondiente a operación y mantenimiento de celdas (Millones de Dólares)

$$* \text{ VRT} = \sum \text{VRINCT}(K)$$

VRT = Valor residual total (Millones de Dólares)

VRINCT(K) = Valor residual en el año final del estudio, debido a la inversión de equipo instalado en el año K (Millones de Dólares)

Estas fórmulas se emplean para cada equipo a utilizar.

$$* \text{ VRTOTA} = \frac{(\text{VRT} + \text{VRL} + \text{VRS} + \text{VRP} + \text{VRC})}{\text{DEN (para } K = 20)}$$

VRTOTA = Valor residual total (Millones de Dólares)

VRT = Valor residual de la inversión en troncales (Millones de Dólares)

VRL = Valor residual de la inversión en laterales (Millones de Dólares)

VRS = Valor residual de la inversión en S.E.E. (Millones de Dólares)

VRP = Valor residual de la inversión en PPM's (Millones de Dólares)

VRC = Valor residual de la inversión en celdas (Millones de Dólares)

\*  $COSTOA = (VAINTO + VAPOMT - VRTOTA)$

COSTOA = Costo total del proyecto (Millones de Dólares)

VAINTO = Inversión total, actualizada de todo el equipamiento (Millones de Dólares)

VAPOMT = Inversión actualizada, de gastos de operación y mantenimiento de equipo (Millones de Dólares)

VRTOTA = Valor residual total, actualizado (Millones de Dólares).

ANEXO Nº 5

EJEMPLOS DE RESULTADOS OBTENIDOS CON  
EL PROCESAMIENTO DEL PROGRAMA COMPUTA-  
CIONAL ELABORADO.

S.E. DE S.T. 1

ANOS C.INICIAL C.FINAL TASA DE CREC.(%)

20 43.8 103.9 4.5

ARFA DE LA SE. DE ST.(KM2)

11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1 11.1

POT. SE.DE D. 1250.0 KVA  
SECC.DEL TRONCAL 240 MM2  
SECC.DEL LATERAL 35 MM2

VALOR ACTUALIZADO DE: (MILL.DE DOLARES)

INVERSION VAL.RFS  
TRONCALES: 3.6265 1.6199  
LATERALES: 2.4363 0.4193  
SSEE : 5.3038 3.4505  
PPMS : 0.6224 0.4085  
CELDAS : 0.1154 0.0536

VALOR ACTUALIZADO (MILLONES DE DOLARES)

INVERSION OP. Y MANT. VAL.RESID. TOTAL PROYECTO  
12.104 0.804 0.738 12.170

POT. SE.DE D. 1250.0 KVA  
SECC.DEL TRONCAL 240 MM2  
SECC.DEL LATERAL 25 MM2

VALOR ACTUALIZADO DE: (MILL.DE DOLARES)

INVERSION VAL.RES  
TRONCALES: 3.6265 1.6199  
LATERALES: 2.2068 0.3793  
SSEE : 5.3038 3.4505  
PPMS : 0.6224 0.4085  
CELDAS : 0.1154 0.0536

VALOR ACTUALIZADO (MILLONES DE DOLARES)

INVERSION OP. Y MANT. VAL.RESID. TOTAL PROYECTO  
11.074 0.813 0.713 11.074



VALOR ACTUALIZADO DE (MILL. DE DOLARES)

INVERSION VAL. RES

TRONCALES: 3.6265  
 LATERALES: 3.1085  
 SSEE : 8.7635  
 PMS : 0.6224  
 CELDAS : 0.1154

VALOR ACTUALIZADO ( MILLONES DE DOLARES)  
 OP. Y MANT. 1.123  
 VAL. RESID. 1.034  
 TOTAL PROYECTO 16.330

POT. SE. DE D. 630.0 KVA  
 SECC. DEL TRONCAL 120 MM2  
 SECC. DEL LATERAL 35 MM2

VALOR ACTUALIZADO DE: (MILL. DE DOLARES)

INVERSION VAL. RES.  
 TRONCALES: 3.3968 1.8135  
 LATERALES: 3.3060 0.7231  
 SSEE : 8.5757 6.5161  
 PMS : 0.9121 0.6920  
 CELDAS : 0.1785 0.0983

VALOR ACTUALIZADO ( MILLONES DE DOLARES)  
 OP. Y MANT. 1.150  
 VAL. RESID. 1.221  
 TOTAL PROYECTO 16.298

POT. SE. DE D. 630.0 KVA  
 SECC. DEL TRONCAL 120 MM2  
 SECC. DEL LATERAL 25 MM2

VALOR ACTUALIZADO DE: (MILL. DE DOLARES)

INVERSION VAL. RES  
 TRONCALES: 3.3968 1.8135  
 LATERALES: 2.9946 0.6550  
 SSEE : 3.5757 6.5161  
 PMS : 0.9121 0.6920  
 CELDAS : 0.1785 0.0983

VALOR ACTUALIZADO ( MILLONES DE DOLARES)  
 OP. Y MANT. 1.167  
 VAL. RESID. 1.212  
 TOTAL PROYECTO 16.012

LA ALTERNATIVA OPTIMA ES LA 4 CON UN COSTO DE: 11.836036 MILL. DE DOL.

CUADRO N° 17 COSTO PROMEDIO DE OPERACION POR AÑO DE REDES DE

DISTRIBUCION PRIMARIA

NIVEL DE TENSION (KV)	RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA ZONA	COSTO DE OPERACION (\$/AÑO-SE)	TASA DE VARIACION ANUAL DEL COSTO DE OPERACION (%)
10	Residencial-Comercial	59.4	0
20	Residencial-Comercial	75.2	0

CUADRO N° 18 COSTO PROMEDIO DE OPERACION EN CELDAS CONVENCIONALES

DE MT DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

NIVEL DE TENSION (KV)	COSTO (DOLARES/AÑO)
10	235
20	250

CUADRO N° 19 COSTO PROMEDIO DE MANTENIMIENTO (PREVENTIVO Y CORRECTIVO),  
 POR AÑO, DE EQUIPO O INSTALACIONES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

INSTALACION O EQUIPO	TENSION DE MT (KV)	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO (DOLARES)	
		ZONA RESIDENCIAL-COMERCIAL	
Celda tipo convencional para electroducto (Salidas de MT de S.E.E. de T.)	10	90	
	20	100	
Celda tipo convencional para transformador de potencia	10	81	
	20	90	
Sub-Estaciones Convencionales (o PPM's) Compactas GTA'S	10	225	
		70	
		76	
Sub-Estaciones convencionales y PPM's	20	250	
Cables subterráneos (1)	10	190	
	20	190	
Líneas aéreas (1)	10	1000	
	20	1000	

(1) Considera el costo en dólares/año-Km de terna

CUADRO N° 20

CAPACIDAD OPTIMA DE LAS S.E.E. DE DISTRIBUCION, CONSIDERADA EN LA PLANIFICACION DE REDES DE M.T.

ZONA	TIPO DE CARGA	DENSIDAD (W/m <sup>2</sup> )	TENSION DE MT. (KV)	TIPO DE S.E.	POTENCIA DE S.E. (KVA)	SORRECARGA EN TRANSFOR. (%)	RADIO DE INFLUENCIA S.E. (m)
RESIDENCIAL-COMERCIAL	RESIDENCIAL	6.92	10	Pedestal	630	44	180.0
			20	Convencional	1250	25	237.5
	COMERCIAL-ALTA DENSIDAD	16.94	10	Pedestal	630	28	107.5
			20	Convencional	1250	17	142.5

CUADRO Nº 21

METRADO DE INSTALACIONES ELECTRICAS. PLANIFICACION CONVENCIONAL

TENSION DE DISTRIBUC. (KV)	POTENCIA INICIAL (MVA)	POTENCIA FINAL (MVA)	AREA INICIAL (KM2)	AREA FINAL (KM2)	TRONCALES		LONGITUD LATERALES (KM) (2) (3)	NUMERO TOTAL DE PPM	NUMERO TOTAL DE S.E. E. DE D.
					Nº TOTAL	LONGITUD (KM) (2)			
10	43.8	69.20 (1)	11.1	6.50	20	3.535 (240)	0.38 (120)	43	52 (CONV)
						16.221 (120)	8.07 (70)		47 (COMP)
20	43.8	108.76	11.1	11.1	10	29.750 (70)	15.541 (35)	30	4 (G.T.A.)
						0.870 (16)	46.9		103
						49.506	1.730 (70)		70
						22.955 (240)	1.840 (35)		
						2.434 (150)	32.715 (25)		
						<u>25.389</u>	<u>36.285</u>		

(1) Se ha considerado, como limitación de capacidad transformativa, dicho valor, en la S.E. de T. 60/10 KV existente, Primavera.

(2) Los valores entre paréntesis indican la sección del conductor.

(3) La longitud de los laterales ha sido estimada, de acuerdo a su recorrido posible.

PARAMETROS UTILIZADOS EN EL MODELO MATEMATICO

PARAMETRO	VALOR CONSIDERADO
ce = Costo de energía, (Dólares/KWH)	0.0284
fp <sub>2</sub> = Factor de pérdida de la red de M.T.	0.44
fS <sub>1</sub> = Factor de simultaneidad de las S.E.E. de D.	0.91
fS <sub>2</sub> = Factor de simultaneidad de troncales de M.T.	<b>0.98</b>
fU <sub>1</sub> = Factor de utilización de las S.E.E. de D.	0.90
fU <sub>2</sub> = Factor de utilización de troncales de M.T.	<b>0.90</b>
Tasa de interés del Capital (%)	11
Número de PPM en un troncal (P)	3

NOTA .- Estos valores son hallados en base a la red de M.T. de 10 KV, actualmente en servicio.

ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA RED DE M.T.  
TENSION DE DISTRIBUCION PRIMARIA : 10 KV

ALTER-NATIVA.	PARAMETROS :	INVERSIONES ACTUALIZADAS ( VALORES EN MILLONES DE DOLARES )									
		EN TRONCALES (a)	EN LATERALES (b)	EN S.E.E. DE D. (c)	EN PPM's (d)	CELDA'S DE 10 KV (e)	TOTAL INVERSION (f)	OPERACION Y MANTE-NIMIENTO (g)	VALOR RESIDUAL (h)	TOTAL RED DE M.T.	
1	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 630	1.3382	0.1935	1.0294	0.4312	0.0160	3.008	1.196	0.260	3.944	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(0.6917)	(0.0976)	(0.9102)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
2	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 630	1.3382	1.1459	1.0294	0.4312	0.0160	2.961	1.253	0.257	3.957	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(0.6917)	(0.0736)	(0.9102)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 16										
3	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 630	1.1436	0.1863	0.9435	0.5933	0.0218	2.888	1.390	0.258	4.020	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 120	(0.6815)	(0.1112)	(0.7843)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
4	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 630	1.1436	0.1405	0.9435	0.5933	0.0218	2.843	1.414	0.255	4.002	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 120	(0.6815)	(0.0839)	(0.7843)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 16										
5	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 400	1.3382	0.2428	1.3974	0.4312	0.0160	3.426	1.452	0.304	4.573	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(0.6917)	(0.1225)	(1.2419)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
6	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 400	1.3382	0.1831	1.3974	0.4312	0.0160	3.336	1.524	0.300	4.589	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(0.6917)	(0.0924)	(1.2419)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 16										

NOTAS: (XXX) SE REFIERE AL VALOR RESIDUAL DE LA INVERSION, CORRESPONDIENTE AL CASO DE 20 AÑOS DE VIDA UTIL DEL PROYECTO.

- TOTAL DE LA INVERSION :  $a + b + c + d + e = f$  (VALORES SIN PARENTESIS).

- VALOR RESIDUAL (COLUMNA h) :  $(a + b + c + d + e) \left( \frac{1}{1 + 0.11} \right)^{20}$  (DE LOS VALORES ENTRE PARENTESIS), 0.11 = TASA DE INTERES DEL CAPITAL.

- TOTAL DE RED DE M.T. DEL PROYECTO:  $1 + g - h$ .

ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA RED DE M.T.  
TENSION DE DISTRIBUCION PRIMARIA : 20 KV

ALTER-NATIVA.	PARAMETROS :	INVERSIONES ACTUALIZADAS (VALORES EN MILLONES DE DOLARES)									
		EN TRONCALES (a)	EN LATERALES (b)	EN EN S.E. DE D. (c)	EN P.P.M's (d)	EN CELDAS DE 20 KV (e)	TOTAL INVERSION (f)	OPERACION Y MANTE-NIMIENTO (g)	VALOR RESIDUAL (h)	TOTAL RED DE M.T.	
1	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1250	3.6265	2.4363	5.3038	0.6224	0.1154	12.104	0.804	0.738	12.170	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(1.6169)	(0.4193)	(3.4505)	(0.4085)	(0.0536)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
2	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1250	3.6265	2.2068	5.3038	0.6224	0.1154	11.875	0.832	0.733	11.974	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(1.6169)	(0.3798)	(3.4505)	(0.4085)	(0.0536)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 25										
3	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1250	3.3968	2.3470	5.1856	0.9151	0.1785	12.020	0.892	0.873	12.039	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 120	(1.8135)	(0.5133)	(3.9212)	(0.6920)	(0.0983)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
4	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1250	3.3968	2.1260	5.1856	0.9121	0.1785	11.799	0.904	0.867	11.836	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 120	(1.8135)	(0.4650)	(3.9212)	(0.6920)	(0.0983)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 25										
5	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1000	3.6265	2.7238	6.2562	0.6224	0.1154	13.344	0.878	0.823	13.399	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(1.6199)	(0.4688)	(4.0867)	(0.4085)	(0.0536)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 35										
6	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) : 1000	3.6265	2.4673	6.2563	0.6224	0.1154	13.088	0.910	0.818	13.180	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) : 240	(1.6199)	(0.4246)	(4.0867)	(0.4085)	(0.0536)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) : 25										



ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA RED DE M.T.  
TENSION DE DISTRIBUCION PRIMARIA : 10 KV

ALTER-NATIVA.	PARAMETROS :	INVERSIONES ACTUALIZADAS (VALORES EN MILLONES DE DOLARES)									
		EN TRONCALES (a)	EN LATERALES (b)	EN S.E. DE D. (c)	EN PPM's (d)	EN CELDAS DE 10 KV (e)	TOTAL INVERSION (f)	OPERACION Y MANTENIMIENTO (g)	VALOR RESIDUAL (h)	TOTAL RED DE M.T.	
7	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.1436	0.2338	1.2832	0.5933	0.0218	3.276	1.631	0.297	4.610	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6815)	(0.1395)	(1.0668)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										
8	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.1436	0.1763	1.2832	0.5933	0.0218	3.218	1.662	0.293	4.587	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6815)	(0.1052)	(1.0668)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										
9	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.3382	0.3071	2.0054	0.4312	0.0160	4.098	1.862	0.376	5.584	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6917)	(0.1550)	(1.7929)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										
10	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.3382	0.2316	2.0054	0.4312	0.0160	4.022	1.954	0.372	5.604	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6917)	(0.1169)	(1.7929)	(0.3837)	(0.0111)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										
11	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.1436	0.2958	1.8708	0.5933	0.0218	3.925	2.019	0.361	5.584	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6815)	(0.1765)	(1.5426)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										
12	POTENCIA DE LA S.E. DE D. (KVA) :	1.1436	0.2231	1.8708	0.5933	0.0218	3.852	2.058	0.355	5.555	
	SECCION DEL TRONCAL (mm <sup>2</sup> ) :	(0.6815)	(0.1331)	(1.5426)	(0.4933)	(0.0129)					
	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> ) :										





CUADRO Nº 25

EQUIPAMIENTO OPTIMO PARA LA RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA

ALTERNATIVA	TENSION DE DISTRIBUCION PRIMARIA (KV)	CAPACIDAD DE LA S.E. de D. (KVA)	SECCION DEL ALIMENTADOR PRINCIPAL (mm <sup>2</sup> )	SECCION DEL LATERAL (mm <sup>2</sup> )	INVERSION TOTAL DEL PROYECTO (Millones de Dólares)
1	10	630	240	35	3.944
2	20	1250	240	25	11.974
4		1250	120	25	11.836

-En alternativas se ha considerado 3 PPM's por alimentador principal de M.T.

-Para fines de comparación se utilizará la alternativa 2 para la tensión de distribución de 20 KV., lo cual es la segunda mejor alternativa.

METRADO DE INSTALACIONES ELECTRICAS. MODELO MATEMATICO. (MEDIANTE EL PROGRAMA COMPUTACIONAL ELABORADO)

TENSION DE DISTRIBUCION (KV)	POTENCIA INICIAL (MVA)	POTENCIA FINAL (MVA) (1)	AREA INICIAL (km <sup>2</sup> )	AREA FINAL (km <sup>2</sup> )	TRONCALES		LONGITUD DE LATERALES (km)	NUMERO TOTAL DE PPM	NUMERO TOTAL DE E.E. de D.
					NUMERO TOTAL	LONGITUD (KM)			
10	43.8	69.2	11.1	6.7	17.0	46.2	38.4	51.0	132.0
20	43.8	108.6	11.1	11.1	10.0	26.0	34.2	27.0	96.0

COMPARACION ENTRE LAS DENSIDADES DE CARGA, OBTENIDAS ENTRE LA PLANIFICACION REALISTA Y EL MODELO MATEMATICO  
(RESULTADOS OPTIMOS)

Densidad de carga equivalente) TENSION DE DISTRIBUCION DE (KV)	MODELO MATEMATICO		TIPO DE CARGA	PLANIFICACION REALISTA	
	DENSIDAD INICIAL (W/m <sup>2</sup> )	DENSIDAD FINAL (W/m <sup>2</sup> )		DENSIDAD INICIAL (W/m <sup>2</sup> )	DENSIDAD FINAL (W/m <sup>2</sup> )
10	3.9	10.3	Residencial Media Densidad Residencial Alta Densidad	2.99 4.62	6.62
20	3.9	9.5	Alto Comercio	9.20	16.94
			S.E. de T.	3.76	9.50

COMPARACION DE RESULTADOS. RED DE 10 KV.

DETALLE	POTENCIA INICIAL (MVA)	POTENCIA FINAL (MVA) (1)	AREA INICIAL (km <sup>2</sup> )	AREA FINAL (km <sup>2</sup> )	TRONCALES		LONGITUD DE LATERALES (km) (2) (3)	NUMERO TOTAL PPM	NUMERO TOTAL DE S. E.E. de D.
					NUMERO TOTAL	LONGITUD (KM) (2)			
PLANEAMIENTO REALISTA	43.8	69.2	11.1	6.50	20	3.535 (240) 16.221 (120) 29.750 (70)	0.380 (120) 8.070 (70) 15.541 (35) 0.870 (16)	43	52 (CONV) 47 (COMP) 4 (G.T.A)
MODELO MATEMATICO	43.8	69.2	11.1	6.50	17	49.506	24.861	51	103
						46.2 (240)	38.4 (35)	51	132

(1) Se ha considerado como limitación de capacidad transformativa, dicho valor, en la S.E. de T. 60/10 KV. existente Primavera.

(2) Los valores entre paréntesis indican la sección del conductor.

(3) La longitud de los laterales ha sido estimada, de acuerdo a su recorrido posible.





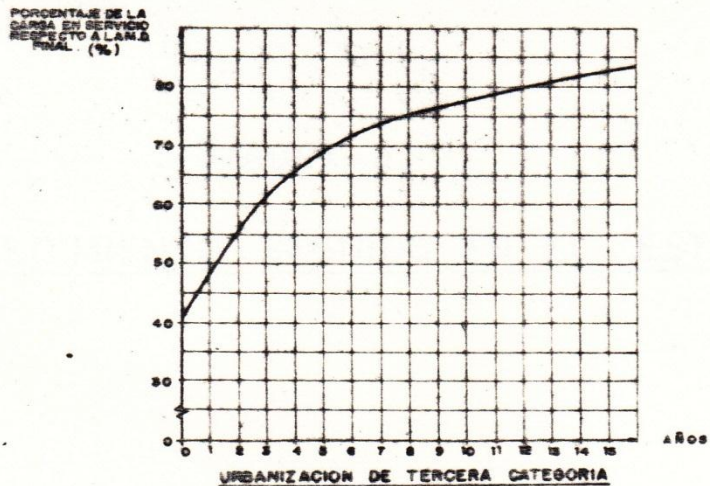
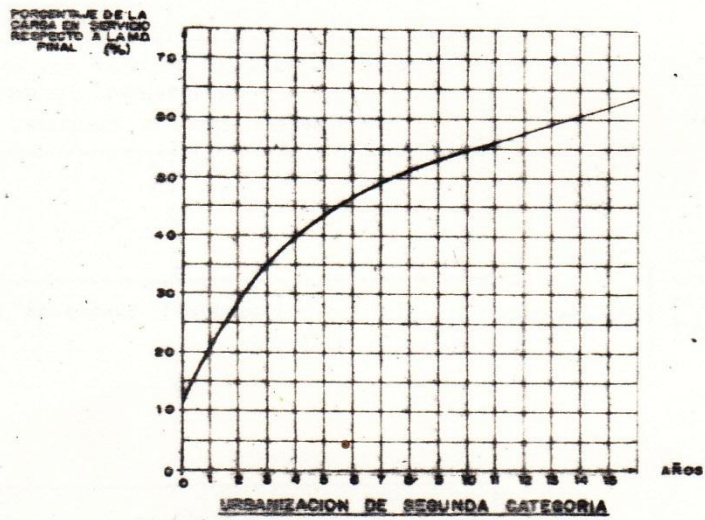
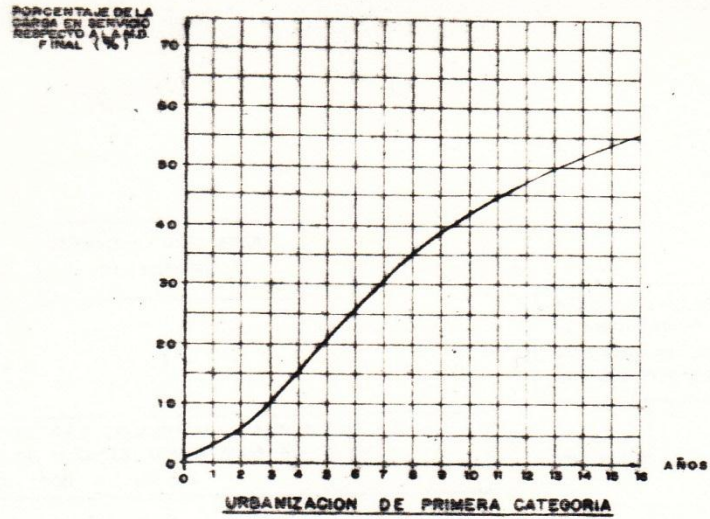
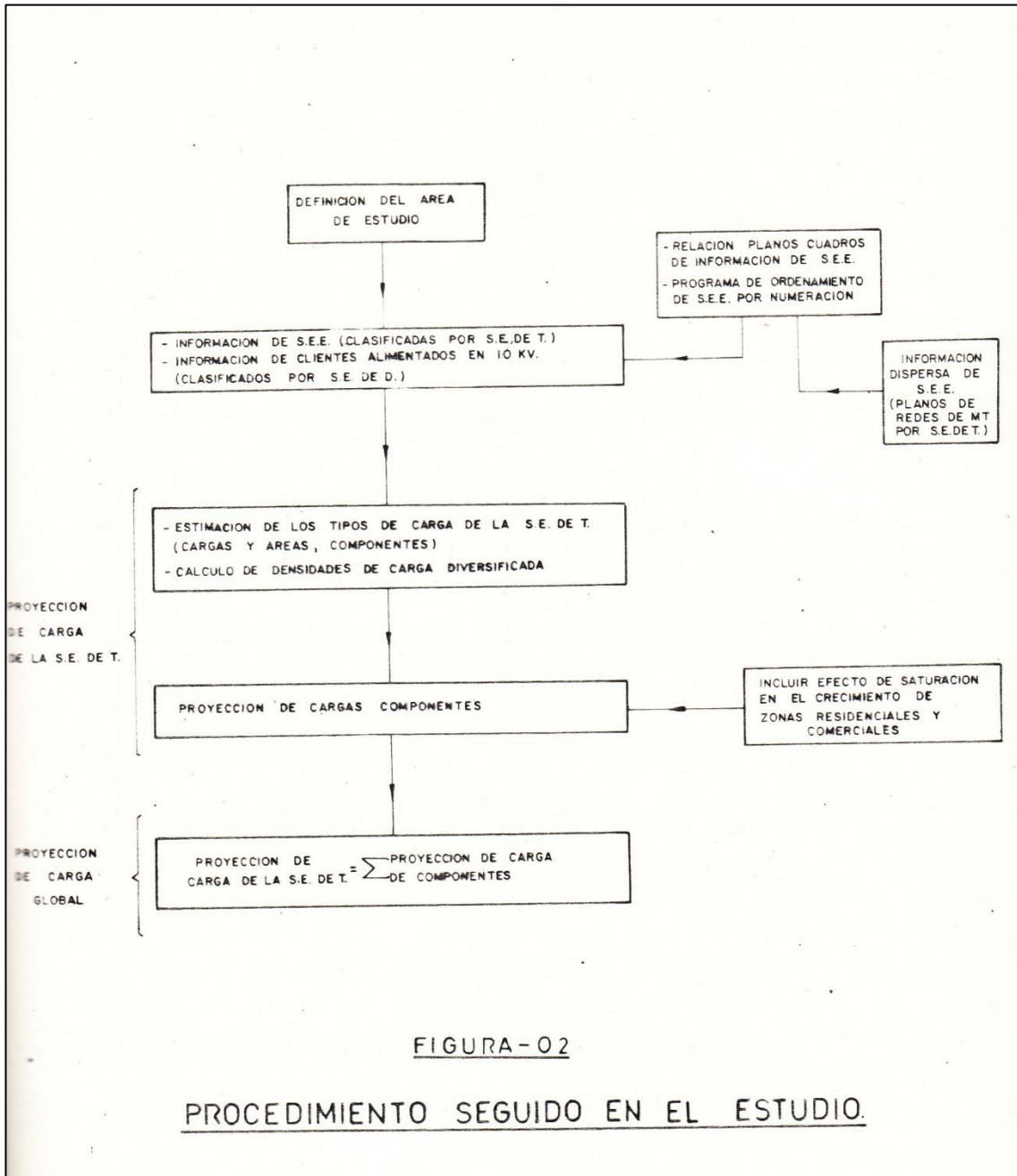


FIGURA - 01

CRECIMIENTO TIPICO DE LA CARGA EN HABILITACIONES RESIDENCIALES



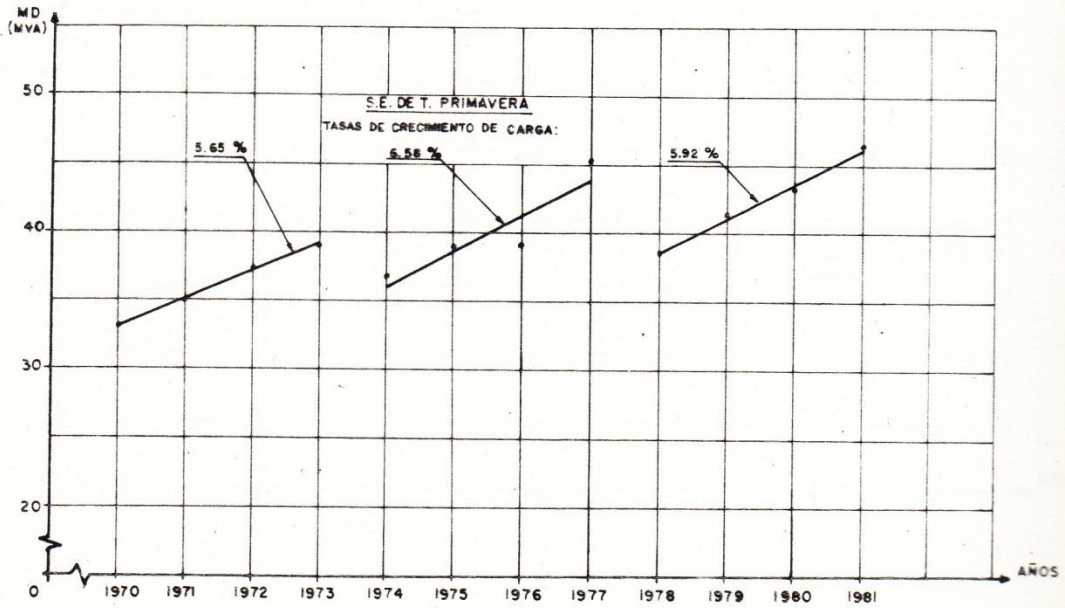


FIGURA - 03

CRECIMIENTO HISTORICO DE LA MAXIMA DEMANDA  
DE LA S.E. DE TRANSFORMACION PRIMAVERA.

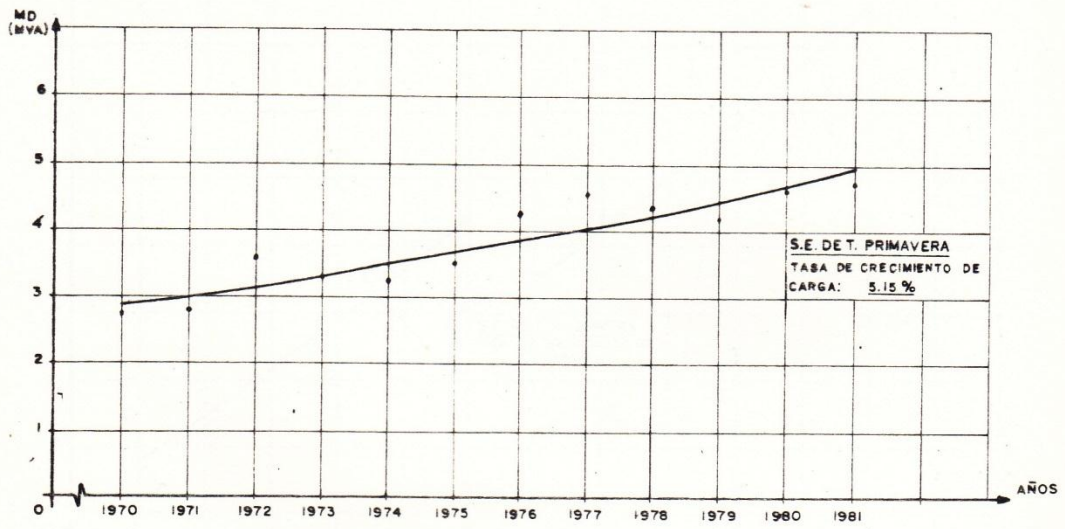


FIGURA - 04

CRECIMIENTO DE LA CARGA DE LOS CLIENTES ALIMENTADOS EN  
10 KV. DE LA S.E. DE TRANSFORMACION PRIMAVERA.

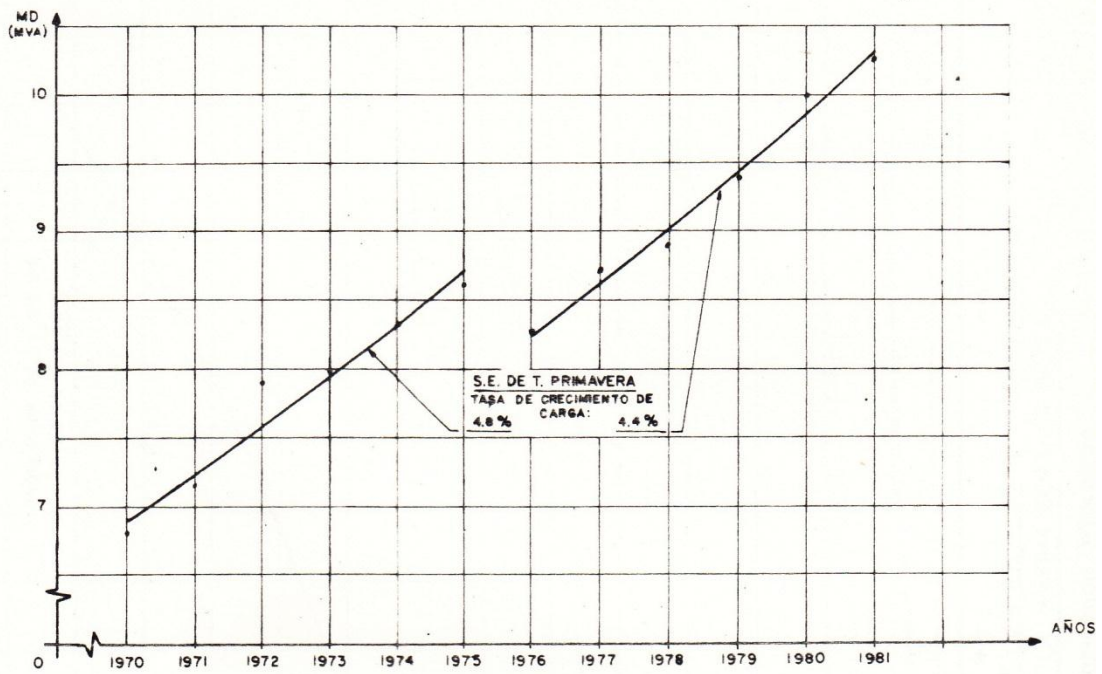


FIGURA - 05

CRECIMIENTO DE CARGA DE ZONAS CONSIDERADAS COMO MUESTRAS REPRESENTATIVAS DE CARGA TIPO COMERCIAL (ALTO COMERCIO), SÉLECCIONADAS EN AREA DE LA S.E. DE TRANSFORMACION PRIMAVERA.

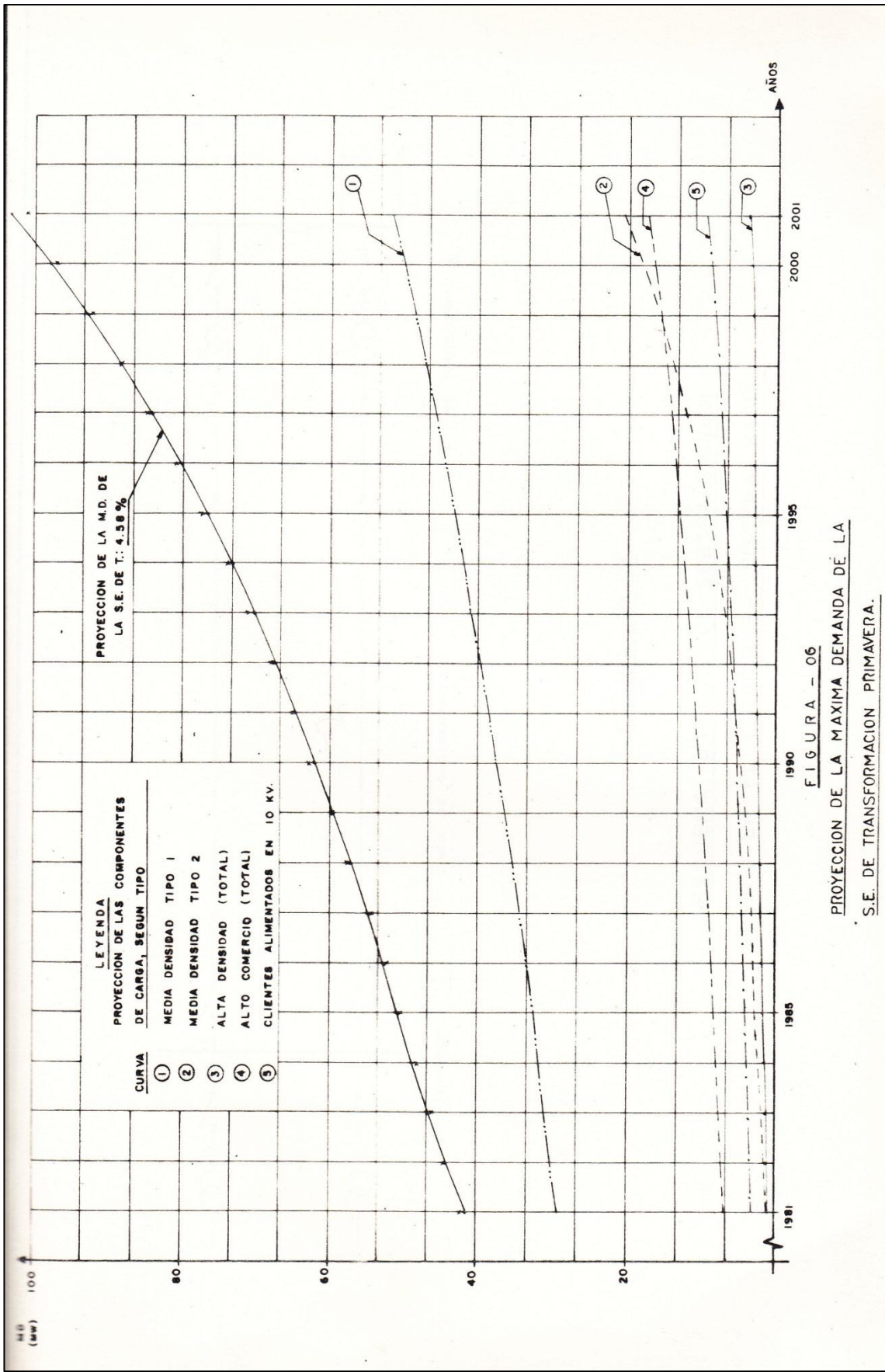


FIGURA - 06

PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA S.E. DE TRANSFORMACION PRIMAVERA.

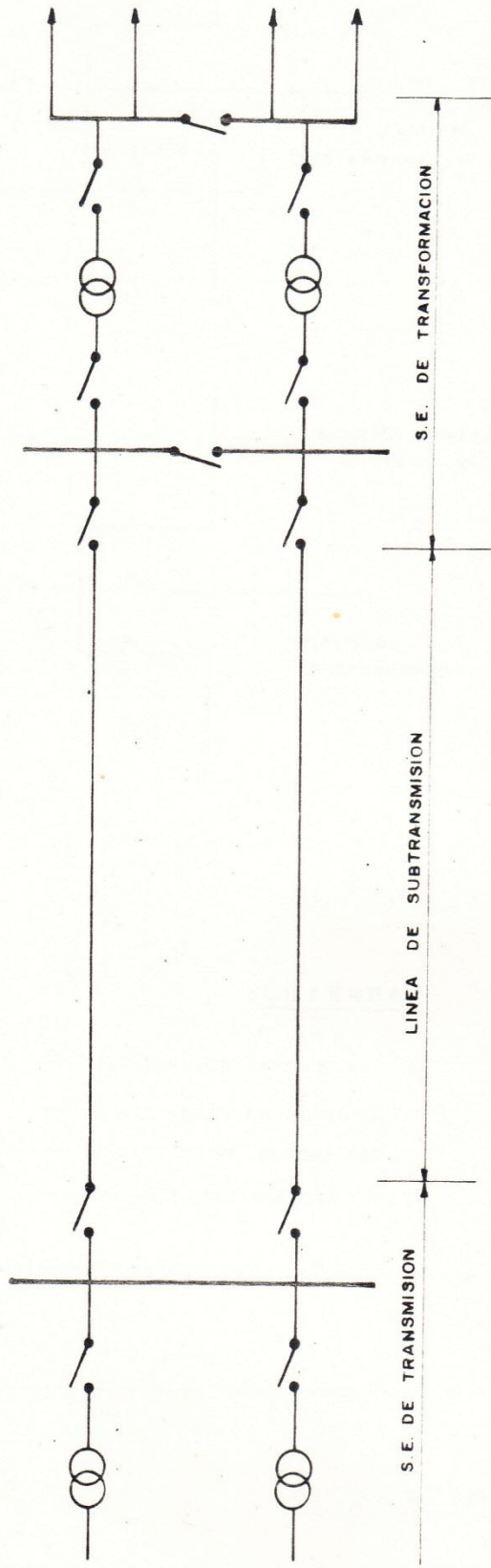
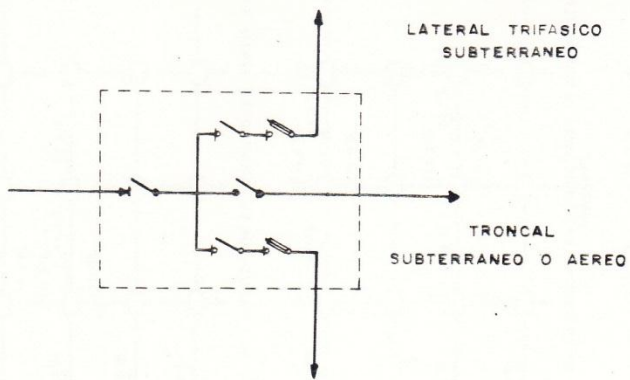


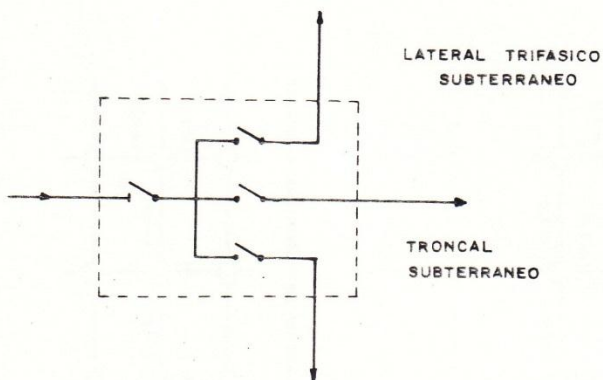
FIGURA N° 07

ESQUEMA UNIFILAR DE SUBTRANSMISION

USADO EN EL ESTUDIO — SISTEMA RADIAL.



- ESQUEMA DEL PPM UTILIZADO  
CON LA TENSION DE DISTRIBUCION  
DE 10 KV.



- ESQUEMA DEL PPM UTILIZADO  
CON LA TENSION DE DISTRIBUCION  
DE 20 KV.

LEYENDA

—	SECCIONADOR SIMPLE	
—	SECCIONADOR DE POTENCIA	
—	INTERRUPTOR AUTOMATICO	
—	FUSIBLE SECCIONADOR	

FIGURA Nº 08

ESQUEMAS UNIFILARES DE PUESTOS DE PROTECCION  
Y MANIOBRA UTILIZADOS EN EL ESTUDIO.



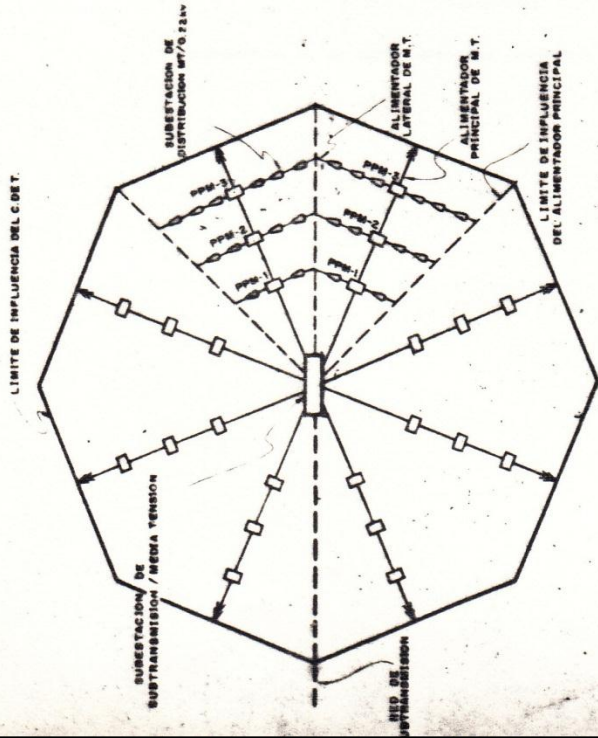


FIG. 1 EJEMPLO ILUSTRATIVO DEL AREA DE INFLUENCIA DE UNA SUB-ESTACION DE SUBTRANSMISION, DE FORMA OCTOGONAL, SERVIDA POR OCHO ALIMENTADORES PRIMARIOS

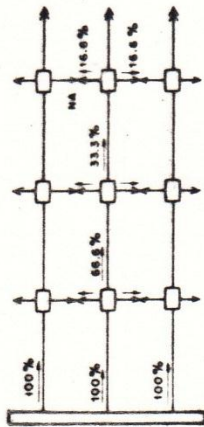


Fig. 2a OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

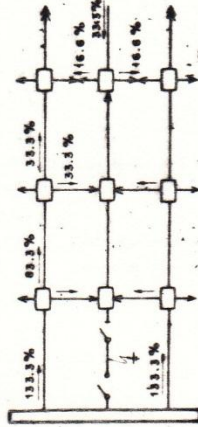


Fig. 2b OPERACION EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

CONFIGURACION DE LAS REDES DE M.T. CON ENLACES ENTRE ALIMENTADORES DE DIFERENTES CENTROS DE TRANSFORMACION

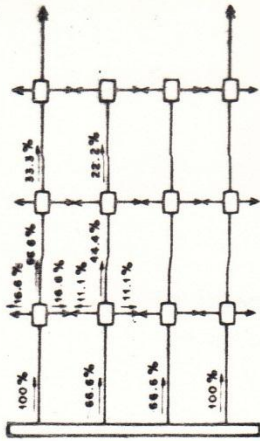


Fig. 3a OPERACION EN CONDICIONES NORMALES

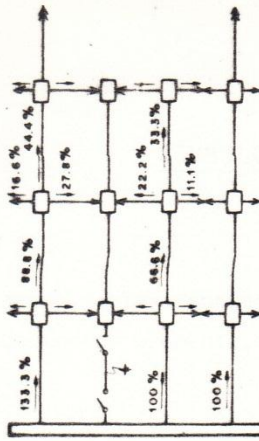


Fig. 3b OPERACION EN CONDICIONES DE EMERGENCIA VARIANTE 1

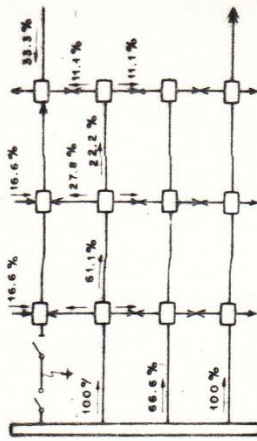


Fig. 3c OPERACION EN CONDICIONES DE EMERGENCIA VARIANTE 2

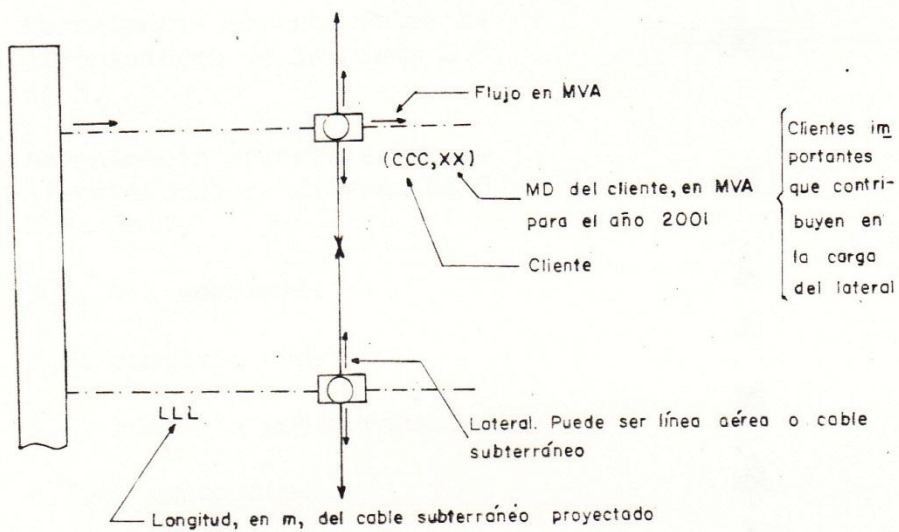
CONFIGURACION DE LAS REDES DE M.T. SIN ENLACES ENTRE ALIMENTADORES DE DIFERENTES CENTROS DE TRANSFORMACION

FIGURA - 09

- AREA DE INFLUENCIA DE UNA S.E. DE TRANSFORMACION, SUB-TRANSMISION / MEDIA TENSION.
- CONFIGURACIONES DE LA RED DE M.T.



















## SIMBOLOGIA

La interpretación de las cantidades que aparecen en los esquemas que a continuación se presenta, es como sigue:



## SIMBOLOGIA

A continuación se presenta la Simbología que se tomará en cuenta para el esquema y red de M.T., con tensión de distribución de 10 KV.

	<u>EXISTENTE</u>	<u>PROYECTADA</u>
- S.E. de T 60/10 KV.		
- Línea aérea de 10 KV.	-----	-----
- Cable subterráneo de 10 KV.	—————	-----
- Puesto de protección y manobra (PPM)		
- Normalmente abierto entre alimentadores de la misma S.E. de T.		
- Normalmente abierto entre alimentadores de diferentes S.E. de T.		
- S.E. convencional.		
- S.E. compacta pedestal.		
- S.E. compacta subterránea.		
- G.T.A. monoposte.		
- G.T.A. biposte.		
- Límite de la zona en estudio.	-----	

ALTERNATIVA 1

1. SE DE D. 1250.0 KVA  
 CC. DEL TRONCAL 240 MM2  
 CC. DEL LATERAL 25 MM2

NO	CARGA MVA	DENS MVA/KM2	ITEM	CAPC MVA	NUM	LONG K.M	PERD GW-H	INVERSI	PERO	C O S T O S OP. Y M.	(MILLON \$/.)	VAL. RES.	TRASPAS
0	43.8	3.0	TRON LATE	13.30	4.	10.3	0.819	2.194	0.023	0.003	2.220	0.0	0.0
			SSEE		43.	22.6	0.326	1.758	0.009	0.006	1.773	0.0	0.0
			PPM		12.			3.563		0.021	3.585	0.713	0.0
			CELD		4.			0.417		0.006	0.423	0.417	0.083
1	45.7	4.1	TRON LATE	13.30	4.	10.3	0.895	0.071	0.025	0.001	0.073	0.0	0.0
			SSEE		43.	22.6	0.356	0.0	0.010	0.006	2.220	0.0	0.0
			PPM		12.			0.0		0.021	0.021	0.0	0.0
			CELD		4.			0.0		0.006	0.006	0.0	0.0
2	47.8	4.3	TRON LATE	13.30	5.	14.5	1.150	3.079	0.033	0.004	0.921	0.088	0.0
			SSEE		54.	27.0	0.390	2.103	0.011	0.007	0.363	0.345	0.0
			PPM		15.			4.475		0.027	0.939	0.912	0.0
			CELD		5.			0.521		0.007	0.112	0.104	0.029
3	45.9	4.5	TRON LATE	13.30	5.	14.5	1.255	0.089	0.036	0.004	0.921	0.002	0.0
			SSEE		54.	27.0	0.426	0.0	0.012	0.007	0.019	0.0	0.0
			PPM		15.			0.0		0.027	0.027	0.0	0.0
			CELD		5.			0.0		0.007	0.007	0.0	0.0
4	52.2	4.7	TRON LATE	13.30	5.	14.5	1.371	0.0	0.039	0.002	0.921	0.0	0.0
			SSEE		54.	27.0	0.465	0.0	0.013	0.004	0.020	0.0	0.0
			PPM		15.			0.0		0.007	0.027	0.0	0.0
			CELD		5.			0.0		0.027	0.027	0.0	0.0
5	54.5	4.9	TRON LATE	13.30	5.	14.5	1.497	0.0	0.043	0.002	0.921	0.0	0.0
			SSEE		54.	27.0	0.508	0.0	0.014	0.004	0.921	0.0	0.0
			PPM		15.			0.0		0.007	0.022	0.0	0.0
			CELD		5.			0.0		0.007	0.007	0.0	0.0
								0.0		0.002	0.002	0.0	0.0

16	88.5	3.0	TRON	13.30	8.901	0.052	0.006	0.616	0.958	0.410	0.0
			LATE		2.927	0.013	0.009	0.134	0.112	0.084	0.0
			SSEE		7.044		0.042	0.871	0.829	0.663	0.0
			PPM		0.834		0.012	0.116	0.104	0.083	
			CELD		0.161		0.003	0.021	0.018	0.013	
			TRON	13.30	0.0	0.057	0.006	0.616	0.0	0.0	0.0
			LATE		0.0	0.015	0.009	0.023	0.0	0.0	0.0
			SSEE		0.0		0.042	0.042	0.0	0.0	0.0
			PPM		0.0		0.012	0.012	0.0	0.0	0.0
			CELD		0.0		0.003	0.003	0.0	0.0	0.0
			TRON	13.30	0.0	0.062	0.006	0.616	0.0	0.0	0.0
			LATE		0.0	0.016	0.009	0.024	0.0	0.0	0.0
			SSEE		0.0		0.042	0.042	0.0	0.0	0.0
			PPM		0.0		0.012	0.012	0.0	0.0	0.0
			CELD		0.0		0.003	0.003	0.0	0.0	0.0
			TRON	13.30	5.506	0.058	0.007	0.670	0.605	0.545	0.0
			LATE		2.662	0.014	0.009	0.157	0.134	0.121	0.0
			SSEE		7.955		0.048	0.960	0.912	0.839	0.0
			PPM		0.938		0.013	0.118	0.104	0.096	0.0
			CELD		0.179		0.003	0.021	0.018	0.016	0.0
			TRON	13.30	0.0	0.064	0.007	0.670	0.0	0.0	0.0
			LATE		0.0	0.015	0.009	0.024	0.0	0.0	0.0
			SSEE		0.0		0.048	0.048	0.0	0.0	0.0
			PPM		0.0		0.013	0.013	0.0	0.0	0.0
			CELD		0.0		0.003	0.003	0.0	0.0	0.0
			TRON	13.30	0.0	0.070	0.007	0.670	0.0	0.0	0.0
			LATE		0.0	0.017	0.009	0.026	0.0	0.0	0.0
			SSEE		0.0		0.048	0.048	0.0	0.0	0.0
			PPM		0.0		0.013	0.013	0.0	0.0	0.0
			CELD		0.0		0.003	0.003	0.0	0.0	0.0

VALOR ACTUALIZADO DE: (MILL. DE DOLARES)

INVERSION	VAL. RES
RONCALES:	3.6265
ATERALES:	1.6199
SSEE	0.3798
PMS	3.4505
EIDAS	0.4085
	0.0536

VALOR ACTUALIZADO (MILLONES DE DOLARES)

INVERSION	OP. Y MANT.	TOTAL	PROYECTO
11.875	0.832	0.733	11.974

RELACION DE CUADROS, FIGURAS Y PLANOS

## CUADROS

- Cuadro N° 1.- Publicación "IEC Standard Voltages".
- Cuadro N° 2.- Tabla 2 - 1 del Tomo IV del Código Nacional de Electricidad.
- Cuadro N° 3.- Sub-estaciones de Distribución en el área de la S.E. de T. Primavera agrupadas por densidad de carga en B.T., similares y por tipo de carga predominante.
- Cuadro N° 4.- Densidad de carga de dientes alimentados en 10 KV. de la S.E. de T. Primavera.
- Cuadro N° 5.- Resumen de los valores de Densidad de carga diversificada de las zonas consideradas en la S.E. de T. Primavera.
- Cuadro N° 6.- Crecimiento de la Máxima Demanda de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera durante el período 1970 - 1981.
- Cuadro N° 7.- Crecimiento de carga de los clientes de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera, alimentados en 10 KV.
- Cuadro N° 8.- Crecimiento de carga de la zona considerada como muestra representativa de carga tipo comercial (Alto Comercio), seleccionada en el área de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.
- Cuadro N° 9.- Proyección de la Máxima Demanda de la componente de carga tipo residencial (Media Densidad).
- Cuadro N° 10.- Proyección de la Máxima Demanda de la componente de carga tipo residencial (Alta Densidad).
- Cuadro N° 11.- Proyección de la Máxima Demanda de la componente de carga comercial (Alto Comercio).

- Cuadro Nº 12.- Proyección de la Máxima Demanda de la S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.
- Cuadro Nº 13.- Datos y Costos de líneas aéreas de M.T.
- Cuadro Nº 14.- Datos y Costos de cables subterráneos de M.T.
- Cuadro Nº 15.- Costos de celdas de M.T. de S.E.E. de T.
- Cuadro Nº 16.- Costos de sub-estaciones de distribución, celdas de M.T. en S.E.E. para clientes y puestos de protección y maniobra.
- Cuadro Nº 17.- Costo promedio de operación por año de redes de distribución Primaria.
- Cuadro Nº 18.- Costo promedio de operación en celdas convencionales de M.T. de transformadores de Potencia.
- Cuadro Nº 19.- Costo promedio de Mantenimiento (Preventivo y correctivo) por año, de equipo o instalaciones de distribución Primaria.
- Cuadro Nº 20.- Capacidad óptima de las S.E.E. de distribución, considerada en la planificación de redes de M.T.
- Cuadro Nº 21.- Metrado de instalaciones eléctricas. Planificación convencional.
- Cuadro Nº 22.- Parámetros utilizados en el Modelo Matemático.
- Cuadro Nº 23.- Alternativas de equipamiento de la red de M.T. Tensión de distribución Primaria 10 KV.
- Cuadro Nº 24.- Alternativas de equipamiento de la red de M.T. Tensión de distribución Primaria 20 KV.
- Cuadro Nº 25.- Equipamiento óptimo de la red de distribución Primaria.



- Cuadro Nº 26.- Medrado de instalaciones eléctricas. Modelo Matemático.
- Cuadro Nº 27.- Comparación entre las densidades de cargas obtenidas entre la planificación realista y el modelo matemático..
- Cuadro Nº 28.- Comparación de resultados. Red de 10 KV.
- Cuadro Nº 29.- Comparación de resultados. Red de 20 KV.

## FIGURAS

- Figura 01.- Crecimiento típico de la carga en habilitaciones residenciales.
- Figura 02.- Procedimiento seguido en el estudio.
- Figura 03.- Crecimiento histórico de la Máxima Demanda de la S.E. de T. Primavera.
- Figura 04.- Crecimiento de la carga de los clientes alimentados en 10 KV. de la S.E. de T. Primavera.
- Figura 05.- Crecimiento de carga de zonas consideradas como muestras representativas de carga tipo comercial, (Alto Comercio) seleccionadas en área de la S.E. de T. Primavera.
- Figura 06.- Proyección de la máxima demanda de la S.E. de T. Primavera.
- Figura 07.- Esquema unifilar de sub-transmisión usado en el estudio sistema radial.
- Figura 08.- Esquemas unifilares de puestos de protección y maniobra utilizados en el estudio.
- Figura 09.- Area de influencia de una S.E. de T. Configuración de la red de M.T.
- Figura 10.- S.E. de T. Primavera (Proyectada) esquema de la red de 10 KV.
- Figura 11.- S.E. de T. Primavera (Proyectada) esquema de la red de 20 KV. Proyecto a Largo Plazo.
- Figura 12.- Sistema de distribución Primaria.
- Figura 13.- Red de distribución primaria. Area servida por una troncal.

- Figura 14.- Disposición esquemática de algunos sistemas eléctricos típicos.

## PLANOS

- Plano 01.- Area de influencia teórica de la actual S.E. de T. 60/10 KV. Primavera.
- Plano 02.- Densidad diversificada de clientes alimentados en 10 KV. y de la carga en B.T. de las S.E.E. de Distribución que se ubican en la S.E. de T. Primavera.
- Plano 03.- Zonas con densidad de carga en B.T. similares y clasificadas por tipo de carga predominante en la S.E. de T. Primavera.
- Plano 04.- Recorrido de alimentadores principales de la red de 10 KV.
- Plano 05.- Plano de recorrido de alimentadores principales de la red de 20 KV.

CUADRO No 1A. TENSIONES NORMALIZADAS DE DISTRIBUCION SEGUN IEC.  
 (Referencia : TABLE III, Publicación No 38, IEC).

*A.C. three-phase systems having a nominal voltage above 1 kV  
 and not exceeding 35 kV and related equipment \**

Two series of highest voltages for equipment are given below; one for 50 Hz and 60 Hz systems (Series I), the other for 60 Hz systems (Series II—North American practice). It is recommended that only one of these series should be used in any one country.

It is also recommended that only one of the two series of nominal voltages given for Series I should be used in any one country.

Series I			Series II	
Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV		Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV
3.6 <sup>1)</sup>	3.3 <sup>1)</sup>	3 <sup>1)</sup>	4.40 <sup>1)</sup>	4.16 <sup>1)</sup>
7.2 <sup>1)</sup>	6.6 <sup>1)</sup>	6 <sup>1)</sup>	—	—
12	11	10	—	—
—	—	—	13.2 <sup>2)</sup>	12.47 <sup>2)</sup>
—	—	—	13.97 <sup>2)</sup>	13.2 <sup>2)</sup>
—	—	—	14.52 <sup>1)</sup>	13.8 <sup>1)</sup>
(17.5)	—	(15)	—	—
24	22	20	—	—
—	—	—	26.4 <sup>2)</sup>	24.94 <sup>2)</sup>
36 <sup>2)</sup>	33 <sup>2)</sup>	—	—	—
—	—	—	36.5 <sup>2)</sup>	34.5 <sup>2)</sup>
40.5 <sup>2)</sup>	—	35 <sup>2)</sup>	—	—

\* These systems are generally three-wire systems unless otherwise indicated. The values indicated are voltages between phases. The values indicated in parentheses should be considered as non-preferred values. It is recommended that these values should not be used for new systems to be constructed in future.

Notes 1. — It is recommended that in any one country the ratio between two adjacent nominal voltages should be not less than two.

2. — In a normal system of Series I, the highest voltage and the lowest voltage do not differ by more than approximately  $\pm 10\%$  from the nominal voltage of the system. In a normal system of Series II, the highest voltage does not differ by more than  $+ 5\%$  and the lowest voltage by more than  $- 10\%$  from the nominal voltage of the system.

These values should not be used for public distribution systems.

These systems are generally four-wire systems.

The unification of these values is under consideration.

CUADRO Nº 2.- TENSIONES DE DISTRIBUCION PRIMARIA RECOMENDADAS

EN EL PERU

(Referencia, Código Nacional de Electricidad, Tomo IV, 1978)

Tensión Nominal (KV)	Tensión Máxima del Sistema (KV)
2.3	2.4
6.6	6.9
<u>10.0</u>	<u>10.5</u>
<u>13.2</u>	<u>13.8</u>
<u>23.0</u>	<u>24.0</u>
30.0	31.5

En la elaboración de proyectos de sistemas de distribución primaria deberá tenerse en cuenta las tensiones subrayadas según la norma DGE correspondiente.

CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E.E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
1 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	7640	3500	66	18.86
	236	188750	543	2.88
	193	216250	609	2.82
	221 (7570)	220000	576	2.62
	218	177500	494	2.78
	220 (1490)	195000	444	2.28
	452 (7873)	220000	587	2.67
	516	193750	724	3.74
	334	186250	510	2.74
	389 (8522)	166250	461	2.77
	425	167500	428	2.55
	1243 (1956)	232500	543	2.33
	591	181250	428	2.36
	5255	3750	66	17.60
	518	173750	362	2.08
	378	127500	346	2.71
	5127	22500	49	2.18
7663	2500	33	13.20	
8351	22000	33	1.50	
TOTALES/PROMEDIO		2700500	7302	2.70
2 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	5126	35000	33	0.94
	5125	26250	49	1.87
	5122 (5123)	50000	66	1.32
	5275	23250	99	4.26
	621	126250	148	1.17
	620	297500	378	1.27
	213	200000	296	1.48
	3332	2500	16	6.40
	5124	21250	33	1.54
	TOTALES/PROMEDIO		782000	1118

NOTAS: C: Indica alimentación en 10 KV a clientes.

- Los valores entre paréntesis que aparecen en la segunda columna, indica la S.E. proyectada o existente que ha incluido, tanto en área y/o carga en la S.E. adyacente y presentada en el Cuadro.

- La densidad de carga diversificada de acuerdo con la teoría ya contemplada el factor de simultaneidad (Ver Anexo 2)

CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E.E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T. (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
3 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	277 C	120000	281	2.34
	313 C	133750	420	3.14
	232 C	136250	564	4.14
	5530	10000	66	6.60
	6304	2000	49	24.50
	367 (376) (6242) (6664) C	92500	625	6.76
	5128	8750	33	3.77
	TOTALES/PROMEDIO	503250	2038	4.05
4 RES(DENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	7624	57500	164	2.85
	183	177500	773	4.35
	7889	37500	66	1.76
	2250	13750	16	1.16
	1028	146250	411	2.81
	6659	40000	115	2.87
	5531	65000	247	3.80
	442	102500	494	4.82
	583	26250	148	5.64
	412	86250	444	5.15
	284	160000	691	4.32
	TOTALES/PROMEDIO	912500	3569	3.91



CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E..E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T. (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
5 RESIDENCIAL (ALTA DENSIDAD)	476	108750	477	4.39
	5833	59500	230	3.86
	434	84500	230	2.72
	246 C	9520	22	2.31
	106	36250	428	11.81
	8095	12250	82	6.69
	1443	40500	16	0.39
	7327	6250	165	26.40
	TOTALES / PROMEDIO		357520	1650
6 COMERCIAL (ALTO COMERCIO)	1789	20000	362	18.1
	795 (7882)	32500	543	16.71
	380	47500	559	11.77
	7257	3500	82	23.43
	1812	8000	247	30.87
	8006	2000	148	74.00
	7754	21250	313	14.73
	5830	1250	33	26.40
	TOTALES / PROMEDIO		136000	2287
7 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	141 (8048)	240000	395	1.66
	61	165000	230	1.39
	TOTALES / PROMEDIO		405000	625

CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E.E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T. (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
8 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD- ALTA DENSIDAD)	62	47500	115	2.42
	1722	5500	230	41.82
	1170	4500	132	29.33
	555	177500	708	3.98
	554 (987)	106250	329	3.09
	462	145000	592	4.08
	130	182500	642	3.52
	209 (1450) (5408)	162500	621	3.82
	834	121250	313	2.58
	348	176250	543	3.08
	7692	42000	99	2.36
	201	196250	592	3.02
	1493	17500	94	5.66
	142	195000	576	2.95
	8187	2000	33	16.50
	1077	44500	165	3.77
	1142	76250	164	2.15
	361 C	131250	405	3.08
	397	110000	362	3.29
	5609	52500	115	2.19
	184 (3333)	171250	592	3.46
	7558	31250	148	4.74
	247	156250	477	3.05
8470	1250	16	12.80	
7644	42500	82	1.93	
7642	12750	49	3.84	
8259	1250	49	39.20	

CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E..E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA - (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T. (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
8 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD- ALTA DENSIDAD)	64	205000	576	2.81
	405	122500	302	2.95
	1004	47500	247	5.20
	63	67500	181	2.68
	7645	27500	148	5.38
	73	150000	543	3.62
	342 (8046)	93750	311	3.32
	TOTALES / PROMEDIO		3126250	10611
9 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	74 (3227)	177500	324	1.83
	8483	37500	16	0.42
	8357	1250	16	12.80
	TOTALES / PROMEDIO		216250	356
10 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	5435	17500	99	5.66
	895 (6641)	72500	296	4.08
	7391	2500	82	32.80
	75 (8643) (7878)	131250	521	3.97
	8045	2500	49	19.60
	79	185000	494	2.67
	7718	33250	99	2.98
	TOTALES / PROMEDIO		444500	1640

CUADRO N° 3. SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION EN EL AREA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA POR DENSIDAD DE CARGA EN B.T. SIMILARES, Y POR TIPO DE CARGA PREDOMINANTE AÑO 1981 (VER PLANO 03)

ZONA/TIPO DE CARGA	S.E..E. QUE SE UBICAN EN LA ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA EN B.T. (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA EN B.T. (W/m <sup>2</sup> )
11. COMERCIAL (ALTO COMERCIO)	66 (8355)	115000	1119	9.73
	77 C	130000	759	5.32
	8188	17500	49	2.80
	151	22500	132	5.87
	7385	12500	49	3.92
	1021	22500	313	13.91
	451 (6373)	53750	614	11.42
	251	62500	395	6.32
	226	65000	428	6.58
	8170 (6539)	10000	91	9.10
	8366	2500	16	6.40
	883	110000	740	6.73
	2915	3000	33	11.00
	7498	13750	115	8.36
TOTALES / PROMEDIO		640500	4853	7.58
12 RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	8405	17500	33	1.89
	65 (7880)	191250	625	3.29
	8089	35000	82	2.34
	8605 (P)	--	--	--
	8477 (P)	--	--	--
	78	202500	707	3.49
	72	217500	428	1.97
	1806	47500	148	3.12
TOTALES / PROMEDIO		711250	2023	2.85

CUADRO Nº 4 .- DENSIDAD DE CARGA DE CLIENTES ALIMENTADOS EN 10 KV. DE  
 LA S.E. DE T. PRIMAVERA. AÑO 1981  
 (VER PLANO - 02)

ZONA	S.E.E. DE LAS QUE SE ALIMENTAN EN M.T. LOS CLIENTES	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA (KW)	DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA (W/m <sup>2</sup> ).	
1	836	7500	132	17.6	
3	232	1250	28	22.4	
	277	25000	723	28.92	
	313	2500	123	49.20	
	367	17500	191	10.91	
	376	11250	110	9.78	
	SUB-TOTAL/PROMEDIO		57500	1175	20.43
	5	246	42350	1520	35.89
8	361	7000	300	42.85	
11	77	2500	378	137.00	
TOTAL DE CLIENTES		116850	3505	30.00	

CUADRO Nº 5

RESUMEN DE LOS VALORES DE DENSIDAD DE CARGA DIVERSIFICADA DE LAS ZONAS CONSIDERADAS EN LA S.E. DE T. PRIMAVERA. AÑO 1981.

(VER PLANO - 03)

ZONA	AREA (m <sup>2</sup> )	CARGA (KW)	DENSIDAD DE CARGA (W/m <sup>2</sup> )	TIPO DE CARGA	
1	270050	7302	2.70	RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)	
2	782000	1118	1.43		
3	503250	2038	4.05		
4	912500	3569	3.91		
7	405000	625	1.54		
8	3126250	10611	3.39		
9	216250	356	1.65		
10	444500	1640	3.69		
12	711250	2023	2.85		
SUB-TOTAL/ PROMEDIO	9801500	29282	2.99		
5	375520	1650	4.62		RESIDENCIAL (ALTA DENSIDAD)
6	136000	2287	16.82		COMERCIAL
11	640500	4853	7.58	(ALTO COMERCIO)	
SUB-TOTAL/ PROMEDIO	776500	7140	9.20		
SUB-TOTAL DE ZONAS (CARGA B.T.)	10935520	38072	3.48		
CLIENTES	116850	3505	30.00		

RESUMEN GENERAL

TOTAL POR S.E. DE T.	11052370	41577	3.76
AREA SIN ELECTRIFI CAR.	13750		
AREA TOTAL DE LA S.E. DE T.	11066120		

Cuadro Nº 6

CRECIMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA S.E. DE T. 60/10  
KV DE PRIMAVERA DURANTE EL PERIODO 1970-1981.

AÑO	MD. DE LA S.E. DE T. MVA.
1970	33.2
1971	35.0
1972	37.4
1973	39.0
1974	36.7
1975	38.9
1976	39.1
1977	45.3
1978	38.8
1979	41.5
1980	43.3
1981	46.4

Cuadro N° 7

CRECIMIENTO DE CARGA DE LOS CLIENTES DE LA S.E. DE T.  
60/10 KV PRIMAVERA, ALIMENTADOS EN 10 KV.

---

Clientes: Hotel César's, Onurbe, Manufacturas Vidrios Del Perú, Vidrios Planos del Perú, T $\acute{e}$ xtil Limatambo, Continental Textil, Vitrovent, Hosp. FAP., Fana-metal S.A., Merck Sharp, Envase San Mart $\acute{i}$ n y Textil Mar $\acute{i}$ tima.

AÑO	Carga Total (KVA)
1970	2,709
1971	2,780
1972	3,570
1973	3,300
1974	3,285
1975	3,516
1976	4,270
1977	4,555
1978	4,354
1979	4,223
1980	4,642
1981	4,677



Cuadro Nº 8

CRECIMIENTO DE CARGA DE LA ZONA CONSIDERADA COMO MUESTRA REPRESENTATIVA DE CARGA TIPO COMERCIAL (ALTO COMERCIO), SELECCIONADA EN AREA DE LA S.E. DE T. 60/10 KV PRIMAVERA.

---

Límites aproximados de la zona:

Av. Paseo de la República, Jr. Felipe Barreda, Jr. General Recavarren, Jr. José Gonzáles y Jr. Luis Avendaño. Ver ubicación de la zona escogida, en el Plano-02.

Año	Carga Total (KVA)
1970	6,793
1971	7,170
1972	7,917
1973	8,021
1974	8,299
1975	8,613
1976	8,303
1977	8,730
1978	8,900
1979	9,427
1980	10,005
1981	10,247

CUADRO Nº 9.- PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA COMPONENTE DE CARGA TIPO RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD)  
 SEGUN ZONAS DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA (1) (2).  
 (VALORES EN KW)

AÑO	Z O N A 1		Z O N A 2		Z O N A 3		Z O N A 4		Z O N A 7	
	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2
1981	6873	429	1012.2	105.8	1586	452	3248.8	320.2	542.1	82.9
1982	7313 (3)	458 (3)	1074	112	1683	480	3448	340	575	88
1983	7760	486	1140	119	1786	509	3659	361	610	93
1984	8041	518	1181	126	1851	540	3791	383	633	99
1985	8332	548	1224	134	1918	573	3928	406	655	105
1986	8676	627	1268	154	1987	656	4071	465	679	120
1987	8946	718	1314	176	2059	752	4218	532	704	138
1988	9270	822	1362	201	2134	860	4371	610	729	158
1989	9500	941	1395	231	2187	985	4479	698	747	181
1990	9736	1078	1430	264	2241	1128	4590	799	766	207
1991	9977	1234	1466	302	2296	1292	4704	915	785	237
1992	10225	1413	1502	346	2353	1479	4820	1048	804	271
1993	10478	1618	1539	396	2412	1693	4940	1200	824	311
1994	10738	1852	1577	454	2471	1939	5063	1374	845	356
1995	11004	2121	1616	520	2533	2220	5188	1573	866	407
1996	11277	2429	1657	595	2596	2542	5317	1801	887	466
1997	11557	2781	1698	681	2660	2911	5449	2062	909	534
1998	11843	3184	1740	780	2726	3333	5584	2361	932	611
1999	12137	3646	1783	893	2793	3816	5722	2703	955	700
2000	12438	4174	1827	1023	2863	4369	5864	3095	979	801
2001	12747	4780	1872	1171	2934	5003	6010	3544	1003	918

Notas: (1) LA CARGA TIPO 1 SIGNIFICA LA COMPONENTE DE LA CARGA QUE SE CONSERVARA EN EL FUTURO COMO DE MEDIA DENSIDAD Y LA DE TIPO 2, LA QUE CAMBIARA EN EL FUTURO AL TIPO DE GRAN DENSIDAD (GRANDES EDIFICIOS) O COMERCIO ESPECIALIZADO.

(2) LAS TASAS DE CRECIMIENTO DE CARGA CONSIDERADAS PARA LAS CARGAS DEL TIPO 1 HAN SIDO: 6.12% (1981-1983), 3.62% (1984-1988) y 2.48% (1989-2001) Y PARA LAS DE TIPO 2: 6.12% (1981-1985) y 14.5% (1986-2001).

(3) CONSIDERADA LA NUEVA CARGA DE 22KW en B.T. DE LA S.E.: 836.

CUADRO Nº 9.- PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA COMPONENTE DE CARGA TIPO RESIDENCIAL (MEDIA DENSIDAD) SEGUN ZONAS DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA (1) (2).

(VALORES EN KW)

(Continuación)

AÑO	Z O N A 8		Z O N A 9	ZONA 10	Z O N A 12		CARGA TOTAL MEDIA DENSIDAD	
	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	TIPO 1	TIPO 2
1981	10150	461	356	1640	1921.2	101.8	27329.3	1952.7
1982	10771	489	378	1740	2039	108	29021	2075
1983	11430	519	401	1847	2164	115	30797	2202
1984	11844	551	415	1914	2242	122	31912	2337
1985	12273	585	430	1983	2323	129	33066	2480
1986	12717	669	446	2055	2407	148	34264	2839
1987	13178	766	462	2129	2494	169	35504	3251
1988	13655	878	479	2206	2585	194	36791	3723
1989	13993	1005	491	2261	2649	222	37702	4263
1990	14340	1151	503	2317	2714	254	38637	4881
1991	14696	1317	515	2375	2782	291	39596	5588
1992	15060	1508	528	2433	2851	333	40576	6398
1993	15434	1727	541	2494	2921	381	41583	7326
1994	15817	1978	555	2556	2994	437	42616	8390
1995	16209	2264	569	2619	3068	500	43672	9605
1996	16611	2593	583	2684	3144	573	44756	10999
1997	17023	2969	597	2750	3222	656	45865	12594
1998	17445	3399	612	2819	3302	751	47003	14419
1999	17878	3892	627	2889	3384	859	48168	16509
2000	18321	4456	643	2960	3468	984	49363	18902
2001	18775	5102	659	3034	3554	1127	50588	21645

CUADRO Nº 10

PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA COMPONENTE DE CARGA TIPO RESIDENCIAL (ALTA DENSIDAD) DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA (1), (2) (VALORES EN KW).

AÑO	TOTAL DE CARGA ALTA DENSIDAD (ZONA 5) (1), (2)	
	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2
1981	1610.5	39.5
1982	1709	42
1983	1814	44
1984	1889	47
1985	1968	50
1986	2050	57
1987	2135	66
1988	2224	75
1989	2316	86
1990	2412	99
1991	2513	113
1992	2617	129
1993	2726	148
1994	2840	169
1995	2958	194
1996	3081	222
1997	3209	254
1998	3342	291
1999	3482	333
2000	3626	382
2001	3777	437

NOTAS:

(1) La carga tipo 1 significa la componente de carga que se conservará en el futuro como de alta densidad, y la de tipo 2, la que cambiará en el futuro al tipo de comercio especializado.

(2) Las tasas de crecimiento de carga consideradas para las cargas del tipo 1, han sido: 6.12% (1981-1983) y 4.16% (1984-2001), y para las del tipo 2, 6.12% (1981-1985) y 14.5 (1986-2001).

CUADRO N° 11

PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA COMPONENTE DE CARGA COMERCIAL  
(ALTO COMERCIO) DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA (1), (2).

(VALORES EN KW)

AÑO	Z O N A 6	Z O N A 11		TOTAL CARGA ALTO COMERCIO	
	(CARGA TIPO 1)	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	TIPO 1	TIPO 2
1981	2287	4782	71	7069	71
1982	2388	4992	74	7380	74
1983	2493	5212	77	7705	77
1984	2602	5441	81	8043	81
1985	2717	5681	84	8398	84
1986	2836	5931	97	8767	97
1987	2961	6192	111	9153	111
1988	3092	6464	127	9556	127
1989	3228	6749	145	9977	145
1990	3369	7045	166	10414	166
1991	3518	7355	190	10873	190
1992	3673	7679	218	11352	218
1993	3834	8017	249	11851	249
1994	4003	8370	285	12373	285
1995	4179	8738	327	12917	327
1996	4363	9123	374	13486	374
1997	4555	9524	428	14079	428
1998	4755	9943	490	14698	490
1999	4964	10381	561	15345	561
2000	5183	10837	643	16020	643
2001	5411	11314	736	16725	736

NOTAS:

- (1) La carga tipo 1 significa la componente de carga que se conservará en el futuro como de alto comercio, y la de tipo 2, la que cambiará en el futuro al tipo de gran densidad (Grandes Edificios).
- (2) Las tasas de crecimiento de carga consideradas para las cargas del tipo 1, han sido: 4.4% (1981-2001), y para las de tipo 2, 4.4% (1981-1985) y 14.5% (1986-2001).

CUADRO Nº 12.- PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE LA S.E. DE T. PRIMAVERA VALORES EN MW

(VER FIGURA - 06)

AÑO	C A R G A S    C O M P O N E N T E S						MAXIMA DEMANDA DE LA S.E. DE T.	
	MEDIA DENSIDAD (1)		ALTA DENSIDAD (1)		ALTO COMERCIO (1)			CLIENTES ALI- MENTADOS EN 10 KV (2)
	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2	CARGA TIPO 1	CARGA TIPO 2		
1981	27.329	1.953	1.610	0.040	7.069	0.071	3.505	41.577
1982	29.021	2.075	1.709	0.042	7.380	0.074	3.686	43.987
1983	30.797	2.202	1.814	0.044	7.705	0.077	3.875	46.514
1984	31.912	2.337	1.889	0.047	8.043	0.081	4.075	48.384
1985	33.066	2.480	1.968	0.050	8.398	0.084	4.285	50.331
1986	34.264	2.839	2.050	0.057	8.767	0.097	4.505	52.579
1987	35.504	3.251	2.135	0.066	9.153	0.111	4.737	54.957
1988	36.791	3.723	2.244	0.075	9.556	0.127	4.981	57.497
1989	37.702	4.263	2.316	0.086	9.977	0.145	5.238	59.727
1990	38.637	4.881	2.412	0.099	10.414	0.166	5.508	62.117
1991	39.596	5.588	2.513	0.113	10.873	0.190	5.791	64.664
1992	40.576	6.398	2.617	0.129	11.352	0.218	6.090	67.380
1993	41.583	7.326	2.726	0.148	11.851	0.249	6.403	70.286
1994	42.616	8.390	2.840	0.169	12.373	0.285	6.733	73.406
1995	43.672	9.605	2.958	0.194	12.917	0.327	7.080	76.753
1996	44.756	10.999	3.081	0.222	13.486	0.374	7.444	80.362
1997	45.865	12.594	3.209	0.254	14.079	0.428	7.828	84.257
1998	47.003	14.419	3.342	0.291	14.698	0.490	8.231	88.474
1999	48.168	16.509	3.482	0.333	15.345	0.561	8.655	93.053
2000	49.363	18.902	3.626	0.382	16.020	0.643	9.100	97.036
2001	50.588	21.645	3.777	0.437	16.725	0.736	9.569	103.477
NOTAS:							CURVA DE AJUSTE	MD=4025139(H00447) <sup>n</sup> n = 1 (1981)
(1) Para mayor detalle ver cuadros 9, 10 y 11 respectivamente							FACTOR DE CORRE-	
(2) Tasa de crecimiento de carga de 5.15% (1981-2001)							LACION (r <sup>2</sup> ):	0.9988

CUADRO Nº 13

DATOS Y COSTOS DE LINEAS AEREAS DE MT.

TEN- SION NOMI- NAL	MATE- RIAL DE CON- DUCTOR	SEC- CION (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE TRANSPOR- TE EN AMPERIOS (MVA)		RESISTEN- CIA A 60°C (Km)	COSTO (\$/m)		
			NORMAL (1)	EMERG. (2)		SIMPLE CIRCUITO	DOBLE CIRCUITO	
10 KV	Cobre	13	90	120	1.6103	16.0		
		21	120	158	0.9969	17.8		
		33	160	210		20.7		
		42	180	240		23.0		
		67	240	320	0.3126	28.1		
	Aldrey	33	160	184	0.1966	16.8		
		67	250	290	0.5894	21.0		
		125	350	420	0.3159	24.2		
	10 KV	Cobre	16	101.4(1.76)	134.3(2.33)	1.3090	16.7	21.1
			25	134.3(2.33)	178.0(3.08)	0.8378	18.7	24.8
35			165.0(2.88)	217.0(3.76)	0.5984	21.2	29.2	
50			200.0(3.45)	268.0(4.64)	0.4189	25.1	35.9	
70			245.7(4.23)	330.0(5.72)	0.2992	28.9	43.4	
Aldrey		35	166.0(2.88)	192.0(3.33)	1.1282	17.1	20.6	
		70	256.0(4.34)	298.0(5.13)	0.5641	21.3	27.0	
		150	366.0(6.34)	448.0(7.76)	0.2633	25.2	35.9	
20 KV		Cobre	16	101.4(3.51)	134.3(4.65)	1.3090	17.6	23.1
			25	134.3(4.65)	178.0(6.17)	0.8378	19.6	26.8
	35		165.0(5.72)	217.0(7.52)	0.5924	22.1	31.2	
	50		200.0(6.93)	268.0(9.28)	0.4189	25.7	37.6	
	70		245.7(8.51)	330.0(11.43)	0.2992	29.5	45.0	
	95		304.3(10.54)	409.4(14.18)	0.2205	33.1	53.5	
	120		360.0(12.47)	488.6(16.93)	0.1745	35.8	60.8	
	Aldrey	25	128.0(4.43)	190.0(5.20)	1.5795	16.5	20.5	
		55	166.0(5.75)	192.0(6.65)	1.1282	17.9	22.5	
		70	256.0(8.87)	298.0(10.32)	0.5641	22.15	29.0	
		120	344.0(11.92)	412.0(14.27)	0.3291	24.90	34.2	
		150	366.0(12.63)	448.0(15.52)	0.2633	26.10	37.8	

CUADRO N° 14

## DATOS Y COSTOS DE CABLES SUBTERRANEOS DE MT

TENSION NOMINAL	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN AMPERIOS (MVA) (3)		RESISTENCIA A 60°C (km)	COSTO (USA \$/m) (4)
		1 circuito/zanja	3 circuitos/ zanja		
10 KV (1)	3x16	81	64	1.3258	41.1
	3x35	133	97	0.6033	54.5
	3x70	187	142	0.3122	66.6
	3x95	204	155	0.2223	
	3x120	250 (4.33)	190 (3.29)	0.1758	96.7
	3x240	372 (6.44)	283 (4.90)	0.0856	165.3
20 KV (2)	3-1x25	(*) 114 (3.95)	-	0.8368	77.9
	3-1x35	135 (4.68)	-	0.6033	86.0
	3-1x70	188 (6.51)	-	0.3122	96.9
	3-1x120	257 (8.90)	-	0.1758	135.1
	3-1x240	384 (13.30)	-	0.0856	212.0

- (1) Cables tripolares de cobre con aislamiento de papel impregnado (tipo NKY)
- (2) Cables unipolares de cobre con aislamiento de papel impregnado Eo=12 KV y pantalla de aluminio.
- (3) Para las condiciones:
- Temperatura del terreno 25°C
  - Temperatura del conductor 70°C
  - Resistividad térmica del terreno 150°C-cm/W
  - Profundidad de instalación de un cable tripolar o un circuito de cables unipolares 1 m.
- (4) Incluye trabajos de rotura de vereda
- (\*) Mínimas secciones que permite las normas internacionales (IEC-502 y CEI-20-1- Comitato Electrotecnico Italiano).



CUADRO Nº 15 COSTOS DE CELDAS DE MT DE  
S.E.E. DE TRANSFORMACION

NIVEL DE TENSION (KV)	COSTO (DOLARES) SISTEMA DE BARRAS DE MT	
	DOBLE (1)	SIMPLE (2)
20	36,160	33,900
10	--	23,340

- (1) Para SEE. de T. cuya relación sea 220/(35 ó 20) KV y 110/(35 ó 20)KV, sean de tipo convencional o encapsulada en la parte de AT.
- (2) Para SEE. de T. cuya relación sea 60/(35 ó 20) KV.

CUADRO Nº 16 COSTO DE SUB-ESTACIONES DE DISTRIBUCION, CELDAS DE MT EN SEE,  
PARA CLIENTES Y PUESTOS DE PROTECCION Y MANIOBRA

(VALORES EN DOLARES)

POTENCIA NOMINAL DE LA S.E. (KVA) (Cantidad x potencia de transformadores ) (1)	COSTOS DE SUB-ESTACIONES CONVENCIONALES DE DISTRIBUCION	
	TENSION DE DISTRIBUCION PRIMARIA EN TRANSFORMADORES	
	10 KV (2)	20 KV
50	26,620	-
100	27,570 (15,943)	-
160	29,830 (18,685)	-
250	32,765 (22,393)	-
400	36,485 (26,624)	-
630	42,535 (34,924)	69,320
800 (2 x 400)	51,800	-
1000	-	78,350
1250	-	82,865
1260 (2 x 630)	63,905	-
1600	-	87,945
2000	-	109,955
2500 (2 x 1250)	-	130,365

(1) Cuando no se indica, se considera un transformador por SE

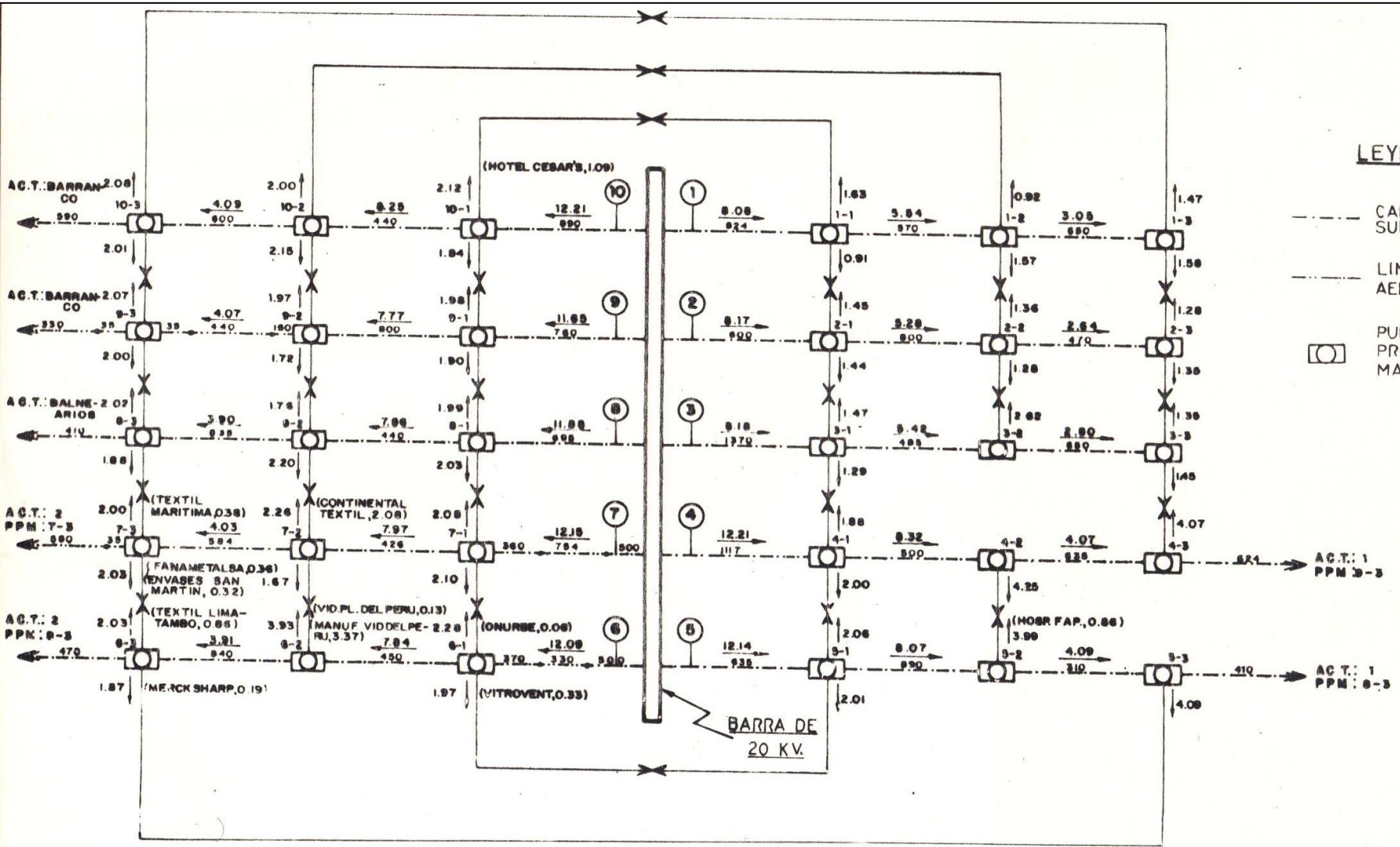
(2) Los valores entre paréntesis indican los costos de SEE 10/0.23 KV, tipo pedestal

INSTALACION	COSTOS DE CELDAS Y PPM's	
	TENSION NOMINAL DE DISTRIBUCION PRIMARIA	
	10	20
Celda en SEE de MT para cliente	4,525	17,875
Puesto de Protección y Maniobra (PPM)	45,675 (1)	34,740

(1) Se considera según la práctica usual en Electrolima, como una sub-estación de distribución, tipo convencional, 10/0.23 KV, con un transformador de 630 KVA.

**LEYENDA**

- CABLE SUBTERRANEO
- LINEA AEREA
- PUESTO DE PROTECCION Y MANIOBRA (PPM)



**FIGURA-II**

S.E. DE T. PRIMAVERA (PROYECTADA)  
 ESQUEMA DE LA RED DE 20 KV.  
 POTENCIA NOMINAL DE LA S.E. DE T.: 125 ó 150 MVA.  
 PROYECTO A LARGO PLAZO ( AÑO 2001 )

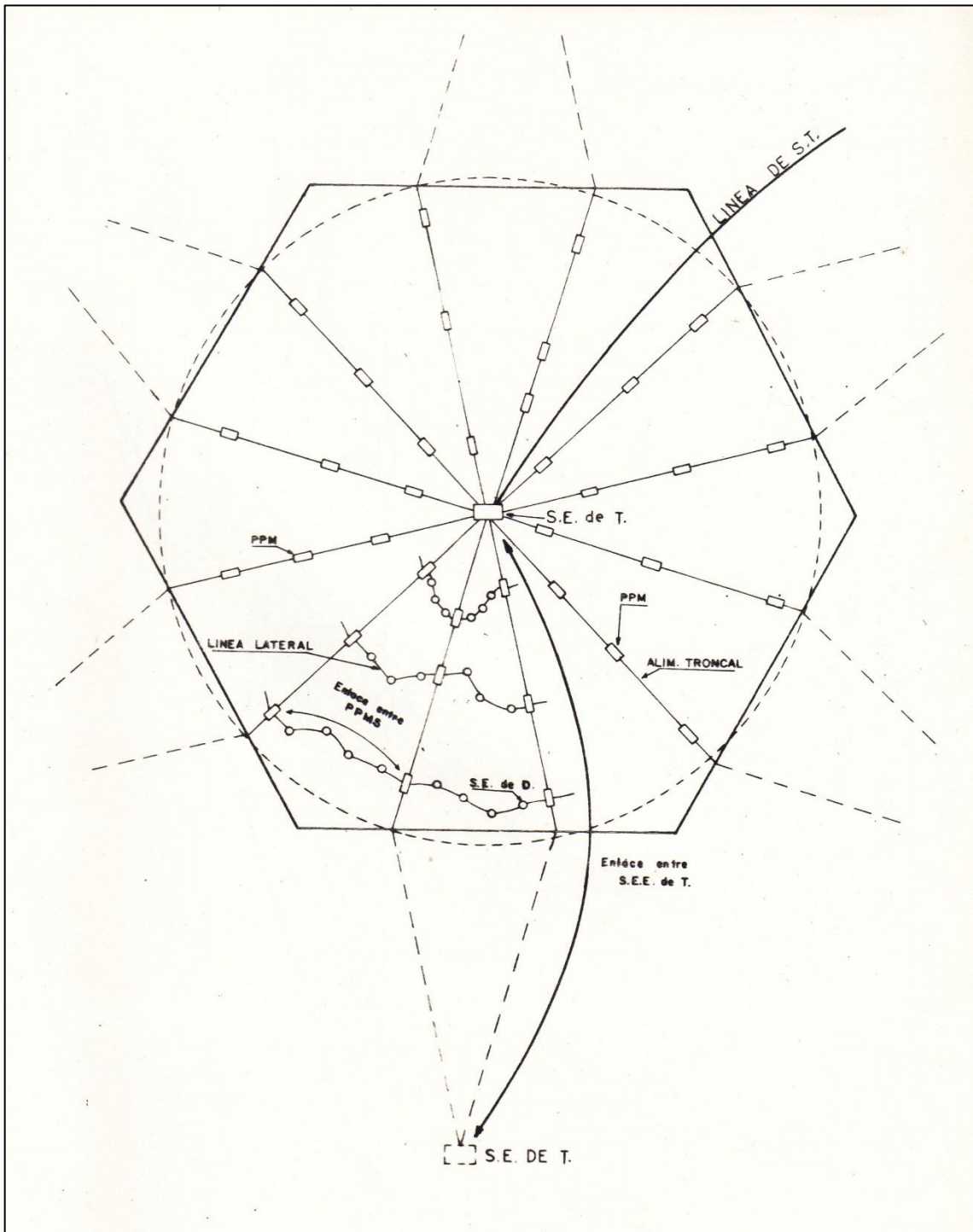


FIGURA-12

SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

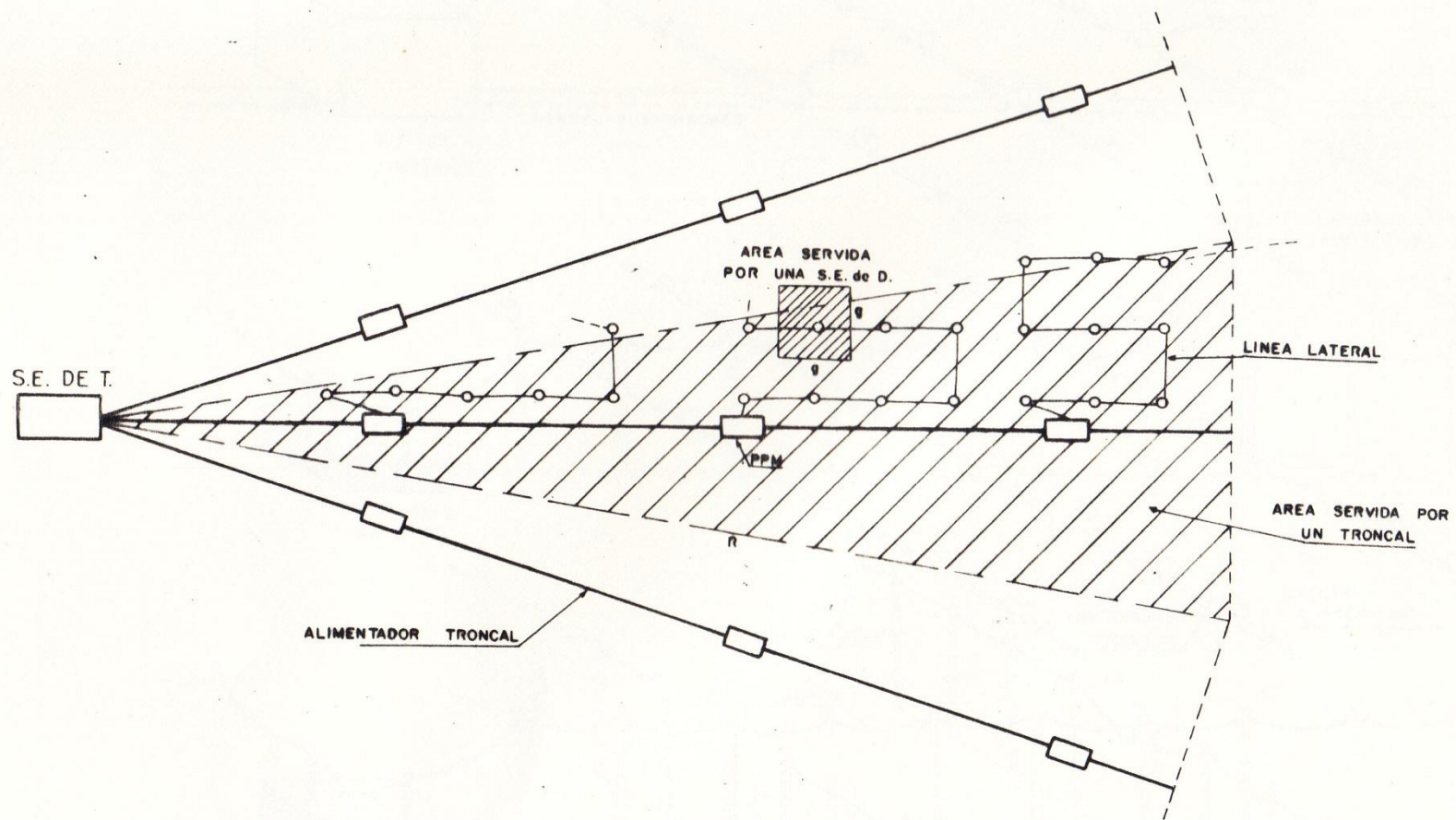


FIGURA - 13

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
AREA SERVIDA POR UN TRONCAL.

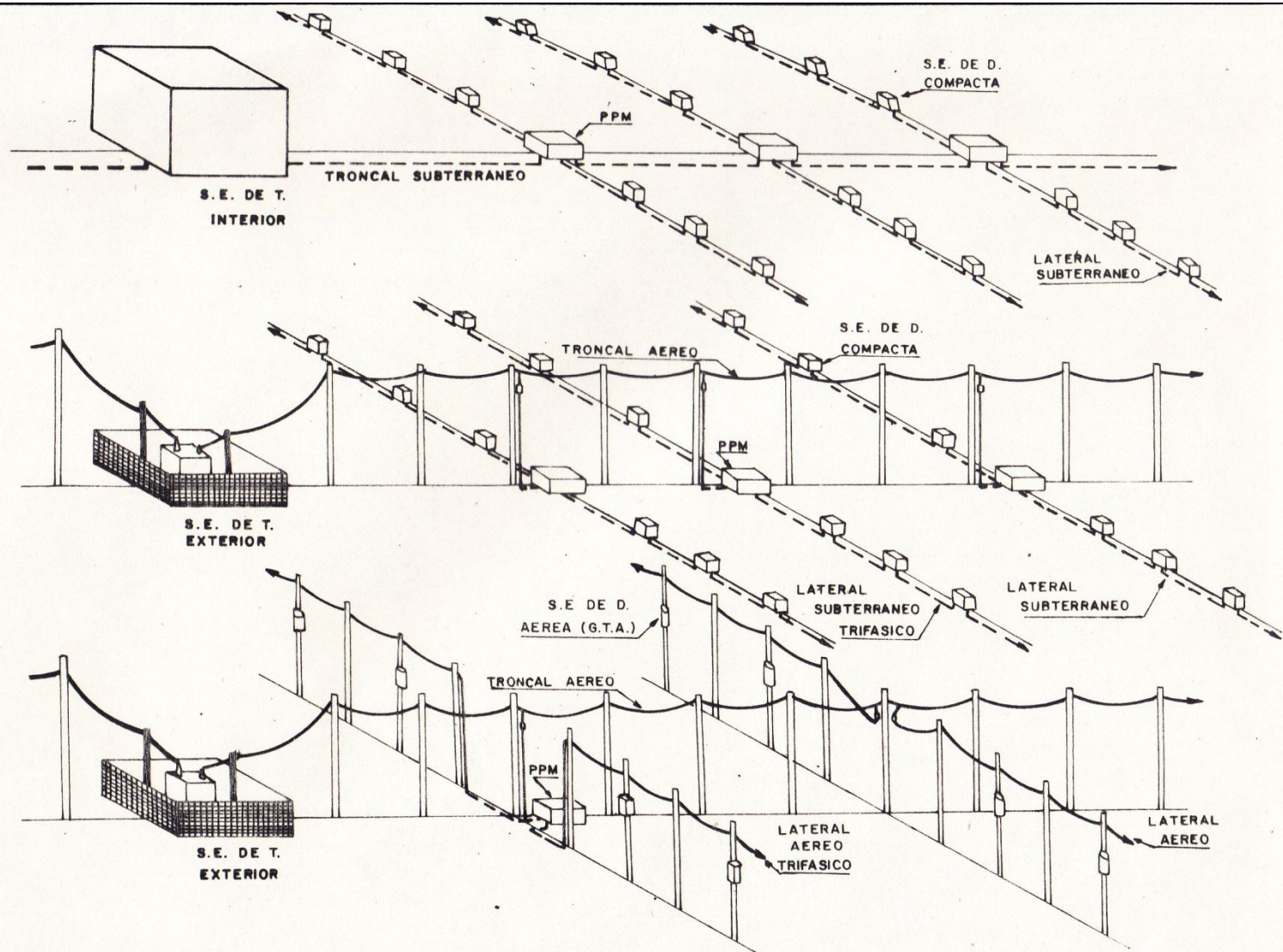


FIGURA -14

DISPOSICION ESQUEMATICA DE ALGUNOS  
SISTEMAS ELECTRICOS TICOS.