

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**Facultad de Ingeniería Eléctrica y
Electrónica**



**OPTIMIZACION DE REDES DE DISTRIBUCION
DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE MODELOS
DE PROGRAMACION LINEAL**

TESIS

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

MIGUEL OSCAR BUSTINZA RODRIGUEZ

Promoción 1985-II

**Lima - Perú
1994**

SUMARIO

El presente trabajo tiene por objetivo demostrar la factibilidad de utilizar modelos de programación lineal en la optimización y planeamiento de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Se presenta una metodología que empleando herramientas de optimización matemática, enmarcadas dentro del ámbito de la investigación de operaciones, como la teoría de redes y programación lineal, optimiza el diseño de redes de distribución, vía la formulación de modelos lineales, que permitan mediante simulación sucesiva, obtener soluciones adecuadas y con costos totales mínimos.

Se obtiene la ubicación más conveniente de las subestaciones de distribución y sus áreas de servicio óptimas, así como la configuración topológica óptima de la red de media tensión. La metodología propuesta ha sido aplicada en la determinación de la red de distribución óptima de la ciudad de Huaral, encontrándose resultados lógicos y confiables.

**OPTIMIZACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE
ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE MODELOS DE
PROGRAMACION LINEAL**

TESIS : OPTIMIZACION DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION
DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE MODELOS DE
PROGRAMACION LINEAL
AUTOR : MIGUEL OSCAR BUSTINZA RODRIGUEZ
PARA OPTAR EL
TITULO
PROFESIONAL DE : INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
LIMA-1994

EXTRACTO

El presente trabajo presenta una metodología que mediante el uso de modelos de programación lineal, optimiza el diseño de sistemas de distribución de energía eléctrica, determinando la ubicación óptima de las subestaciones de distribución, derivando sus áreas de servicio y obteniendo finalmente la configuración topológica óptima de la red de distribución primaria.

Para una mejor concepción se ha organizado en cuatro capítulos, siguiendo una secuencia lógica de la evolución del estudio. Así en el capítulo I, se enfoca el problema y se analiza las posibles formas de solución y se enmarca el

alcance y ambito del estudio.

En el capítulo II se presentan los conceptos básicos manejados en el trabajo; así como el análisis de los diferentes costos que se dan en un sistema de distribución.

El capítulo III es la parte principal del presente estudio, ya que en el se presenta la metodología general de optimización, se formulan los modelos lineales a partir de los problemas reales, tanto de transporte para optimizar el sub-sistema de distribución secundario, como el de transbordo para optimizar la topología de la red primaria. Se dá el procedimiento para cada caso y mediante pequeñas aplicaciones se muestra el proceso de la construcción de modelos y los diferentes casos que se podría encontrar.

En el capítulo IV se presenta la aplicación de la metodología, en la determinación de la red de distribución mas conveniente, de la ciudad de Huaral. La primera parte de este capítulo presenta el estudio de demanda y de determinación de las características de carga que permitan luego, preparar la base de datos requerida en el proceso de optimización. La segunda parte presenta el proceso de optimización en sí, siguiendo el procedimiento establecido en el capítulo III.

Al final de los capítulos se presenta las conclusiones y recomendaciones, que ha originado este trabajo. Se presenta tambien tres anexos, en los cuales se dan los conceptos básicos de programación lineal usados en el presente trabajo, la explicación detallada de algunos temas

y los listados de resultados del proceso de optimización.

Finalmente se presenta los planos correspondientes al sistema de distribución propuesto y los de una solución alternativa.

INDICE GENERAL

PROLOGO	01
CAPITULO I	
INTRODUCCION	03
1.1 Planteamiento del problema	03
1.2 Objetivo y alcance	04
1.3 Método utilizado	05
CAPITULO II	
BASES CONCEPTUALES PARA EL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA	07
2.1 Diseño de sistemas de distribución	07
2.1.1 Conceptos preliminares	07
2.1.2 Elementos constituyentes de un sistema de distribución de energía eléctrica	08
2.1.2.1 Sub-sistema de distribución primaria	08
2.1.2.2 Sub-sistema de distribución secundaria	10
2.1.3 Bases para el diseño de redes de distribución de energía eléctrica	11
2.1.3.1 Bases técnicas	12
2.1.3.2 Bases legales	13
2.2 Análisis de costos en sistemas de distribución de energía eléctrica	16
2.2.1 Generalidades	16

2.2.2	Costos de instalación	17
2.2.2.1	Red de distribución primaria	17
2.2.2.2	Red de distribución secundaria	24
2.2.2.3	Subestaciones de distribución	27
2.2.3	Costos de operación y mantenimiento	28
2.2.4	Costos de pérdidas de energía	29
2.2.4.1	Alimentadores primarios y secundarios	29
2.2.4.2	Subestaciones de distribución	31
2.2.5	Análisis económico de alternativas	33
2.2.5.1	Generalidades	33
2.2.5.2	Valor presente de alternativas	35
2.2.5.3	Evaluación del costo anual <u>uniforme</u> equivalente	36
CAPITULO III		
OPTIMIZACION DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA		
ELECTRICA MEDIANTE MODELOS DE PROGRAMACION LINEAL		
3.1	Metodología general	38
3.2	Ubicación óptima de subestaciones de distribución y derivación de sus áreas de servicio	39
3.2.1	Formulación del problema	39
3.2.1.1	Enfoque del problema	39
3.2.1.2	Formulación de la función objetivo	41
3.2.1.3	Formulación de las restricciones	47
3.2.2	Formulación del modelo de transporte de programación lineal	48
3.2.3	Procedimiento para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución	

y derivar sus áreas de servicio	50
3.2.3.1 Determinación de la base de datos	51
3.2.3.2 Determinación de la matriz de costos	52
3.2.3.3 Determinación de las áreas de servicio óptimas mediante el modelo de transporte	56
3.2.3.4 Optimización de la ubicación de las subestaciones de distribución	58
3.3 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria	61
3.3.1 Formulación del problema	61
3.3.1.1 Enfoque del problema	61
3.3.1.2 Formulación de la función objetivo	62
3.3.1.3 Formulación de las restricciones	70
3.3.2 Formulación del modelo matemático	71
3.3.2.1 Modelo de red	71
3.3.2.2 Modelo de transbordo	76
3.3.3 Solución del modelo de transbordo	79
3.3.4 Procedimiento para determinar la configuración topológica óptima de la red de distribución primaria	83
3.3.4.1 Base de datos	84
3.3.4.2 Formulación del modelo de transbordo	85
3.3.4.3 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria	87
3.3.4.4 Análisis de post-optimización	91
3.3.4.5 Soluciones acotadas	94

3.4 Determinación de la red de distribución de energía eléctrica óptima	102
3.4.1 Costo anual uniforme equivalente de las subestaciones de distribución	102
3.4.2 Evaluación de costos de las alternativas consideradas	105
3.4.3 Red de distribución de energía eléctrica óptima	106

CAPITULO IV

APLICACION DE LA METODOLOGIA PRESENTADA EN LA DETERMINACION DE LA RED DE DISTRIBUCION OPTIMA DE LA CIUDAD DE HUARAL

4.1 Introduccion	107
4.2 Descripción del area de estudio	108
4.2.1 Generalidades	108
4.2.2 Instalaciones eléctricas existentes	108
4.2.2.1 Subsistema de distribución primaria	108
4.2.2.2 Subsistema de distribución secundaria	109
4.2.2.3 Subestaciones de distribución	109
4.3 Estudio de demanda y determinación de las características de carga de la ciudad de Huaral	109
4.3.1 Antecedentes	109
4.3.2 Metodología utilizada	110
4.3.3 Procedimiento	111
4.3.3.1 Actualización de planos	111
4.3.3.2 Consumos mensuales medios	111

4.3.3.3 Zonificación eléctrica de la ciudad de Huaral	113
4.3.3.4 Selección de la muestra	118
4.3.3.5 Mediciones realizadas	119
4.3.4 Evaluación de las mediciones	120
4.3.4.1 Consumos medios representativos por tipo de carga	120
4.3.4.2 Diagramas de carga típicos	122
4.3.4.3 Determinación de las características de carga	123
4.3.4.4 Determinación de las densidades de carga medias	125
4.3.4.5 Pronóstico de demanda para el año horizonte	130
4.4 Ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivación de sus áreas de servicio de la ciudad de Huaral	135
4.4.1 Determinación de la base de datos	135
4.4.2 Alternativas de cobertura de demanda	136
4.4.3 Matriz de coeficientes de costos	137
4.4.4 Formulación del problema como un modelo de transporte	138
4.4.5 Optimización de la ubicación de las subestaciones de distribución y determinación de sus áreas de servicio	139
4.5 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria de la ciudad de Huaral	141

4.5.1 Determinación de la base de datos	141
4.5.2 Matriz de coeficientes de costos	142
4.5.3 Formulación del modelo de transbordo	143
4.5.4 Optimización de la configuración topológica de la red de distribución primaria de Huaral	144
4.6 Comparación económica de alternativas	146
4.6.1 CAUE de las subestaciones de distribución	146
4.6.2 Selección de alternativas	149
4.7 Red de distribución de energía eléctrica óptima de la ciudad de Huaral	150
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFIA	157
ANEXO A	160
ANEXO B	169
ANEXO C	197
PLANOS	214

PROLOGO

El presente estudio tiene por finalidad establecer una metodología que mediante el uso de modelos de programación lineal, determine la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derive sus correspondientes áreas de servicio, así como el recorrido óptimo de los alimentadores en media tensión; minimizando los costos de instalación y, fundamentalmente, los correspondientes a las pérdidas de energía. El objetivo es de presentar al ingeniero proyectista la oportunidad de poder analizar y comparar diferentes formas de solución, antes de planificar y diseñar las redes de distribución de energía eléctrica.

Este trabajo es fruto de la investigación personal, con el deseo de formular un procedimiento de optimización, mediante herramientas al alcance de cualquier proyectista.

La facilidad de la aplicación de esta metodología descansa en el soporte de software que se disponga, los modelos y algoritmos empleados son harto conocidos; pero su utilización en optimizar sistemas de distribución, posiblemente sea nueva en nuestro medio. Para poder implementar modelos lineales se han hecho algunas suposiciones, que originan algún porcentaje de error; pero que al comparar alternativas con las mismas suposiciones y modelos, estos no variarán el resultado final.

Esperando con gran entusiasmo y con la modestia correspondiente, que el presente trabajo sea un aporte a tomarse en consideración, deseo expresar mi eterna gratitud a mi Alma Mather, la Universidad Nacional de Ingeniería.

Un especial reconocimiento al Ing. Julio Salvador J. por su apoyo y valioso tiempo, dedicado a la asesoría y la revisión de los borradores de la presente tesis.

Igualmente agradezco la colaboración de las siguientes personas e instituciones: Ing. Pompeyo Aguirre P. del Ministerio de Energía y Minas, Ing. Alfonzo Cabezas y personal técnico de la Zonal Huaral de Electrolima S.A.

CAPITULO I INTRODUCCION

1.1 Planteamiento del problema

En el sentido más amplio, un Sistema es un conjunto de componentes que interaccionan entre sí, para lograr un objetivo común. En un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, este objetivo común es el de distribuir energía eléctrica desde los Centros de Generación y/o Transformación hasta los usuarios finales.

El hecho que los componentes de un Sistema interaccionen entre sí, permite concluir que todo Sistema es dinámico; y en el caso específico de un Sistema de Distribución este dinamismo es aún más resaltante, dado el continuo crecimiento de las cargas; por lo que un buen diseño de ahora no será necesariamente el más adecuado en el futuro.

Bajo este concepto, las empresas de servicio público de electricidad se ven en la necesidad de acondicionar periódicamente sus instalaciones y adecuarlas a los requerimientos actuales y futuros. Por lo que surge la necesidad de contar con procedimientos de cálculo, acordes con la era de la informática, que permitan obtener la solución óptima del problema, en cualquier momento que los proyectistas así lo requieran, para poder ejecutar el planeamiento de sus redes, de manera rápida, sencilla y continua.

Para optimizar Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica existen posiblemente varios métodos, aplicados algunos con éxito y otros no tanto. Algunos de estos métodos, casi no utilizados en nuestro medio, son los que se fundamentan en la Investigación de Operaciones, que permite encontrar las relaciones óptimas que mejor operen un Sistema, dado un objetivo específico. Precisamente, el presente estudio formula una metodología que aprovecha las bondades de la Programación Lineal, como parte de la Investigación de Operaciones.

1.2 Objetivo y alcance

El objetivo del presente trabajo, es el de desarrollar una metodología, que permita optimizar el diseño de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, vía la formulación de modelos de programación lineal; permitiéndole al proyectista simular situaciones reales o potenciales antes de diseñar un Sistema.

Con este trabajo se espera contribuir con la problemática señalada en el acápite anterior, en el deseo de alcanzar una herramienta útil y necesaria al proyectista de hoy, el cual no debe conformarse con soluciones viables y seguras, sino también con soluciones óptimas.

El alcance del estudio está limitado a la determinación de la ubicación de las Subestaciones de Distribución, de sus áreas de servicio y de la topología de la Red de Media Tensión. Su campo de acción se encuentra enmarcado dentro del ámbito del planeamiento de redes, por lo que no incluye

el diseño a nivel de ingeniería de detalle.

1.3 Método utilizado

Optimizar un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, implica minimizar el costo total del sistema, considerando requerimientos cuantitativos y cualitativos. El costo de un Sistema de Distribución puede expresarse como la sumatoria de los costos de sus componentes, esto es, costo de la Red Primaria, Red Secundaria y además costo de las Subestaciones de Distribución.

Se han desarrollado muchos trabajos para optimizar Sistemas Eléctricos, pero pocos son aplicados a nivel de Sistemas de Distribución. Se ha investigado con métodos tradicionales de programación matemática no lineal, pero fueron descartados por resultar innecesariamente complejos o poco adecuados a la realidad que enfrenta el planificador de redes de distribución. La complejidad proviene del gran número de variables, y de las ecuaciones no lineales necesarias para representar adecuadamente el problema. Si bien estos métodos usan modelos relativamente cercanos a la realidad, dada su rigurosidad en contemplar todas las variables y sus relaciones, para el ámbito de los Sistemas de Distribución suelen resultar imprácticos y onerosos en su aplicación, ya que dada su complejidad demandan mayores requerimientos de software, hardware y tiempo en computación; además al considerar algunas simplificaciones, con el propósito de hacer manejable el modelo, como el de considerar una densidad de carga uniforme en toda el area

de estudio, conlleva a resultados algo alejados de la realidad; pudiéndose concluir que, el esfuerzo demandado en implementar estos sofisticados métodos, no siempre resulta compensado con los beneficios conseguidos.

Una alternativa a estos métodos tradicionales es la programación lineal, que si bien usa modelos lineales que son una aproximación al sistema, su manejo e implementación resultan ser mucho más simples, reduciéndose notablemente los tiempos y requerimientos en cómputo. Otra ventaja de los métodos de programación lineal, es su gran capacidad de análisis de sensibilidad, permitiéndole al proyectista intervenir directamente en el proceso de optimización, simulando cualquier alternativa ó particularidad, sin necesidad de empezar otro proceso de optimización, con lo que resulta posible optimizar por partes y por etapas.

La metodología presentada usa los modelos de Transporte y Transbordo de Programación Lineal, para mediante un proceso iterativo de aproximaciones sucesivas y análisis de post-optimización, determinar la Red de Distribución Óptima de una localidad alimentada mediante una ó varios Centros de Generación y/o Transformación.

CAPITULO II
BASES CONCEPTUALES PARA EL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION
DE ENERGIA ELECTRICA

2.1 Diseño de sistemas de distribución

2.1.1 Conceptos preliminares

La terminología empleada en el presente trabajo será de acuerdo a la Norma DGE 024-T-3/1983 "Terminología Utilizada en los Sistemas Eléctricos", la misma que establece los alcances de un Sistema de Distribución y de sus componentes. La Fig. 1 muestra graficamente los alcances de los sistemas eléctricos y particularmente del sistema de distribución.

Según la Norma DGE 024-T-3/1983 un sistema de distribución de energía eléctrica, es aquel conjunto de instalaciones destinados a entregar energía eléctrica a los diferentes usuarios y comprende a los siguientes elementos constituyentes:

- Sub-sistema de Distribución Primaria
- Sub-sistema de Distribución Secundaria
- Instalaciones de Alumbrado Público
- Conexiones y punto de entrega

El alcance del presente trabajo está definido a los sub-sistemas de distribución primaria y secundaria; los mismos que son definidos en los acápites 2.1.2.1 y 2.1.2.2

A continuación se definen algunos conceptos

frecuentemente usados en este estudio:

- Red : conjunto de conductores y/o cables, incluyendo sus elementos de instalación y sus accesorios, destinados al transporte, o la distribución de la energía eléctrica.
- Subestación de Distribución : conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que recibe de una red de distribución primaria y la entrega a un sub-sistema de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público, o a usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria o secundaria. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventuales edificaciones para albergarlos.

La Norma DGE 024-T-3/1983, igualmente establece a modo referencial la terminología usada para los niveles de tensión de los suministros, siendo la siguiente:

- Baja Tensión : $U \leq 1 \text{ KV}$
- Media Tensión : $1 \text{ KV} \leq U \leq 30 \text{ KV}$
- Alta Tensión : $U \geq 30 \text{ KV}$

donde "U" es la tensión nominal del suministro.

2.1.2 Elementos constituyentes de un sistema de distribución de energía eléctrica

2 1.2.1 Sub-sistema de distribución primaria

El sub-sistema de distribución primaria es aquel destinado a transportar la energía eléctrica, producida por un sistema de generación , utilizando eventualmente un

sistema de transmisión y/o un sub-sistema de sub-transmisión, a un sub-sistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público y/o a las conexiones para los usuarios a media tensión; comprendiendo tanto, las redes como las sub-estaciones intermediarias y/o finales de transformación.

Se puede concluir, entonces, que la red primaria es el medio que permite distribuir bloques de energía eléctrica a puntos determinados de una ciudad, generalmente a tensiones medias. La red primaria puede adoptar configuraciones en anillo, malla o radiales; aunque es también corriente diseñar redes primarias como una mezcla de estas configuraciones.

2.1.2.2 Sub-sistema de distribución secundaria

El Sub-sistema de distribución secundaria es aquel destinado a transportar la energía eléctrica, suministrada normalmente a bajas tensiones, desde un sistema de generación, eventualmente a través de un sistema de transmisión y/o sub-sistema de distribución primaria, a las conexiones. Abarca cables y/o conductores y sus elementos de instalación.

Igualmente se puede concluir que el sistema de distribución secundaria se inicia en las subestaciones de distribución y su función es llevar energía eléctrica hasta los usuarios, normalmente a tensiones de utilización, que correspondan a valores de voltaje manejables por los usuarios.

2.1.3 Bases para el diseño de redes de distribución de energía eléctrica

El diseño de redes de distribución de energía eléctrica, tiene su punto de partida en el estudio de mercado eléctrico, el mismo que usualmente debe de considerar lo siguiente:

- a) Cargas de diseño, que pueden darse en W/m^2 , $W/hab.$, $W/lote$, $KWh/usuario$, etc.
- b) Distribución de las cargas, con el fin de considerar la no uniformidad de las mismas.
- c) Cargas puntuales de gran magnitud
- d) Análisis de simultaneidad de las cargas, por lo que resulta necesario tener una idea de los diagramas de carga por sectores y de manera global.
- e) Planes de desarrollo de la zona o área a electrificarse; así como los usos y costumbres de sus habitantes.

En muchos casos el estudio de demanda puede ser reemplazado por la Calificación Eléctrica, otorgada para diferentes tipos de habilitaciones por la Resolución Ministerial N° 016-89 EM/DGE, y que considera la mínima potencia requerida por un usuario, que debe de considerar el proyectista para la elaboración de proyectos de distribución de energía eléctrica.

Finalmente el diseño de redes de distribución de energía eléctrica, se sustenta tanto en bases técnicas como bases legales que establecen criterios y pautas para el correcto funcionamiento de los sistemas de distribución.

2.1.3.1 Bases técnicas

En este acápite se establecen los procedimientos normales de cálculo que se emplean para diseñar adecuadamente un sistema de distribución de energía eléctrica. Estos cálculos pueden agruparse de la siguiente manera:

a) Análisis de la topología de la red : análisis que tomando en cuenta la magnitud y distribución de las cargas, así como el tipo de red; permite determinar la ubicación de las subestaciones, el area que cubre cada una de estas y el recorrido tanto de la red primaria como secundaria.

Este análisis siendo el más importante, ya que no solo influye determinantemente en el costo de la instalación, sino que finalmente repercutirá sobre cuan óptimo sea el sistema, es quizás el que menos importancia dan algunos proyectistas, sin percatarse que en la actualidad se requiere no solo de diseños que respondan a requerimientos mínimos, sino también que sean óptimos.

b) Cálculos eléctricos : Si bien los cálculos eléctricos no son los mismos para todos los tipos de red, ya que varían según el sistema, nivel de tensión y volumen de la energía a distribuir, pueden agruparse en:

- Determinación del nivel de aislamiento y distancias eléctricas.
- Estudio del límite térmico de los conductores.
- Cálculo de la caída de tensión en los circuitos.
- Estudio de fallas, coordinación de la protección,

y de seccionamiento del sistema.

- Estudio de puestas a tierra.

c) Cálculos mecánicos : como las redes eléctricas poseen componentes que están sometidos a esfuerzos mecánicos, es necesario calcular estos, considerando las características de la red, condiciones de operación, clima, esfuerzos electromecánicos, etc. Suelen también agruparse los cálculos mecánicos en:

- Cálculo mecánico de conductores
- Cálculo mecánico de soportes y accesorios
- Cálculo mecánico de aisladores
- Cálculo de cimentaciones

Si bien el Código Nacional de Electricidad y algunas normas fijan los factores de seguridad que deben de adoptarse y algunos procedimientos de cálculo, es recomendable elaborar los estudios luego de analizar las condiciones reales de trabajo, tiempo de vida esperado de las instalaciones, mantenimiento esperado, etc. Para redes aéreas es usual presentar además, las tablas de templado de los conductores.

2.1.3.2 Bases legales

A fin de establecer un ordenamiento, dentro del campo de los proyectos de distribución eléctrica, con el propósito de desarrollar proyectos confiables y acordes con el desarrollo socio-económico de las poblaciones, el Ministerio de Energía y Minas, ha establecido normas con carácter de cumplimiento obligatorio que encausan el diseño

de las redes eléctricas. Este conjunto de normas tienen su principio en el análisis técnico de los diversos problemas que comunmente se puedan presentar en el desarrollo de un proyecto, por lo que su aplicación al ser générica no siempre conducen al desarrollo de proyectos óptimos.

Es importante tener presente, que estas normas establecen las prescripciones mínimas que debe de cumplir un proyecto para que sea seguro, pero que el aplicarlas no debe de eximir que se efectuen los cálculos que fuesen necesarios para un proyecto en particular.

Entre las principales normas que conforman la base legal para el diseño de redes de distribución de energía eléctrica se tiene:

a) Código Nacional de Electricidad - Tomo I : normaliza los criterios con respecto a los términos, símbolos gráficos y literales que se utilizan en la electrotecnia, con la finalidad de establecer un lenguaje común a todas las personas involucradas en proyectos, obras y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

b) Código Nacional de Electricidad - Tomo IV : establece las prescripciones necesarias para la seguridad de las personas, frente a los peligros que surjan de la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de un sistema de distribución. Como literalmente lo dice el CNE: " cumpliendo con dichas prescripciones y un mantenimiento apropiado, se logra una instalación libre de peligro, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el

buen servicio, o para la futura expansión del uso de la electricidad".

c) Normas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas: comprenden normas de aplicación específica, que complementan lo establecido por el CNE. Entre las principales se tiene:

- 002-P-4/1983 "Elaboración y aprobación de Proyectos de Sub-sistemas de Distribución Secundaria, Instalaciones de Alumbrado Público y Conexiones"

- 003-P-4/1983 "Elaboración y aprobación de Proyectos de Sub-sistemas de Distribución Primaria a cargo de las Empresas de Servicio Público de Electricidad"

- 009-TD-2/1982 "Tensiones Nominales de Sistemas de Distribución"

- 013-CS-1 "Cables de Energía en Redes de Distribución Subterránea"

- 015-PD-1 "Postes, Crucetas y Mensulas de Madera y Concreto Armado para Redes de Distribución"

- 019-CA-2/1983 "Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea"

- 024-T-3/1983 "Terminología Utilizada en los Sistemas Eléctricos"

Como se observa, existen un buen número de dispositivos legales con el fin de unificar criterios, establecer procedimientos y condiciones mínimas de seguridad; pero que pueden conducir, en algunos casos, a proyectos onerosos y sobredimensionados, mas aún cuando estas normas reemplazan

a cálculos específicos que deberían hacerse para cada proyecto.

2.2 Análisis de costos en sistemas de distribución de energía eléctrica

2.2.1 Generalidades

El costo total de un sistema de distribución de energía eléctrica, está conformado por el costo de sus sub-sistemas componentes, como son, costo de la red primaria, costo de la red secundaria y costo de las subestaciones de distribución. Estos costos, a su vez, están compuestos por sus respectivos costos de instalación, operación y mantenimiento y costo de pérdidas de energía.

Los costos de instalación son costos únicos que se dan al inicio del periodo de vida de la instalación, ó cuando se trata de implementación por etapas, al inicio de cada etapa de implementación.

Los costos de operación y mantenimiento, en cambio, son costos recurrentes, es decir que se repiten cada año durante el periodo de vida de la instalación; ambos dependen básicamente de la magnitud de la instalación, por lo que suele expresárselos como un porcentaje del costo de esta.

El costo de mantenimiento depende también de la antigüedad de la instalación, así cuanto mayor tiempo de operación tenga una instalación requerirá mayores costos de mantenimiento; el suponer un incremento anual uniforme de estos costos, nos permitirá expresarlos como un gradiente

de costos recurrentes anuales.

Los costos de pérdidas de energía, son los ingresos que la empresa deja de percibir como consecuencia de las pérdidas de energía en sus instalaciones y dependen básicamente, de la configuración topológica de la red, las características de operación y de carga; y de la potencia distribuída.

La Fig. 2 muestra el diagrama de costos en un Sistema de Distribución y la Fig. 3 estos costos expresados en sus equivalentes anuales.

2.2.2 Costos de instalación

2.2.2.1 Red de distribución primaria

El costo de instalación de un alimentador trifásico, compuesto por conductores de sección uniforme y conocida, depende básicamente de la longitud del alimentador, del tipo y sección de los conductores; y cuando se trata de una instalación aérea, depende también de las estructuras de soporte. Estos costos, a su vez, dependen del tipo de estructura, vano básico y también de la sección de los conductores.

A su vez, la sección de los conductores depende del flujo de corriente a circular por dichos conductores, esto es, dependen de la carga que se espera distribuir.

Matemáticamente se puede expresar lo anterior mediante la ecuación siguiente:

$$C_{irp} = C_{uirp} * L_{rp}$$

donde:

C_{irp} . costo de instalación de la red primaria en US.\$ ó S/.

C_{uirp} : costo de instalación unitario de la red primaria en (US.\$/m) ó (S./m)

L_{rp} : longitud de la red primaria en m.

El costo unitario C_{uirp} es función del vano básico y del tipo de estructura, así como de la potencia a distribuir. Por lo que presentará un componente fijo y otro dependiente del flujo de potencia a circular.

Para propósitos del presente estudio se requiere determinar los costos en función del flujo de potencia, esto es C_u en (\$/m-kVA).

De la Oficina de Planeamiento Eléctrico de Electrolima, se han obtenido los costos unitarios de instalación mostrados en el cuadro N° 1.

Por otra parte de los catálogos de INDECO S.A. se han obtenido las capacidades de corriente y potencia máxima en kVA para los conductores de cobre desnudos y cables tipo NKY, calculados para una tensión de operación de 10 kV y en condiciones normales de instalación y operación; los mismos que son mostrados en el cuadro N° 2.

Mediante un proceso de comparación gráfica, mostrado en las figuras 4, 5 y 6, y en base a los cuadros anteriores, se han calculado los costos unitarios de instalación de los alimentadores primarios en 10 kV, en función de la carga en kVA; tanto para líneas aéreas con conductores de cobre y aleación de aluminio, como para cables subterráneos.

CUADRO N° 1 : COSTOS DE INSTALACION DE ALIMENTADORES EN M.T.

ELECTRODUCTO	SECCION (mm ²)	COSTO DE INSTALACION	
		(US \$	m)
LINEA AEREA TRIFASICA CON CONDUCTORES DE COBRE	13	15,6	
	21	17,4	
	33	19,9	
	42	22,6	
	67	27,7	
LINEA AEREA TRIFASICA CON CONDUCTORES DE ALDREY	33	16,4	
	67	20,6	
	126	23,8	
CABLE SUBTERRANEO TRIPOLAR TIPO NKY	16	41,1	
	35	54,5	
	70	66,6	
	120	96,7	

CUADRO N° 2 : CAPACIDAD DE CARGA DE ALIMENTADORES EN M.T.

ELECTRODUCTOS	SECCION (mm ²)	CAPACIDAD (A)	CAPACIDAD*
			(KVA)
LINEA CON CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO	13	119	2 061,1
	21	161	2 788,6
	33	217	3 758,5
	42	251	4 347,4
	67	338	5 854,3
LINEA CON CONDUCTORES DE ALDREY	33	163	2 823,2
	67	245	4 243,5
	126	388	6 720,4
CABLE SUBTERRANEO TRIPOLAR TIPO NKY	16	94	1 628,1
	35	158	2 736,6
	70	235	4 070,3
	120	320	5 542,5

Finalmente, mediante un procedimiento de análisis de correlación de datos, se han determinado las ecuaciones correspondientes a los costos unitarios de instalación de la red primaria C_{uirp} , en función de la potencia distribuída.

- Líneas aéreas con conductores de cobre :

$$C_{uirp} = 8,490 + 0,00323 * N_{(kVA)}$$

- Líneas aéreas con conductores aleación de aluminio :

$$C_{uirp} = 11,853 + 0,00183 * N_{(kVA)}$$

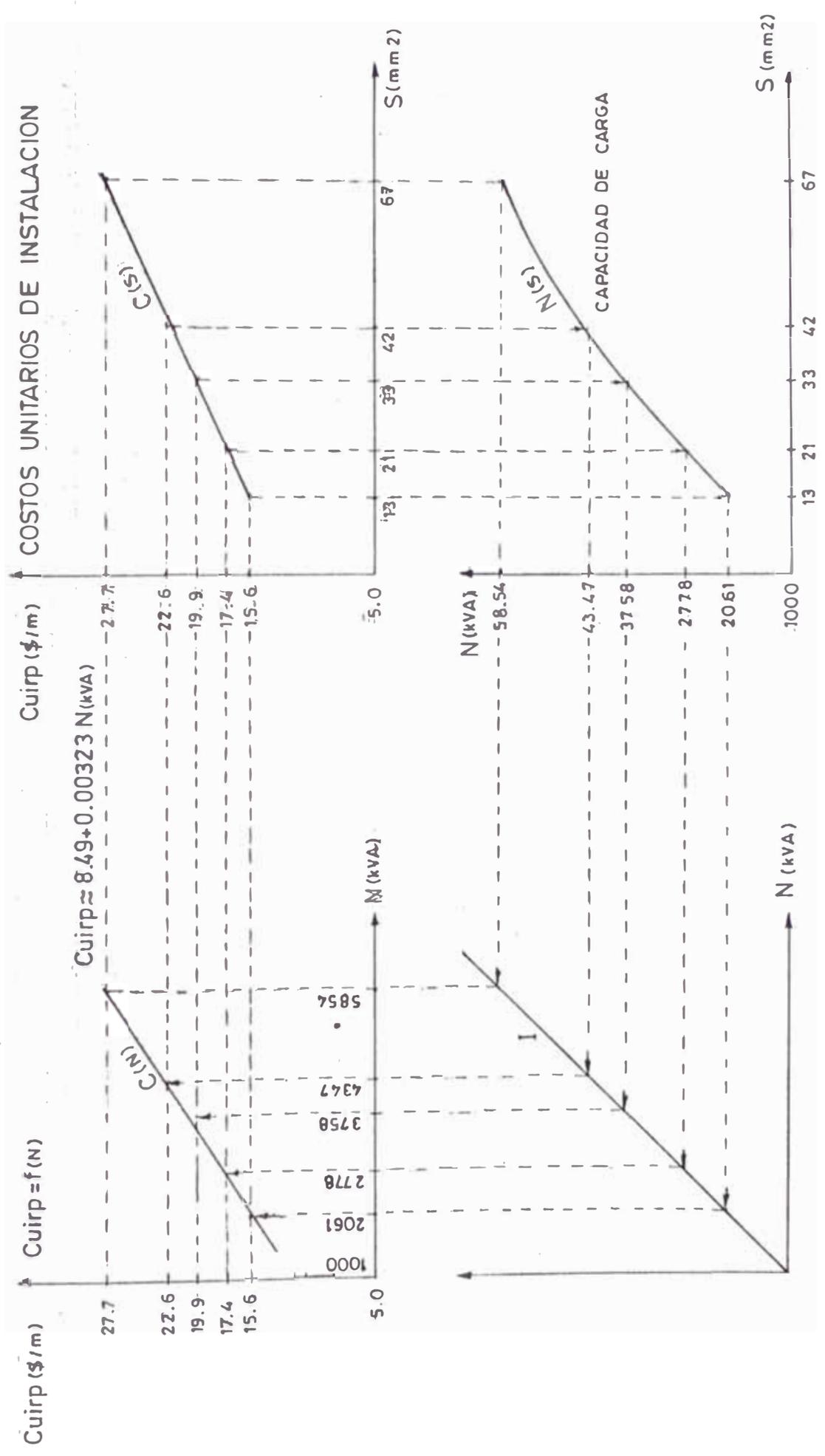


Fig. 4 COSTOS DE INSTALACION DE UNA LINEA AEREA EN 10kV CON CONDUCTORES DE COBRE

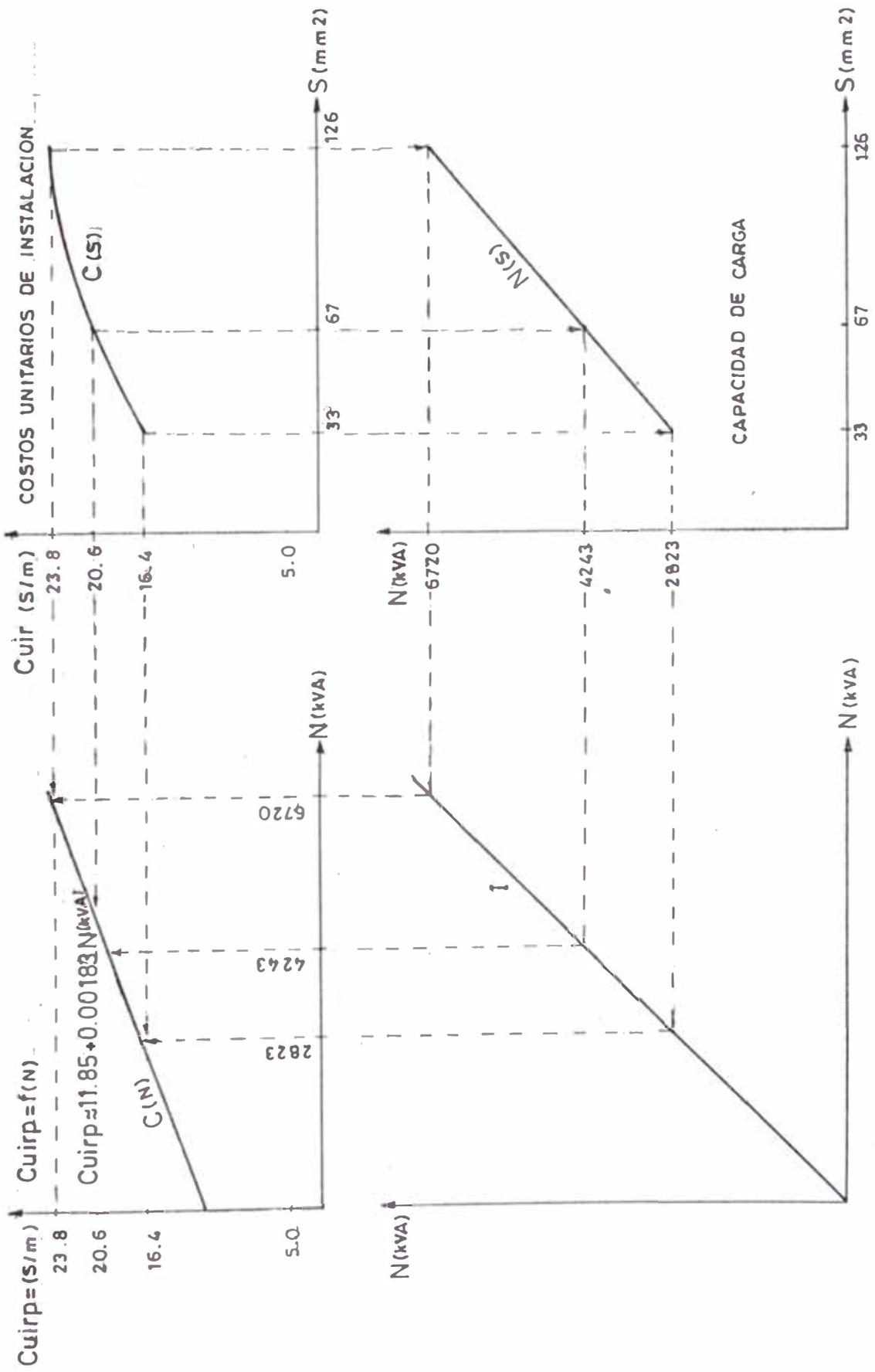


Fig. 5 COSTOS DE INSTALACION DE UNA LINEA AEREA EN 10 kV CON CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO

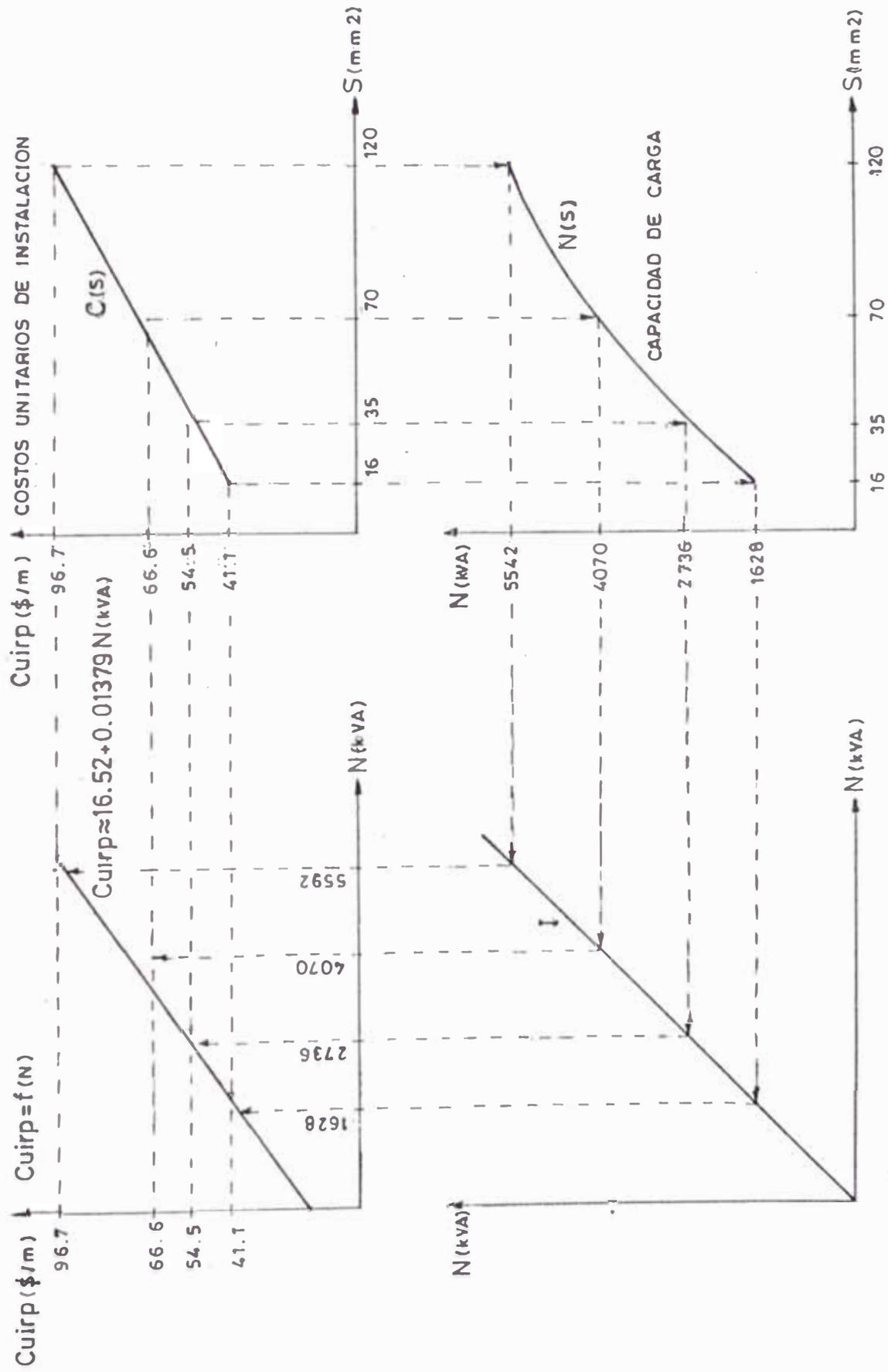


Fig. 6 COSTOS DE INSTALACION DE CABLES SUBTERRANEOS
NKY - 10kV

- Cables subterráneos :

$$C_{uirp} = 16,522 + 0,01379 * N_{(kVA)}$$

En general el costo de instalación de un alimentador primario, como se observó, puede expresarse como una función lineal del flujo de potencia:

$$C_{uirp} = K_{irs} + M_{irs} * N_{(kVA)}$$

para todos los casos C_{uirp} está expresado en (US.\$/m).

2.2.2.2 Red de distribución secundaria

El costo de instalación de los alimentadores secundarios, al igual que los alimentadores primarios, depende básicamente de su longitud, de la potencia distribuída y de un componente fijo relativo a los componentes cuyos costos no dependen de la carga distribuída. Para determinar los costos unitarios por unidad de potencia requeridos, se ha seguido el mismo procedimiento que en el caso de la red primaria.

De los presupuestos de diversos proyectos ejecutados por la Zonal Huaral de la ex-empresa de Electrolima, se ha determinado los costos unitarios promedios mostrados en el cuadro N° 3.

En el cuadro N° 4 se tienen las capacidades de corriente, para los conductores de cobre forrados tipo intemperie WP, obtenidos de los catálogos de INDECO S.A., calculados para una tensión de operación de 220 V y en condiciones normales de instalación y operación.

CUADRO N° 3 : COSTOS DE INSTALACION DE ALIMENTADORES EN B.T.

ELECTRODUCTO	SECCION (mm ²)	COSTO INSTALADO (us \$ m)
	6	12,1
RED AEREA TRIFASICA CON	10	13,2
CONDUCTORES DE COBRE WP	16	14,9
Y SOPORTES DE CA.	25	17,4
	35	20,2

CUADRO N° 4 : CAPACIDAD DE CARGA DE ALIMENTADORES EN B.T.

ELECTRODUCTOS	SECCION (mm ²)	CAPACIDAD (A)	CAPACIDAD* (KVA)
RED AEREA CON	6	63	24,00
CONDUCTORES	10	83	31,63
DE COBRE WP Y	16	120	45,73
SOPORTES DE	25	153	58,30
C.A.	35	182	69,35

Mediante un proceso de comparación gráfica, similar al usado para determinar los costos de instalación de los alimentadores primarios; y considerando los datos de los cuadros anteriores, se ha obtenido el costo unitario de instalación de la red secundaria. La Fig. 7 muestra dicho proceso y la curva correspondiente al costo de instalación en función de la carga; y que, luego del análisis de correlación respectivo, se ha hallado la ecuación siguiente:

$$C_{uirs} = 7,595 + 0,17391 * N_{(kVA)}$$

donde:

C_{uirs} : costo unitario de instalación de la Red Secundaria.

De manera general el costo de instalación de un alimentador secundario, al igual que el alimentador primario, puede expresarse como una ecuación lineal de la carga a distribuir:

$$C_{uirs} = K_{irs} + M_{irs} * N_{(kVA)}$$

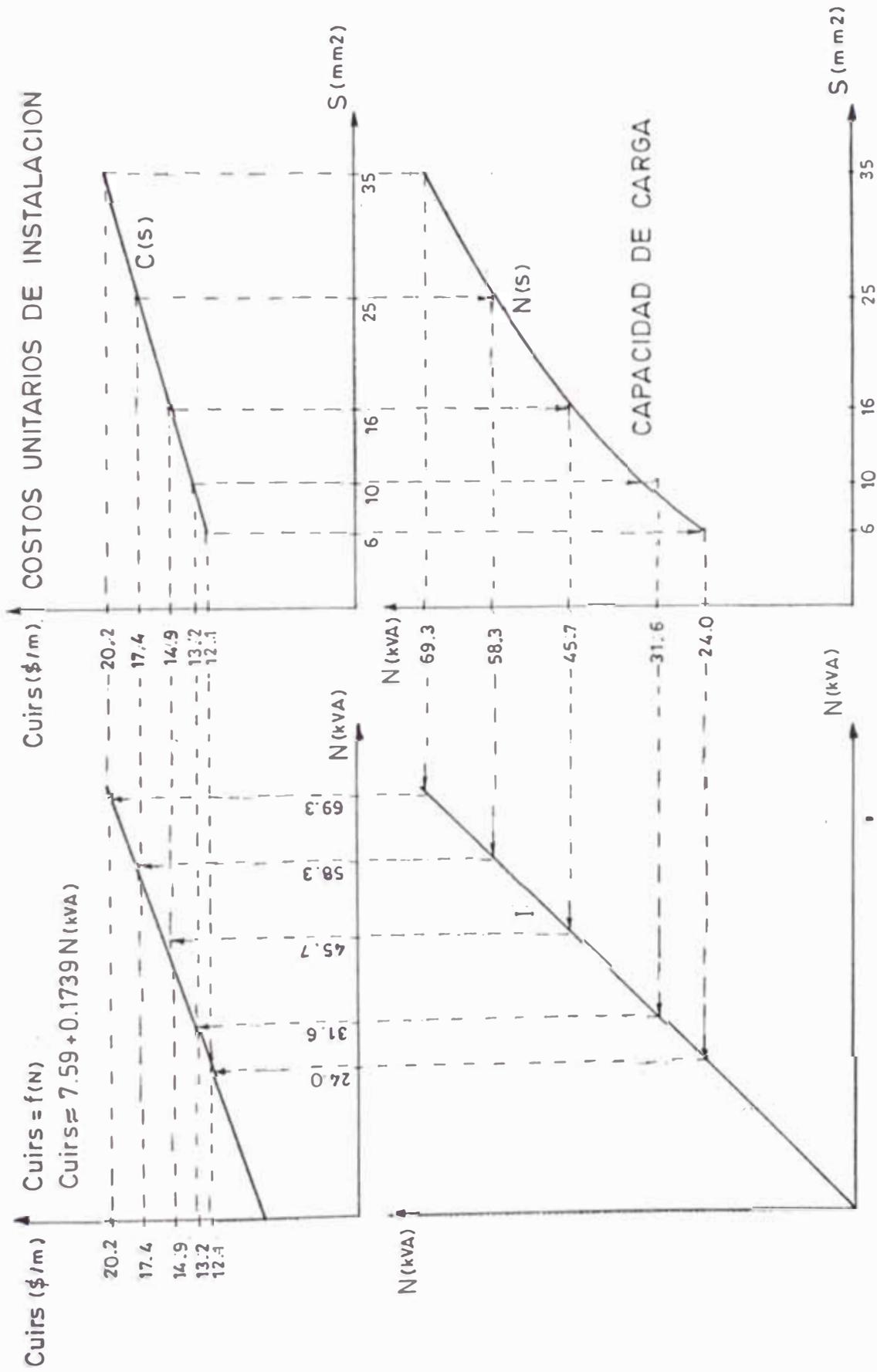


Fig. 7 COSTOS DE INSTALACION DE UNA LINEA AEREA EN 220 V. CON CONDUCTORES Cu - WP

2.2.2.3 Subestaciones de distribución

El Costo de instalación de una subestación de distribución, puede expresarse como la sumatoria de un componente fijo y un componente función de los kVA del transformador. El componente fijo es el relativo a los costos que no dependen de la capacidad del transformador y su magnitud depende, fundamentalmente, del tipo de subestación que se tiene; así, si se trata de una subestación aérea, la incidencia de este componente sobre el costo total, es menor que si se tratara de una subestación convencional de la misma capacidad. El componente variable está compuesto básicamente por el costo del transformador y su equipo de protección y control. El cuadro N° 5 muestra los costos de instalación de subestaciones de distribución trifásicas de 10/0.22 kV, obtenidos de la Oficina de Planeamiento Eléctrico de la ex-empresa Electrolima.

CUADRO N° 5 : COSTOS DE INSTALACION DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

SUBESTACION TIPO	POT. NOMINAL (KVA)	COSTO DE INSTAL. (US.\$)
AEREA BIPOSTE	50	8 050
	100	9 610
	160	11 470
	250	13 764

2.2.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento, como se ha mencionado anteriormente, pueden expresarse como costos anuales recurrentes, dependientes fundamentalmente de la magnitud y tipo de la instalación.

Considerando inflación cero en moneda extranjera, los costos de operación deberán ser prácticamente constantes; por otra parte, si bien los costos de mantenimiento dependen también de la antigüedad de la instalación y considerando un incremento lineal representan un gradiente uniforme de costos recurrentes anuales, pueden también ser expresados por sus costos anuales uniformes equivalentes. Estos costos suelen estimarse como un porcentaje de los costos de instalación.

Los costos unitarios de operación y mantenimiento han sido estimados de los diversos estudios efectuados por Electrolima:

- Redes Aéreas en B.T. :

$$C_{uoms} = 6,76\% C_{uis} ; \text{ en US\$/m-año.}$$

- Redes Aéreas en M.T. :

$$C_{uomrp} = 5,99\% C_{uirp} ; \text{ en US\$/m-año.}$$

- Cables Subterráneos en M.T. :

$$C_{uomrp} = 0,27\% C_{uirp} ; \text{ en US\$/m-año.}$$

- Subestaciones convencionales :

$$C_{uoms} = 0,75\% C_{uisc} ; \text{ en US\$/SE-año.}$$

- Subestaciones aéreas biposte :

$$C_{uoms} = 0,84\% C_{uisc} ; \text{ en US\$/SE-año.}$$

2.2.4 Costos de pérdidas de energía

2.2.4.1 Alimentadores primarios y secundarios

Los costos de pérdidas de energía en los alimentadores, tanto primarios como secundarios, dependen basicamente de las características de operación y de la carga, como son, nivel de tensión de operación, potencia distribuída, y factor de pérdidas; además de las características de la instalación misma, como son la longitud de la red y la resistencia unitaria de los conductores. Dado que en nuestro medio, los niveles de tensión se encuentran normalizados y como no es propósito del presente estudio optimizarlos, para el cálculo de determinar las pérdidas de energía, el nivel de tensión se considerará constante.

Para niveles de media tensión para abajo, las únicas pérdidas de energía considerables, son las producidas en los conductores por efecto Joule.

La pérdida de potencia por efecto Joule, en el momento de máxima demanda para un alimentador aéreo trifásico, con conductores de sección uniforme y que alimenta a cargas trifásicas balanceadas está dada por la ecuación:

$$P_{(KW)} = \frac{r_{(ohm/km)} * L_{(Km)} * N_{(KVA)}^2}{10^3 * V_{(KV)}^2}$$

donde:

- P : pérdida de potencia activa en hora punta
- r : resistencia unitaria de los conductores a la temperatura de operación de los conductores.
- L · longitud del alimentador
- N : máxima demanda aparente

V : tensión de operación

Luego el costo de pérdidas de energía por efecto Joule, durante un determinado periodo de tiempo T, será:

$$C_{pe} = C_{KWh} * T * f_p * P_{(KW)}$$

donde:

C_{pe} : costo de pérdidas de energía en US\$.

C_{KWh} : costo unitario de energía en US\$/KWh

T : periodo de tiempo de operación en horas

f_p : factor de pérdidas de la instalación

Reemplazando valores y considerando 8 760 horas anuales, así como al nivel de tensión de operación constante, el costo anual de pérdidas de energía, tanto para alimentadores primarios como secundarios, podrá expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$C_{pe} = K_p * L_{(km)} * N_{(KVA)}^2$$

donde:

C_{pe} : costo anual de pérdidas de energía en US\$/año.

$$K_p = C_{KWh} * 8,76 * f_p * r_{(ohm/km)} / V_{(KV)}^2$$

Finalmente el costo unitario de pérdidas de energía, en US\$/m-año será:

$$Cu_{pe} = K_p * N_{(K A)}^2$$

Si bien las ecuaciones mostradas, han sido calculadas para alimentadores aéreos, también son válidas cuando se trata de alimentadores subterráneos.

Como los costos unitarios de pérdidas de energía en los alimentadores, dependen de la resistencia unitaria de sus conductores, deberían calcularse para cada una de las

secciones de los conductores utilizados, pudiéndose sin embargo, también, considerar una sección promedio.

2.2.4.2 Subestaciones de distribución

Las pérdidas de energía en las subestaciones de distribución, son las que se producen en el núcleo y en los arrollamientos del transformador. Las pérdidas en el núcleo corresponden a las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas que se dan en el núcleo magnético del transformador, estas pérdidas dependen de la tensión y frecuencia de operación y permanecen prácticamente constantes, sin depender de la variación de la carga. Las pérdidas en el cobre, en cambio, si dependen de la carga y varían en forma proporcional al cuadrado de la carga.

Las pérdidas en los arrollamientos (cobre) de un transformador trifásico serán igual a:

$$P_{cu} = 3 * I_2^2 (a^2 * R_1 + R_2) = 3 * I_2^2 * Req_2$$

donde Req_2 es la resistencia equivalente vista desde el secundario. La corriente en el secundario I_2 será:

$$I_2 = (N / \sqrt{3} * V)$$

luego:

$$P_{cu} = (Req_2 / V) * N^2$$

donde:

P_{cu} : pérdidas en los arrollamientos del transformador en watts.

V : tensión de salida (secundario) en voltios.

N : carga en VA.

En general, para cualquier transformador operando con

una carga N , las pérdidas en el cobre pueden expresarse como:

$$P_{cu} = k * N^2$$

De las pruebas de cortocircuito de los transformadores, proporcionados por los fabricantes, se tienen las pérdidas en el cobre cuando el transformador opera con carga nominal:

$$Pn_{cu} = k * Nn^2$$

dividiendo las ecuaciones anteriores se tiene:

$$P_{cu} = Pn_{cu} * (N / Nn)^2$$

La ecuación anterior permitirá calcular las pérdidas en el cobre, cuando el transformador opere con cualquier carga N . Por otra parte, de las pruebas de vacío se obtienen las pérdidas en el núcleo : P_{fe} .

Finalmente el costo anual de las pérdidas de energía en una subestación de distribución, estarán dadas por:

$$Cu_{pe} = C_{kwh} * [P_{fe} * T + Pn_{cu} * (Nmax / Nn)^2 * T * f_p]$$

donde:

Cu_{pe} : costo anual de las pérdidas de energía en el transformador en US\$/año-unidad.

C_{KWh} : costo unitario de energia en US\$/KWh

P_{fe} : pérdidas en el núcleo del transformador (prueba de vacío).

Pn_{cu} : pérdidas en el cobre del transformador (prueba de cortocircuito).

$Nmax$: potencia máxima que entrega el transformador en VA.

N_n : potencia nominal del transformador en VA.

T : periodo de tiempo de operación en horas
(8 760 horas al año).

f_p : factor de pérdidas, que puede asumirse igual al de la instalación.

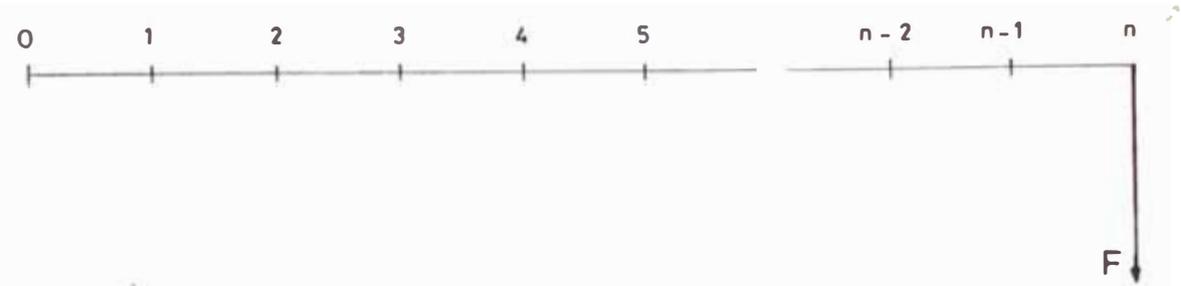
2.2.5 Análisis económico de alternativas

2.2.5.1 Generalidades

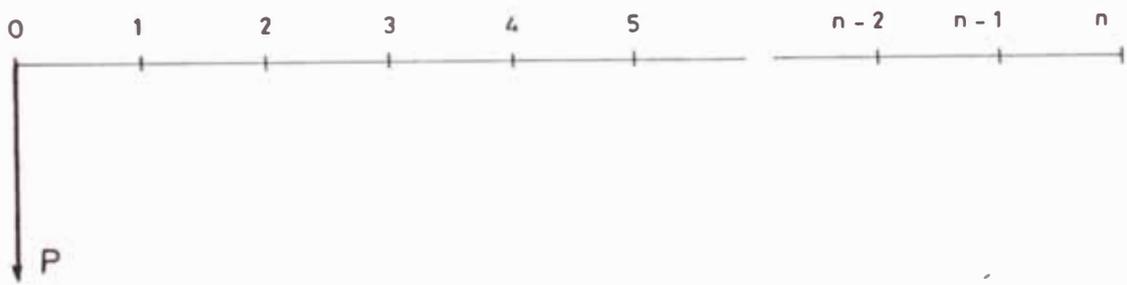
Como se puede apreciar en la Fig. 2, el costo de un sistema de distribución de energía eléctrica, está compuesto por costos únicos, como el costo de instalación; y costos recurrentes anuales como los de operación y mantenimiento, y el correspondiente al de pérdidas de energía. Estos costos pueden presentarse en diferentes tiempos, por lo que a fin evaluarlos y compararlos con los costos de otras alternativas, es necesario expresarlos todos, ya sea como costos únicos efectuados en el presente (año cero) o como costos anuales uniformes equivalentes recurrentes durante todo el periodo de estudio, tal como se aprecia en la Fig. 3.

Para realizar un estudio de análisis económico de alternativas, se debe recurrir a los Diagramas de Flujo de Caja, que son la representación gráfica de los diferentes costos (gastos) o entradas que se puedan presentar en un proyecto o alternativa, dibujados en una escala de tiempo; y a los factores de conversión que permitan expresar anualidades en valores presentes o futuros, y viceversa. En la Fig. 8 se muestra los Diagramas de Flujo de Caja

Valor Futuro



Valor Presente



Scie Anual Uniforme

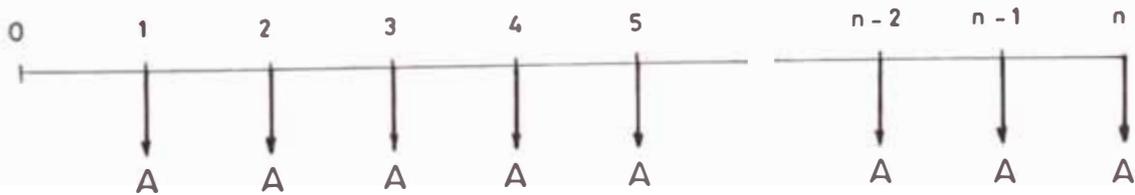


Fig. 8 Diagramas de Flujo de Caja

empleados para determinar los diferentes factores de conversión.

Las ecuaciones siguientes muestran los factores de conversión usados en el presente estudio:

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

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \dots\dots\dots (2)$$

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \dots\dots\dots (3)$$

donde:

P : valor presente, en el año cero

F : valor futuro, en el año "n"

A : valor anual uniforme

n : periodo del estudio

i : tasa de interes del capital

2.2.5.2 Valor presente de alternativas

El método del Valor Presente de evaluación de alternativas, es quizás el más utilizado por su facilidad de uso, aún para personas poco familiarizadas con el análisis económico. Consiste en expresar todos los gastos (costos) o entradas futuras, durante el periodo de estudio, en valores equivalentes del presente (P_j), esto es en el año cero. La suma algebraica de estos valores, es el valor presente (P_a) de la alternativa estudiada.

$$P_a = \Sigma P_j$$

donde:

$$P_j = F_j \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right]$$

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

Luego la alternativa con menor valor presente será la más favorable económicamente.

Como es de suponerse la comparación económica de alternativas con vidas útiles iguales, por el método del Valor Presente es directa; sin embargo cuando los tiempos de vida útil son diferentes, su aplicación no es tan sencilla, ya que es necesario hacer el análisis económico, sobre un periodo de estudio igual al mínimo común múltiplo de los ciclos de las alternativas a comparar, puesto que el método del Valor Presente solo compara alternativas sobre el mismo número de años.

2.2.5.3 Evaluación del costo anual uniforme equivalente

El Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) es otro método comúnmente utilizado para comparar alternativas, y consiste en convertir todos los desembolsos (irregulares y uniformes) a un costo anual uniforme equivalente, es decir, una cantidad de fin de año que es la misma cada año. La ventaja principal de este método sobre los demás, es que no es necesario hacer la comparación sobre el mismo número de años cuando las alternativas tienen diferentes vidas útiles; cuando se utiliza el método del CAUE, el costo anual uniforme equivalente de la alternativa debe de calcularse solo para un ciclo de vida útil del proyecto, ya

que si el proyecto continúa por más de un ciclo, el costo anual equivalente para el siguiente ciclo y todos los ciclos subsiguientes sería exactamente igual que para el primero, suponiendo que todos los flujos de caja fueran iguales para cada ciclo. Por lo tanto, el CAUE para un ciclo de una alternativa representa el costo anual uniforme equivalente de esta alternativa para siempre.

Cuando el activo de una alternativa dada tiene un valor final de salvamento (VS) o valor residual, el CAUE de la alternativa, se calcula fácilmente restando al CAUE del costo inicial P, el CAUE del valor residual o de salvamento VS, a este método para calcular el CAUE de la alternativa, se le conoce como el método de Fondo de Amortización de salvamento.

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

Finalmente la alternativa que presente el menor CAUE será la seleccionada.

CAPITULO III
OPTIMIZACION DE REDES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
MEDIANTE MODELOS DE PROGRAMACION LINEAL

3.1 Metodología general

Si bien en un proceso de optimización de Sistemas de Distribución, la función objetivo a minimizar debería ser el costo total del sistema sujeto a restricciones de capacidad de las instalaciones, cobertura de demanda y calidad del servicio; es posible optimizarlo por partes, esto es optimizando sus subsistemas componentes, si se emplea el siguiente algoritmo de solución:

- 1) Determinación de la demanda de la ciudad o zona, motivo de estudio.
- 2) Analizar las diferentes alternativas de coberturas de demanda, esto es determinar con cuantas subestaciones y de que magnitud se ha de cubrir la demanda anterior; y seleccionar solo aquellas alternativas viables. Cuando se trata de remodelación de redes, estas alternativas se reducen a unas cuantas, dada la existencia de subestaciones en operación.
- 3) Asumir una alternativa de cobertura de demanda y mediante el modelo de transporte de programación lineal determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y su area de influencia correspondiente. Mediante este paso se optimiza el costo de la red de

distribución secundaria (CTRS) para la alternativa de cobertura de demanda asumida, cuyo costo es igual a CTSE.

4) Para la ubicación óptima determinada en el paso anterior, se determina la red de distribución primaria óptima, cuyo costo será CTRP, mediante el modelo de transbordo de programación lineal.

5) El costo total del Sistema de Distribución determinado, es calculado como la sumatoria de los costos hallados en los pasos anteriores:

$$CTSD = CTSE + CTRS + CTRP$$

6) Se repite el proceso para las demás alternativas de cobertura de demanda y se determina como Sistema de Distribución Óptimo aquel cuyo costo total CTSD sea el mínimo.

La Fig. 9 muestra el diagrama de flujo del algoritmo anterior.

3.2 Ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivación de sus áreas de servicio

3.2.1 Formulación del problema

3.2.1.1 Enfoque del problema

El problema consiste en determinar la ubicación de cada una de las subestaciones de distribución, comprendidas dentro de la alternativa estudiada, de tal manera que el costo total de la red de distribución secundaria sea el mínimo posible; sujeto a las restricciones de cobertura de demanda, capacidad de las instalaciones, calidad y confiabilidad del servicio.

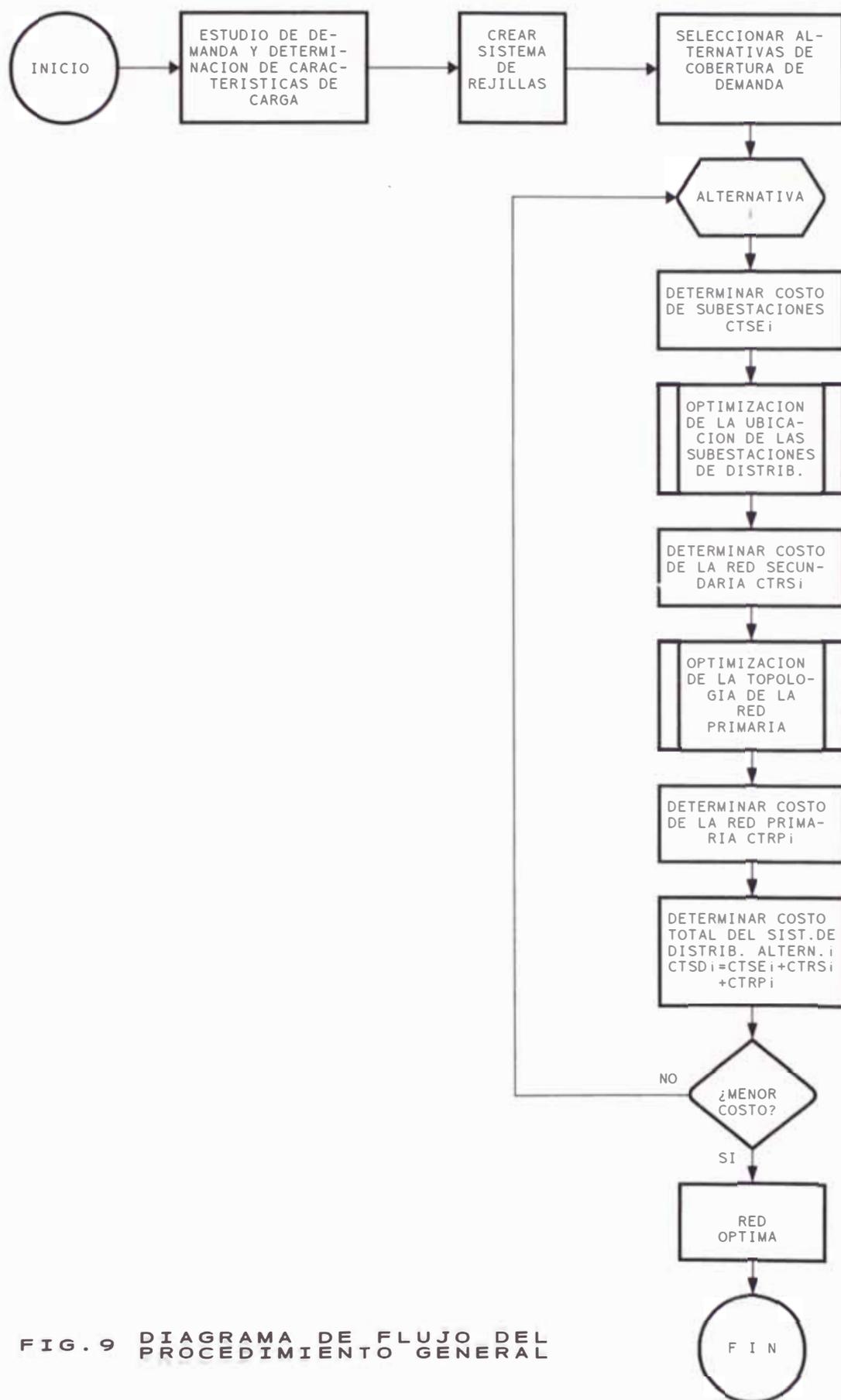


FIG. 9 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO GENERAL

Como se ha visto anteriormente, el costo total por unidad de longitud de la red de distribución secundaria, puede expresarse como la sumatoria de sus respectivos costos unitarios de instalación, operación y mantenimiento, y de pérdidas de energía. Los costos de instalación, a su vez, pueden expresarse como una función lineal de la potencia distribuida; mientras que los costos de pérdidas de energía son expresados mediante una función cuadrática de la carga.

El diagrama de costos de la Fig. 2 es válido, tanto para la red primaria como para la red secundaria, y como se puede ver en este diagrama, se tienen costos únicos y costos recurrentes que se repiten anualmente; por lo que a fin de compararlos y determinar el costo total unitario de la red secundaria, es necesario expresar todos los costos, ya sea como gastos únicos actualizados al presente (año cero) ó como gastos recurrentes anualizados. El método del Valor Presente compara costos actualizados al año cero y el método del Costo Anual Uniforme Equivalente, que ha de emplearse en el presente caso, compara costos recurrentes anualizados, tal como se muestran en la Fig. 3 .

3.2.1.2 Formulación de la función objetivo

La función objetivo a minimizar será el Costo Anual Uniforme Equivalente del costo total unitario de la red de distribución secundaria.

El costo anual uniforme equivalente a los costos unitarios de instalación de la red secundaria (C_{uirs}) y su

valor residual o de salvamento (VrC_{uirs}), al término del periodo de estudio, es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$C_{airs} = C_{uirs} * \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] - VrC_{uirs} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \dots\dots\dots (1)$$

donde:

i : tasa anual del interés del capital

n : periodo de estudio en años.

El Valor Residual o de Salvamento del costo de instalación, puede determinarse facilmente si se asume una depreciación lineal, según se aprecia en la Fig. 10, donde t_u es el tiempo de vida util de las instalaciones y :

$$K_r = (t_u - n)/t_u$$

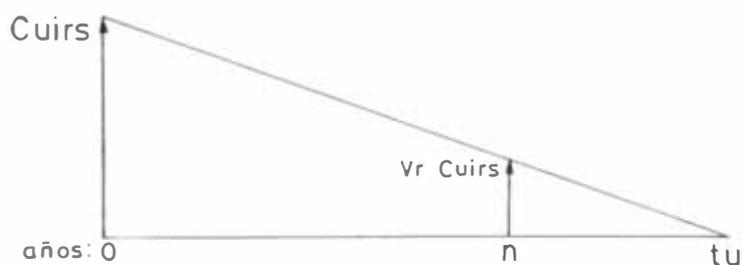


Fig. 10

Luego:

$$VrC_{uirs} = K_r * C_{uirs} \dots\dots\dots (2)$$

(2) en (1):

$$C_{airs} = C_{uirs} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r] \dots\dots\dots (3)$$

Como:

$$C_{uirs} = K_{irs} + M_{irs} * N_{(kVA)} \dots\dots\dots (4)$$

(4) en (3):

$$C_{\text{airs}} = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_s] * [K_{\text{irs}} + M_{\text{irs}} * N_{(\text{kVA})}]$$

Agrupando constantes y haciendo:

$$K_s = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r] * K_{\text{irs}}$$

$$C_{\text{airs}} = K_s + K_s * M_{\text{irs}} * N_{(\text{kVA})}$$

$$C_{\text{airs}} = K_s + K_{1s} * N_{(\text{kVA})}$$

Los costos anteriores estan expresados en US.\$/m-año.

Finalmente el Costo Anual Uniforme Equivalente será la suma de los diferentes costos anualizados:

$$CAUE_{\text{rs}} = C_{\text{airs}} + C_{\text{uomrs}} + C_{\text{upers}}$$

$$CAUE_{\text{rs}} = K_s + K_{1s} * N_{(\text{kVA})} + C_{\text{uomrs}} + K_{\text{prs}} * N_{(\text{kVA})}^2$$

$$CAUE_{\text{rs}} = K_{0s} + K_{1s} * N_{(\text{kVA})} + K_{2s} * N_{(\text{kVA})}^2$$

Como se puede apreciar la ecuación anterior es una función cuadrática, que para propósitos de comparación de alternativas dentro de un determinado rango de cargas, puede ser aproximada a una función lineal, debido al crecimiento continuo que presenta.

Para el presente estudio ha de usarse los mismos parámetros y consideraciones empleados en el estudio "Procedimiento y Cálculo del Valor Agregado de Distribución y de las Tarifas a Clientes Finales", elaborado y aprobado por la Comisión de Tarifas Eléctricas según Res. N°001-94 P/CTE. Siendo estas:

- tiempo de vida de las instalaciones eléctricas igual a 30

anos.

- depreciación lineal de las instalaciones.
- interés del capital en US.\$ del 12% anual.
- costo unitario de la energía de 5.93 Ctv. US.\$/ kwh.

La Fig. 11 muestra la curva correspondiente al Costo Anual Uniforme Equivalente ($CAUE_{rs}$) de una red de distribución secundaria aerea, compuesta de cinco conductores de cobre tipo WP de 10 mm² de sección, con postes de concreto. Se aprecia que para el intervalo de potencias entre 5 kVA y el 80% de la capacidad máxima de los conductores (25.3 kVA), la función puede muy bien ser aproximada mediante la ecuación lineal:

$$CAUE_{rs} = 0.11809 + 0.26816 * N_{(kVA)}$$

Se han elegido valores límites para la carga, considerando que 5 kVA es en realidad la mínima carga que usualmente suele tener un circuito; y por otra parte, se sabe por la experiencia, que cuando se trata de redes aéreas, los conductores son diseñados de acuerdo a las restricciones de caída de tensión mas que por consideraciones de capacidad de carga, y por lo tanto, en la mayoría de casos la carga económica se encuentra entre el 50% y el 60% de su capacidad máxima. Al considerarse como valor límite al 80% de la capacidad máxima del conductor se asegura una condición de trabajo más realista para el conductor, y la aproximación lineal es más cercana para los puntos alrededor de el 60% , tal como se puede apreciar en la Fig.11 .

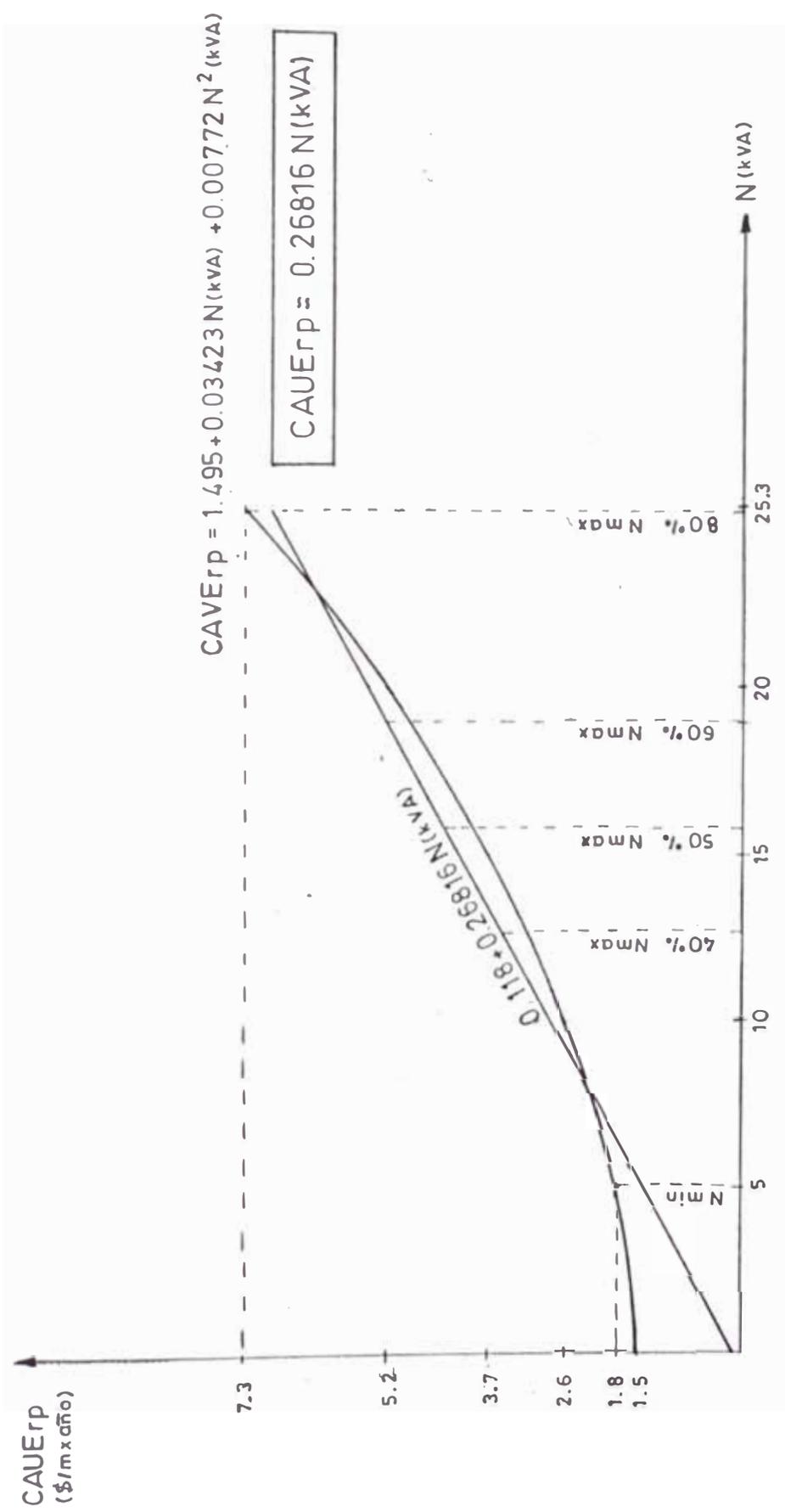


Fig. 11 COSTO TOTAL UNITARIO RED SECUNDARIA S = 10 m² Cu

En general se tendrán curvas cuadráticas que para un determinado rango de operación pueden ser aproximadas por una recta que va a pasar muy cercana al origen. Al considerar esta recta, es posible usar la programación lineal, mas nó los modelos de transporte y transbordo; ya que para usar estos modelos es necesario que la recta pase por el origen; por lo que para propósitos del presente estudio ha de utilizarse como función de aproximación lineal a la recta que pasando por el origen, sea paralela a la obtenida mediante análisis de regresión lineal, considerando el rango de operación anteriormente establecido. Así para la curva de la Fig. 11 la función de aproximación lineal será la recta:

$$\text{CAUE}_{rs} = 0.26816 * N_{(kVA)}$$

Para todos los casos se tendrá, para la red de distribución secundaria, el CAUE del costo total unitario:

$$\text{CAUE}_{rs} = K_{RS} * N_{(kVA)}$$

donde:

CAUE_{rs} : costo anual uniforme equivalente de la red de distribución secundaria, en US\$/m*año.

K_{RS} : constante igual a la pendiente de la recta de aproximación lineal.

$N_{(kVA)}$: flujo de potencia aparente en kVA.

Finalmente el costo total de la red de distribución secundaria (CTRS) será igual a la sumatoria de los productos de los diferentes CAUE_{rs} , de cada uno de los tramos que comprende la red secundaria, por sus respectivas

longitudes, esto es:

$$\text{CTRS} = \sum_{i=1}^u [\text{K}_{\text{RSi}} * L_i * \text{Ni}_{(\text{kVA})}]$$

donde u es el número total de tramos.

Como para el proceso de ubicación de subestaciones y determinar sus áreas de servicio óptimas, no se entra al detalle de dimensionamiento de conductores, para efectos de comparación de alternativas, es factible usar un solo tipo de conductor y así la ecuación anterior, que finalmente es la función objetivo a optimizar, se reduciría a la sumatoria de los productos longitud por potencia:

Función objetivo:

$$\text{Min CTRS} = \sum_{i=1}^u [L_i * \text{Ni}_{(\text{kV})}]$$

3.2.1.3 Formulación de las restricciones

El problema de distribuir energía eléctrica de manera óptima, no solo conlleva a minimizar costos, sino también, ha considerar restricciones como, de cobertura de demanda, capacidad de oferta y capacidad de las instalaciones.

Las restricciones de cobertura de demanda permitirán contemplar el hecho de que todos los sectores deben de ser satisfechos con sus respectivas demandas de energía.

Las restricciones de capacidad de oferta, a su vez, contemplan la capacidad de las subestaciones disponibles, esto es que la energía distribuída por cada Subestación no debe sobrepasar su capacidad en KVA; y las restricciones de capacidad de las instalaciones se deben a la capacidad de

transferencia de carga de los conductores empleados, para el caso presente en que no considera la topología y el dimensionamiento de los conductores, esta última restricción será considerada en el análisis post-optimización.

3.2.2 Formulación del modelo de transporte de programación lineal

El modelo de transporte de programación lineal, aplicado al problema de optimizar costos en la red de distribución de energía eléctrica secundaria, consiste en minimizar los costos de enviar flujo de carga eléctrica desde un conjunto de "M" Orígenes (subestaciones), con ofertas (capacidad) conocidas, a un conjunto de "N" destinos con demandas también conocidas; bajo las restricciones anteriormente señaladas. Así se tiene "M" subestaciones con una capacidad de suministro de "S_i" y "N" destinos con una demanda igual a "D_j"; este problema puede expresarse en forma matricial de la siguiente manera:

CUADRO N° 6 : MATRIZ DEL MODELO DE TRANSPORTE

i \ j		D E S T I N O S					OFERTA
		1	2	3	N	
O R I G E N E S M	1	C ₁₁	C ₁₂	C ₁₃	C _{1N}	S ₁
	2	C ₂₁	C ₂₂	C ₂₃	C _{2N}	S ₂
	3	C ₃₁	C ₃₂	C ₃₃	C _{3N}	S ₃

	M	C _{M1}	C _{M2}	C _{M3}	C _{MN}	S _M
DEMANDA	D ₁	D ₂	D ₃	D _N		

donde:

C_{ij} : costo total unitario anual de enviar potencia desde el origen "i" al destino "j" en US\$/ KVA*año.

Si se considera que, X_{ij} sea la potencia en kVA suministrada por la Subestación "i" al sector "j", y que teóricamente podría existir transferencia de potencia desde cada Subestación "i" a cada uno de los destinos "j", el problema puede ser planteado de la siguiente forma:

$$Z = \text{Min} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N C_{ij} * X_{ij}$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^N X_{ij} \leq S_i \quad ; \quad i=1, \dots, M \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^M X_{ij} \geq D_j \quad ; \quad j=1, \dots, N \quad (2)$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad ; \quad i=1, \dots, M \\ j=1, \dots, N \quad (3)$$

$$X_{ij} \leq L \quad ; \quad i=1, \dots, M \\ j=1, \dots, N \quad (4)$$

La restricción (1) corresponde a la capacidad de oferta, indicando que toda la potencia que emana de la subestación "i" y que se envía a todos los posibles N destinos, no puede exceder a su capacidad " S_i ". Existen M restricciones de este tipo.

La restricción (2), a su vez, es la correspondiente a la cobertura de demanda, indica que toda la potencia que llega al destino "j", de todos los posibles M orígenes, debe de satisfacer a la demanda del destino, esto es D_j . Existen N de este tipo.

La ecuación (3) comprende a las restricciones de no negatividad del flujo, en el sentido de que la potencia solo puede ir de las subestaciones a los destinos de consumo y nó a la inversa.

Finalmente la ecuación (4) representa a las restricciones de capacidad de transferencia de los conductores, donde L es la máxima capacidad de carga de los conductores empleados. Como se ha señalado anteriormente, esta restricción será contemplada en el proceso post-optimización, mediante análisis de sensibilidad, desechando aquellas soluciones que inflinjan esta restricción.

Con la adición de variables de holgura, para convertir las desigualdades en igualdades, el problema formulado puede expresarse mediante el modelo de transporte de programación lineal:

$$Z = \text{Min} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N C_{ij} * X_{ij}$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^N X_{ij} = S_i \quad ; \quad i=1, \dots, M$$

$$\sum_{i=1}^M X_{ij} = D_j \quad ; \quad j=1, \dots, N$$

$$X_{ij} \geq 0 \quad ; \quad \begin{matrix} i=1, \dots, M \\ j=1, \dots, N \end{matrix}$$

3.2.3 Procedimiento para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivar sus áreas de servicio

3.2.3.1 Determinación de la base de datos

La base de datos para el proceso de optimización de la red de distribución secundaria, mediante la determinación de la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y sus correspondientes áreas de servicio óptimas, está conformada por:

- a) Los N destinos de consumo con su respectiva demanda de potencia proyectada al año horizonte del estudio.
- b) Las M subestaciones de distribución con su respectiva capacidad.
- c) La ubicación potencial de las subestaciones, fijada en primera instancia a priori por el proyectista.
- d) El costo por KVA de distribuir potencia desde cada subestación a cada uno de los destinos.

Para construir la base de datos, el area de la ciudad o sector objeto de estudio, se dividirá en cuadrículas de áreas iguales a $100\text{ m} * 100\text{ m}$, con cargas conocidas que las supondremos puntuales y ubicadas en el centro geométrico de las mismas; formandose así un sistema de rejillas que permitirá contemplar la no uniformidad de la demanda en la ciudad, dada la existencia de los diferentes sectores o tipos de consumo existentes en una ciudad. Las dimensiones de las rejillas pueden variar, a criterio del proyectista, en función de los requerimientos del estudio; ya que a menores areas se tendrá una mejor distribución de las subestaciones, pero se requerirá de mayor soporte en cómputo, esto es, mayor capacidad de software y hardware.

3.2.3.2 Determinación de la matriz de costos

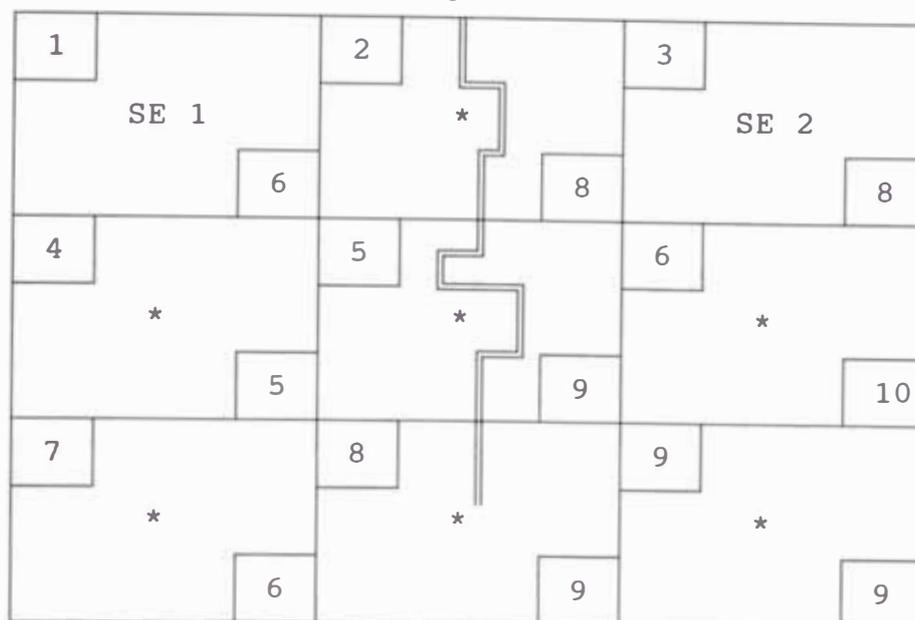
En el acápite 3.2.1.2 se ha demostrado que, para propósitos del presente estudio, los costos C_{ij} pueden ser reemplazados por las longitudes de los respectivos tramos, ya que al considerarse un solo tipo de conductor se tendrá también un solo tipo de costo unitario; luego el costo de distribuir potencia desde un punto a otro, puede muy bien ser reemplazado por la distancia respectiva entre ambos puntos; así, el problema de determinar los costos mínimos se reduce a determinar las distancias mínimas factibles (DMF_{ij}). Para resolver este problema se recurre a la teoría de Grafos y al algoritmo de la Vía Mínima de Dijkstra, detallado en el anexo A.

Se construye un diagrama de grafos representativo de la ciudad ó sector a estudiar, representando cada punto de demanda (rejilla) y cada uno de los puntos de ubicación de la subestaciones como nodos; y la unión entre nodos como arcos, cuya longitud será el costo proporcional por KVA, de transferir potencia desde un nodo origen a otro nodo destino. Mediante el algoritmo de Dijkstra se determina la vía más corta posible entre la ubicación de cada subestación a todos los puntos de demanda, estas son las Distancias Mínimas Factibles DMF_{ij} , que serán las que finalmente entren al Modelo de Transporte como coeficientes de costos por KVA.

Con el fin de aclarar los conceptos señalados, en la Fig. 12 se presenta una pequeña aplicación consistente en

2 subestaciones y 9 destinos o rejillas.

Fig. 12



donde:

-  : número del sector ó rejilla
-  : demanda del sector ó rejilla en kVA
- (*) : punto de concentración de la carga
- SE 1 : capacidad de 50 kVA
- SE 2 : capacidad de 25 kVA
-  : obstáculo natural (río)

El área geográfico mostrado en la Fig.12 puede ser representado por la red de grafos mostrada en la Fig. 13, en la que los números encima de los arcos representan las distancias entre los respectivos nódulos. Como las áreas geográficas de las rejillas son iguales, las distancias entre sus centros serán también las mismas, por lo que con el propósito de facilitar el cálculo y solo a manera de ejemplo, se está suponiendo que todas las distancias horizontales y verticales serán iguales a 1.0 y las

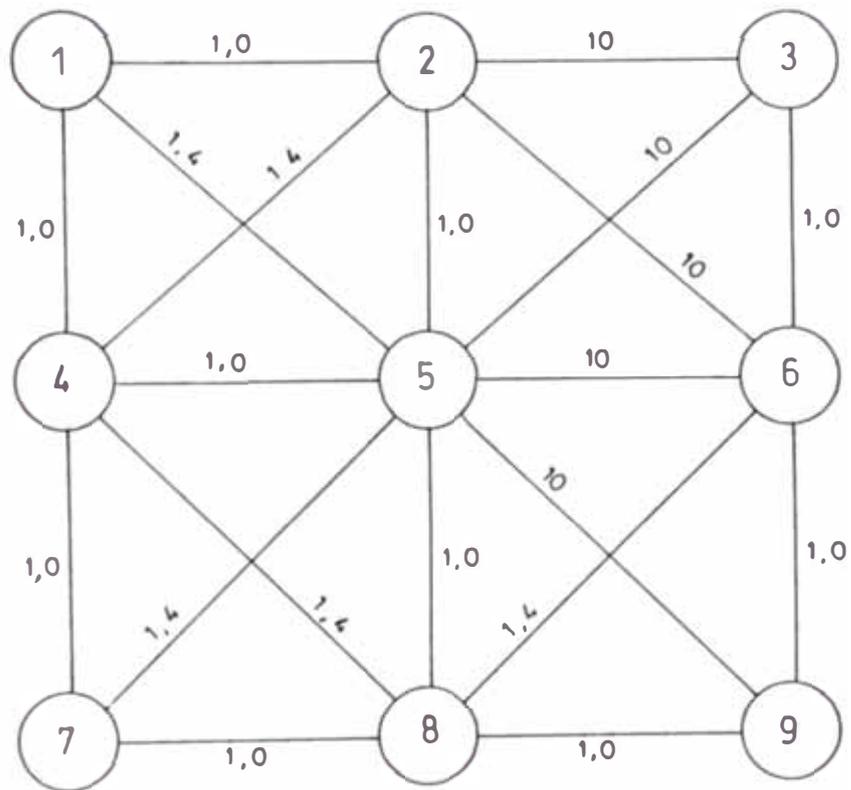


Fig. 13 DIAGRAMA DE GRAFOS

distancias en diagonal igual 1.4 se ha asignado una distancia igual a 10.0 para los casos en que se presenta un bloqueo debido al río, como son las distancias entre las rejillas 2-3, 5-6, 2-6 y 5-3, con el propósito de que el programa los considere como ruta prohibida.

CUADRO N° 7 : INGRESO DE DATOS DEL PROGRAMA DE VIA MINIMA

De NODO N_j :	A NODO N_k :	C_{jk}	De NODO N_j :	A NODO N_k :	C_{jk}
1	2	1,0	5	6	10,0
1	4	1,0	5	7	1,4
1	5	1,4	5	8	1,0
2	1	1,0	5	9	10,0
2	3	10,0	6	2	10,0
2	4	1,4	6	3	1,0
2	5	1,0	6	5	10,0
2	6	10,0	6	8	1,4
3	2	10,0	6	9	1,0
3	5	10,0	7	4	1,0
3	6	1,0	7	5	1,4
4	1	1,0	7	8	1,0
4	2	1,4	8	4	1,4
4	5	1,0	8	5	1,0
4	7	1,0	8	6	1,4
4	8	1,4	8	7	1,0
5	1	1,4	8	9	1,0
5	2	1,0	9	5	10,0
5	3	10,0	9	6	1,0
5	4	1,0	9	8	1,0

El Cuadro N° 7 muestra la estructura de ingreso de datos para el programa de la Vía Mínima en la que:

N_j : un nodo de la Red de Grafos.

j : varía de 1 a N (número de rejillas).

N_k : es un nodo vecino de N_j .

k : varía de 1 a 8.

Para correr el programa de Vía Mínima debe de ingresarse los nodos orígenes, esto es, la posición en que se encuentran ubicadas las subestaciones; y como resultado de la ejecución, el programa presentará un listado de las

Distancias Mínimas Factibles "DMF_{ij}" , desde cada nodo origen (Subestación), a cada uno de los nodos destinos (rejillas). Los resultados del programa, para el problema ejemplo, son mostrados en el cuadro N° 8.

CUADRO N° 8 : DISTANCIAS MINIMAS FACTIBLES DMF.

	DEST Nj	1	2	3	4	5	6	7	8	9
O R G . N i	1	0,0	1,0	4,8	1,0	1,4	3,8	2,0	2,4	2,8
	2	4,8	4,4	0,0	3,8	3,4	1,0	3,4	2,4	2,0

3.2.3.3 Determinación de las áreas de servicio óptimas mediante el modelo de transporte

Después de determinar las cargas para cada rejilla y sus correspondientes "DMF_{ij}" a cada una de las Subestaciones de Distribución, la tarea que sigue es la de establecer los límites del area de servicio para cada Subestación, de tal manera que todas las rejillas sean servidas lo mas económicamente posible, sin sobrecargar ninguna Subestación. Para este propósito se ha elegido el modelo de transporte de programación lineal por su simplicidad y su particularidad de considerar la presencia de obstáculos naturales ó artificiales en las rutas de alimentadores de distribución, como podrían ser ríos, cerros, construcciones, etc. El algoritmo que resuelve el modelo de transporte de programación lineal es presentado en el Anexo A.

El modelo de transporte requiere que el problema a

resolver se encuentre balanceado, esto es, que la demanda total sea igual a la oferta total; como usualmente en la práctica esto no sucede, se utiliza seudos destinos para absorber la oferta sobrante con costos igual a cero, estos seudo destinos podrán absorber las perdidas de potencia en los alimentadores a criterio del proyectista. En el ejemplo mostrado, como la demanda total asciende a 70 kVA y la oferta a 75 kVA, se ha creado un seudo destino N°10 con una demanda de 5 kVA.

La estructura de ingreso de datos para el modelo de transporte es similar a los formatos empleados por una hoja de cálculo, donde en las primeras M columnas se consideran a los M orígenes y en las primeras N filas a los N destinos. Los coeficientes de costos son ingresados en la matriz de rango M*N ; mientras que en la columna M+1 se ingresa las demandas de los N destinos y en la fila N+1 las ofertas de los M orígenes. Así el ingreso de datos para el problema ejemplo, sería el mostrado en el cuadro N° 9.

CUADRO N° 9 : INGRESO DE DATOS DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE

Orig.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	OFERTA
Dest.											
1	0,00	1,00	4,80	1,00	1,40	3,80	2,00	2,40	2,80	0,00	50,00
2	4,80	4,40	0,00	3,80	3,40	1,00	3,40	2,40	2,00	2,00	25,00
DEMAN.	6,00	8,00	8,00	5,00	9,00	10,00	6,00	9,00	9,0	5,00	

Como resultado del programa se obtienen las areas de servicio óptimas, para la primera ubicación a priori de las subestaciones, así como la carga asignada a cada subestación. A continuación son mostrados los resultados obtenidos, de la primera corrida, para el problema ejemplo:

NRO. DE ORIGEN	NRO. DE DESTINO	CANTIDAD
1	1	6,00
1	2	8,00
1	4	5,00
1	5	9,00
1	7	6,00
1	8	9,00
1	9	2,00
1	10	5,00
2	3	8,00
2	6	10,00
2	9	7,00
COSTO == > 88,80		

Podría darse el caso de que una rejilla sea servida por más de una subestación, tal como sucede con el problema ejemplo; en este caso, se sugiere considerar a esta rejilla como correspondiente al área de influencia de la subestación que le suministre mayor carga, ó también, podría repartirse el área de la rejilla, de manera proporcional a la carga suministrada a esta por las subestaciones involucradas.

En la solución mostrada puede observarse que, el área de influencia de la SE 2, está conformada por las rejillas 3, 6 y la mayor parte de la rejilla 9 ; el resto de rejillas forman el área de influencia de la SE 1. La rejilla 9 está servida por ambas subestaciones y es porque la SE 2 se encuentra saturada, ya que sumando las cargas de su área de influencia se obtiene 25 kVA; no sucede lo mismo con la SE 1, que presenta un exceso de capacidad de 5 kVA.

3.2.3.4 Optimización de la ubicación de las subestaciones de distribución

Si bien el resultado de una primera corrida no optimiza la ubicación de las subestaciones de distribución, es sin

embargo, un excelente punto de partida para la optimización deseada, ya que permite al proyectista, mediante análisis de sensibilidad, reubicar las subestaciones de distribución, con la finalidad de minimizar el costo de la Red; y así mediante una sucesión de corridas de los programas de vía mínima y de transporte, determinar la ubicación óptima de las mismas. En el problema ejemplo, al reubicar la SE 1 a la rejilla 4 y la SE 2 a la rejilla 6, se reduce el costo total de la red a 64.6; aún conservando las mismas áreas de influencia.

Cuando se logra capacidad de reserva y la confiabilidad a criterio del proyectista, y se ha obtenido el valor más bajo posible para la función objetivo, es que se ha encontrado la solución óptima del problema de ubicar las subestaciones de distribución y derivar sus áreas de servicio. Para el problema ejemplo se ha obtenido la siguiente solución óptima:

- Ubicación de las subestaciones:

SE 1 : rejilla N° 5

SE 2 : rejilla N° 6

- Programa de vía mínima:

CUADRO N° 10 : RESULTADOS DEL PROGRAMA DE VIA MINIMA

	DEST Nj	1	2	3	4	5	6	7	8	9
O R G · N i	1	1,4	1,0	3,4	1,0	0,0	2,4	1,4	1,0	1,4
	2	3,8	3,4	1,0	2,8	2,4	0,0	2,4	1,4	1,0

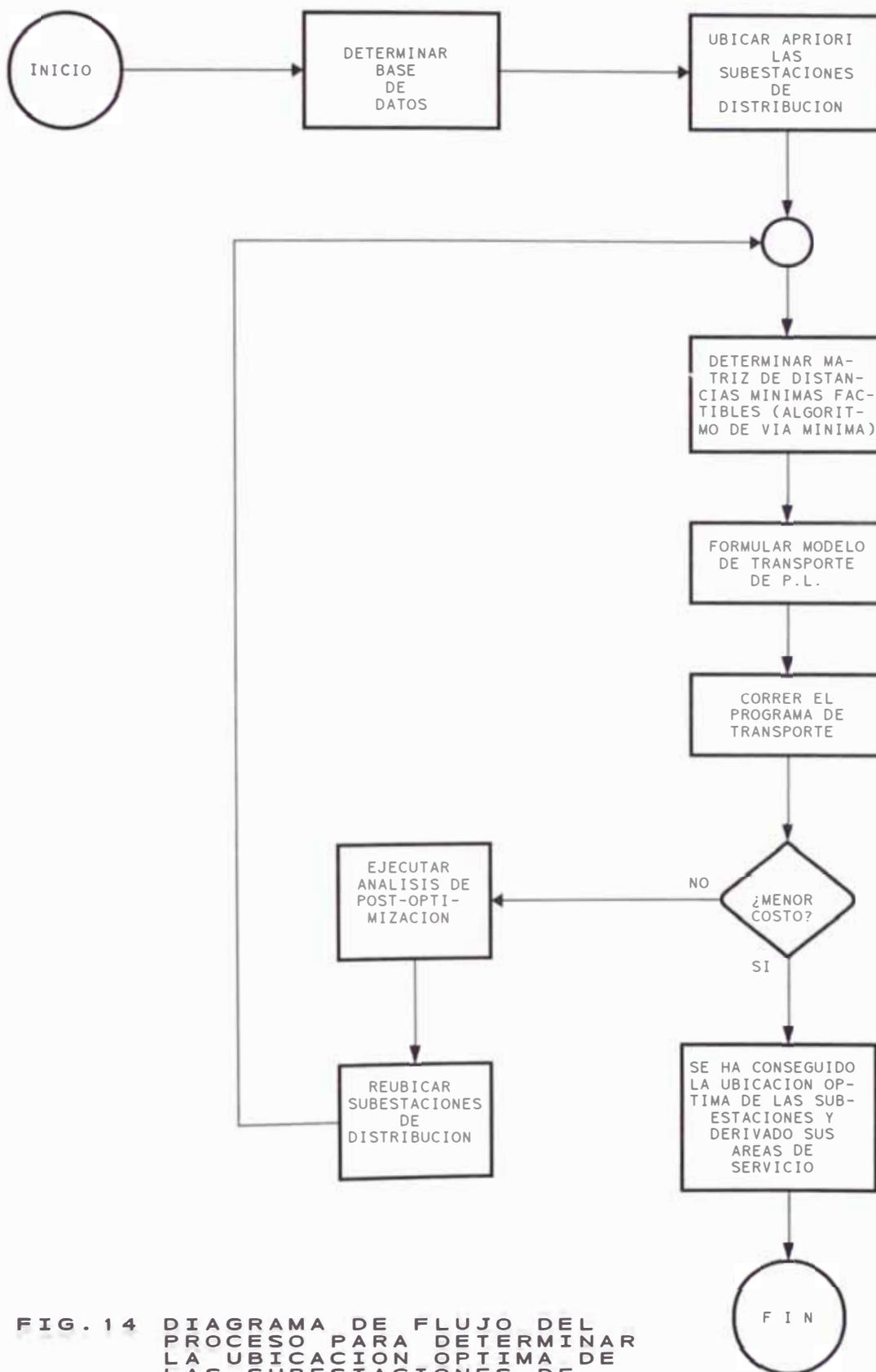


FIG. 14 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO PARA DETERMINAR LA UBICACION OPTIMA DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y DERIVAR SUS AREAS DE SERVICIO.

- Resultados del programa transporte:

NRO. DE ORIGEN	NRO. DE DESTINO	CANTIDAD
1	1	6,00
1	2	8,00
1	4	5,00
1	5	9,00
1	7	6,00
1	8	9,00
1	9	2,00
1	10	5,00
2	3	8,00
	6	10,00
2	9	7,00
COSTO == >		56,60

La Fig. 14 muestra el diagrama de flujo del proceso seguido para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivar sus áreas de servicio.

3.3 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria

3.3.1 Formulación del problema

3.3.1.1 Enfoque del problema

Una vez ubicadas las subestaciones de distribución, de manera que el costo total anualizado de la red secundaria sea el mínimo posible, ha de optimizarse la red primaria. Luego el problema a resolver ahora, es el de distribuir potencia a media tensión, desde el centro de generación o el centro de transformación de alta a media tensión, hasta cada una de las subestaciones ubicadas optimamente en el capítulo anterior; de tal forma que, el costo total anualizado de la red primaria sea el mínimo posible.

En el proceso de optimización de la red secundaria, ha sido posible usar el modelo de transporte de programación

lineal, porque el alcance del estudio, no abarca la determinación del recorrido óptimo de los conductores, considerando que a ese nivel de tensión, las áreas en las que se debe determinar los recorridos de los conductores son pequeñas y por lo tanto, determinar la topología de los circuitos secundarios resulta obvio. No sucede lo mismo con la red primaria, cuya área de influencia es toda la ciudad; y la existencia de un gran número de alternativas para las rutas alimentadoras, exige realizar un proceso de optimización especial, a fin de determinar la topología óptima de la red primaria.

Para determinar la topología óptima de la red primaria se usará el modelo de transbordo de programación lineal, que como se verá mas adelante, no es mas que la extensión del modelo de transporte.

3.3.1.2 Formulación de la función objetivo

En el capítulo anterior se ha visto que el costo total de un tramo de red primaria, está compuesto por sus componentes relativos a la instalación, operación y mantenimiento, y de pérdidas de energía; y como estos componentes, pueden expresarse como funciones lineales o cuadráticas con respecto al flujo de carga. Al expresar todos los costos componentes, como costos anuales uniformes equivalentes, puede obtenerse el costo total anual unitario por longitud y flujo de carga, que es el que finalmente se requiere en el presente proceso de optimización.

En el acápite 2.2.2.1 se ha demostrado que, el costo

unitario de instalación de la red primaria, puede expresarse como una función lineal de la carga:

$$C_{uirp} = K_{irp} + M_{irp} * N_{(kVA)} \quad (\text{US.}\$/\text{m}) \dots\dots\dots (1)$$

Luego el costo anual uniforme equivalente del costo de instalación y su valor residual o de salvamento será:

$$C_{airp} = C_{uirp} * \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] - VrC_{uirp} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \dots (2)$$

donde:

C_{airp} : costo anual uniforme equivalente de instalación de la Red Primaria.

VrC_{uirp} : valor residual ó de salvamento del costo de instalación.

i : tasa anual del interés del capital.

n : periodo de estudio en años.

El Valor Residual o de Salvamento del costo de instalación, puede determinarse facilmente si se asume una depreciación lineal.

$$VrC_{uirp} = K_r * C_{uirp} \dots\dots\dots (3)$$

(3) en (2) :

$$C_{airp} = C_{uirp} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r] \dots\dots\dots (4)$$

(1) en (4) :

$$C_{airp} = K_p + [K_p * M_{irp} * N_{(kVA)}]$$

donde:

$$K_p = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r] * [K_{irp}]$$

Luego considerando: $K_{pi} = K_p * M_{irp}$, el costo anual uniforme equivalente de instalación de la Red Primaria, podrá expresarse como una función lineal de la carga.

$$C_{airp} = K_p + K_{p1} * N_{(kVA)} \dots\dots\dots (5)$$

Los costos C_{airp} están expresados en US.\$/m-año.

El Costo Anual Uniforme Equivalente del costo total unitario de la red primaria ($CAUE_{rp}$, en US.\$/ m* año, será igual a la suma de los diferentes costos anualizados, determinados previamente en el Capítulo II.

$$CAUE_{rp} = C_{airp} + C_{uomrp} + C_{uperp} \dots\dots\dots (6)$$

Tal como se detalla en el capítulo anterior, el costo unitario de operación y mantenimiento de la red primaria " C_{uomrp} ", puede expresarse como un porcentaje del costo unitario de instalación:

$$C_{uomrp} = K_{omrp} * C_{uirp} \quad (\text{US.}/\text{m}^*\text{año}) \dots\dots\dots (7)$$

Por su parte, el costo unitario de pérdidas de energía " C_{uperp} ", puede expresarse como una función cuadrática de la carga:

$$C_{uperp} = K_{perp} * N_{(kVA)}^2 \quad (\text{US.}/\text{m}^*\text{año}) \dots\dots\dots (8)$$

(5), (7) y (8) en (6):

$$CAUE_{rp} = K_{p0} + K_{p1} * N_{(kVA)} + K_{p2} * N_{(kVA)}^2$$

donde:

$$K_{p0} = K_p + K_{omrp} * C_{uirp}$$

$$K_{p2} = K_{perp}$$

$CAUE_{rp}$ está expresado en US.\$/m*año.

Si bien la ecuación anterior no es lineal, puede ser aproximada mediante una función lineal, para los diferentes rangos de operación, tal como se puede apreciar en las figuras 15, 16, 17 y 18, que muestran las curvas

correspondientes al "CAUE_{rp}", para tramos de red primaria aérea, con conductores de cobre desnudos de sección de 10, 16, 35 y 50 mm² respectivamente. Al calcular estas curvas se ha considerado lo siguiente:

- periodo de estudio de 20 años , n=20.
 - vida útil de las instalaciones de 30 años.
 - depreciación lineal de las instalaciones.
 - tasa de interés del capital en US.\$ de 12% anual, i=12%
- Igualmente, se ha considerado como valores límites de los rangos de operación, la capacidad nominal de una subestación de distribución aérea (100 kVA) y el 80% de la capacidad de carga máxima del conductor; esto, contemplando que la carga económica para las redes aéreas oscila al rededor del 50% al 60% de la capacidad de carga del conductor.

Concluyendo se demuestra que, tal como sucedió con la red secundaria, el CAUE_{rp} puede aproximarse como una función lineal con respecto a la carga $N_{(kVA)}$, dentro de un rango de operación normal. Luego:

$$CAUE_{rp} = K_{RP} * N_{(kVA)}$$

donde:

CAUE_{rp} : costo anual uniforme equivalente de la red de distribución primaria, en US\$/m*año.

K_{RP} : constante igual a la pendiente de la recta de aproximación lineal.

N_(kVA) : flujo de potencia aparente en kVA.

Finalmente la función objetivo a minimizar es el costo

total de la red de distribución primaria (CTRP), que será igual a la sumatoria de los productos de los diferentes CAUE_{TP}, de cada uno de los tramos que comprende la red primaria, por sus respectivas longitudes. Matemáticamente se tiene:

$$\text{CTRP} = \sum_{i=1}^u [K_{RPi} * L_i * Ni_{(kVA)}]$$

donde:

u : número total de tramos.

Haciendo: $C_i = K_{RPi} * L_i$

Función objetivo:

$$\text{Min CTRP} = \sum_{i=1}^u [C_i * Ni_{(kVA)}]$$

3.3.1.3 Formulación de las restricciones

Las restricciones para la determinación de la topología óptima de la red de distribución primaria, serán básicamente las mismas que en el caso de la red secundaria, como son restricciones de cobertura de demanda, capacidad de oferta y de las instalaciones; además de las restricciones propias del modelo de transbordo.

En este caso, la demanda a cubrir es la carga máxima a la que se encuentran operando cada una de las subestaciones de distribución, es decir, la máxima demanda de sus áreas de influencia respectivas.

La capacidad de las instalaciones estarán dadas, por la capacidad de oferta del Centro de Generación y/o Transformación, y por la capacidad de transferencia de carga de los diferentes tipos de conductores.

3.3.2 Formulación del modelo matemático

3.3.2.1 Modelo de red

El asumir que la demanda total de energía eléctrica de una pequeña area geográfica, denominada rejilla, como una carga puntual ubicada en el centro de la misma, permite poder representar, con suficiente detalle, la distribución de carga no uniforme dentro del area de estudio. Luego, una vez distribuídas estas rejillas dentro de las areas de influencia de las diferentes subestaciones y obtenido la ubicación óptima de estas, el paso siguiente es determinar las rutas por donde alimentar estas subestaciones (destinos), desde los diferentes Centros de Transformación y/o Generación, que para propósitos del presente estudio los denominaremos en comun, como orígenes. Para este propósito es necesario representar a la red de distribución primaria mediante un modelo matemático, en la que sea posible describir, de manera general, las características y disposición geográfica de los orígenes, destinos, así como de las diferentes rutas existentes o potenciales.

En matemáticas un gráfico es un conjunto de nódulos y arcos, donde un arco puede ser tomado como un segmento de línea dirigido, conectando dos de los nódulos. Como en el proceso de optimización de la red secundaria, podemos construir un modelo de la red de distribución primaria, utilizando un diagrama gráfico, al tratar a las fuentes y usos de la energía como nódulos, y los cables que los conectan, como arcos. Los nódulos que tanto, reciben

energía como envían energía a otros nódulos, se llamarán nódulos de trasbordo. Al formular el modelo se considerará como nodulos a:

- Centros de transformación y/o generación : fuentes.
- Subestaciones intermedias : nódulos de transbordo.
- Subestaciones terminales : nódulos terminales.

En general se tratarán a todos los nódulos como nódulos de trasbordo, ya que en cualquier contexto de solución, será claro cuáles nódulos solamente transmiten energía (nodulos fuentes), cuáles aceptan y transmiten energia (nódulos de trasbordo), y cuales solamente reciben energía (nódulos terminales).

El problema se describe en primer lugar como un modelo de red, ya que es más cercano al problema real de distribución de energía eléctrica. Luego el modelo se reformula como un modelo de transbordo de programación lineal; debido a que esta última forma es posible hacer uso de el análisis de post-optimización, para propósitos de imponer otras restricciones y para estudiar los efectos de diseños alternativos del subsistema.

La anotación que usaremos para formular el modelo de red es la siguiente :

$P = \{1, \dots, p\}$ = el conjunto de nódulos

$A = \{1, \dots, a\}$ = el conjunto de arcos dirigidos (i, j) ;

para todo $i, j \in P$.

X_k = flujo de energía en el arco k ; para todo $k \in A$.

U_k = límite superior de flujo de energía en el arco k ;

para todo $k \in A$.

C_k = costo unitario de flujo de energía en el arco k ;

para todo $k \in A$.

L_j = consumo de energía (demanda) en el nódulo j ; para todo $j \in P$.

AE_j = conjunto de arcos dirigidos (i,j) que entran en el nódulo j ; para todo $j \in P$.

AS_j = conjunto de arcos dirigidos (j,i) que salen del nódulo j ; para todo $j \in P$.

Luego el problema matemático de distribuir energía desde las fuentes hasta las ubicaciones de demanda, en el menor costo posible es :

$$\text{Minimice } Z = \sum_{k \in A} [C_k * X_k] \quad \dots\dots\dots(1)$$

sujeto a :

$$\sum_{k \in AE_j} X_k - \sum_{k \in AS_j} X_k = L_j \quad ; \text{ para todo } j \in P \quad \dots\dots(2)$$

$$0 \leq X_k \leq U_k \quad ; \text{ para todo } k \in A \quad \dots\dots\dots(3)$$

donde:

(1) es la función objetivo de "costo" mínimo.

(2) son las restricciones de cobertura de demanda, una por nódulo, que formulan que el consumo de flujo de energía del nódulo, será igual a la diferencia entre, la suma de flujo de energía que ingresa al nódulo, menos la suma del flujo de energía que sale del nódulo.

(3) restricciones de no negatividad y capacidad de las instalaciones, que formulan que el flujo en cada

arco, debería ser no-negativo; y menor ó igual a la capacidad estimada de la línea usada en el arco.

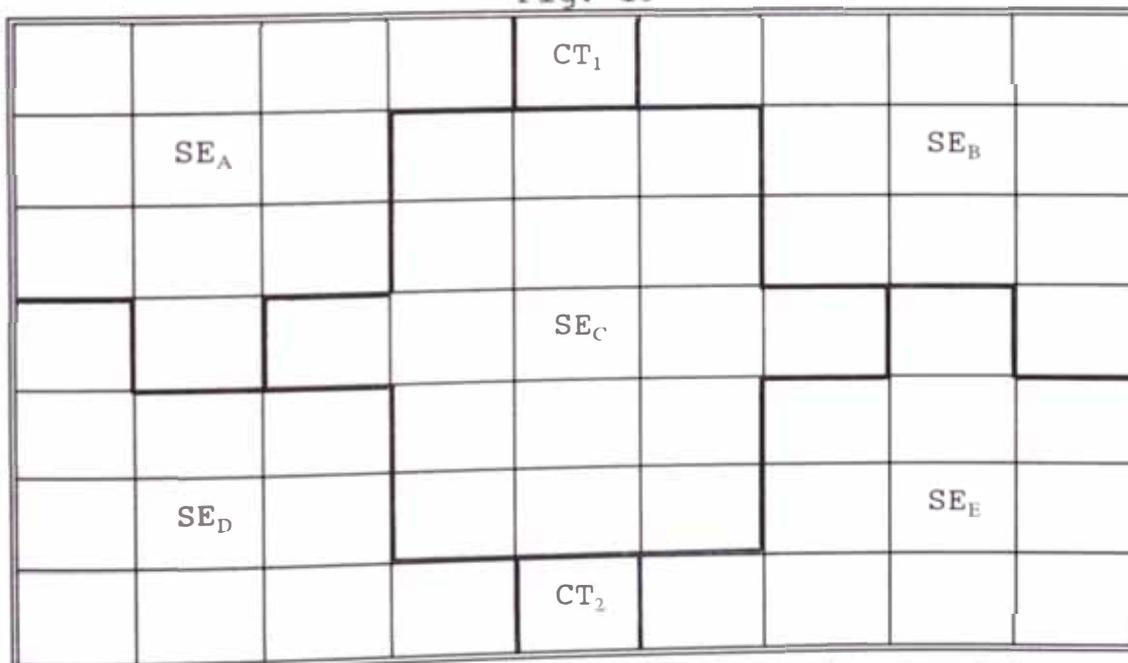
El problema formulado en (1) - (3), es un problema de programación lineal y puede ser resuelto usando modelos de red de programación lineal. Puede demostrarse que el modelo de red descrito es equivalente al modelo de trasbordo de programación lineal, el cual será descrito en el acápite siguiente.

Con el propósito de aclarar el proceso de construcción de los modelos, en la Fig. 19 se presenta una pequeña aplicación consistente en 2 centros de generación o transformación (orígenes), 5 subestaciones de distribución (destinos) y 63 rejillas; en la que:

SE_X : subestación de distribución X.

CT_1 : centro de transformación 1.

Fig. 19



La Fig. 20 muestra los nódulos y arcos con dirección que

se usan para la formulación del modelo de red de la aplicación presentada. Cada arco con dirección representa un posible flujo de energía en la dirección indicada, y se vuelve una variable en la formulación del problema. Cada nódulo, por su parte, crea una restricción que garantiza la conservación del flujo de energía dentro y fuera del nódulo. Hay otras dos cantidades asociadas con cada arco, primero un límite superior en el flujo de energía a través de ese arco, que es en realidad la capacidad de transporte de carga máxima para el tipo de línea de ese arco; segundo, un coeficiente de costo que aparece en la función objetivo del problema, pudiendo representar:

- la distancia física entre los dos puntos terminales del arco.
- la resistencia eléctrica para el tipo de línea que conecta los dos puntos terminales.
- una aproximación lineal al costo de pérdidas de energía y costos de instalación para un tipo dado de línea.

Para el ejemplo presentado la formulación del modelo de red sería la siguiente:

$$P = \{ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 \}$$

$$A = \{ A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8, A_9, A_{10}, A_{11}, A_{12}, A_{13}, A_{14}, A_{15}, A_{16}, A_{17}, A_{18}, A_{19}, A_{20} \}$$

Función objetivo:

$$\text{Mín. } Z = C_1 X_1 + C_2 X_2 + C_3 X_3 + C_4 X_4 + C_5 X_5 + C_6 X_6 + C_7 X_7 + C_8 X_8 + C_9 X_9 + C_{10} X_{10} + C_{11} X_{11} + C_{12} X_{12} + C_{13} X_{13} + C_{14} X_{14} + C_{15} X_{15} + C_{16} X_{16} + C_{17} X_{17} + C_{18} X_{18} + C_{19} X_{19} + C_{20} X_{20}$$

Restricciones:

$$\begin{aligned} -X_1 - X_2 - X_3 &= L_1 \\ X_1 + X_6 + X_{12} - X_4 - X_5 &= L_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X_2 + X_4 + X_{10} + X_{11} + X_{14} + X_{16} - X_7 - X_9 - X_8 - X_5 &= L_2 \\
 X_3 + X_7 + X_{15} - X_{10} - X_{11} &= L_4 \\
 X_2 + X_4 + X_{17} - X_{12} - X_{13} &= L_5 \\
 X_4 + X_{11} + X_{18} - X_{14} - X_{15} &= L_6 \\
 -X_{16} - X_{17} - X_{18} &= L_7 \\
 0 \leq X_k \leq U_k & \quad ; \text{ para todo } k = 1, \dots, 18
 \end{aligned}$$

3.3.2.2 Modelo de transbordo

Para formular el modelo de transbordo a partir del modelo de red, se empleará las siguientes consideraciones y anotaciones:

$I = \{1, \dots, m\}$ = conjunto de nódulos fuente (origenes)

$J = \{1, \dots, n\}$ = conjunto de nódulos de demanda (destinos)

$P = I \cup J$

S_i = oferta del nódulo i ; para todo $i \in P$

D_j = demanda del nódulo j ; para todo $j \in P$

C_{ij} = costo unitario de enviar flujo de energía del nódulo i al nódulo j ; para todo $i, j \in P$

X_{ij} = cantidad de flujo de energía enviada desde el nódulo i al nódulo j · para todo $i, j \in P$

U_{ij} = límite superior de flujo de energía del arco A_{ij} .

donde:

Si $i \in I$, entonces $S_i > 0$; en caso contrario $S_i = 0$

Si $j \in J$, entonces $D_j > 0$; en caso contrario $D_j = 0$

Hay dos condiciones especiales que deben de satisfacer los C_{ij} :

1) $C_{ii} = 0$ para todo $i \in P$; es decir, el costo de retener el exceso de energía en el nódulo i es cero para todas las i . La variable x_{ii} deberá ser interpretada como una variable

floja.

2) si no hay arco conectando los nódulos i y j , entonces $c_{ij} = \infty$. En realidad, por la particularidad del modelo de transbordo en construir sus propias rutas, dichos costos infinitos nunca se introducen como datos y las variables X_{ij} asociadas, por lo tanto, serán igual a cero.

Así, la forma matemática del problema de trasbordo puede ser formulada como:

$$\text{Minimice } Z = \sum_{i \in P} \sum_{j \in P} [C_{ij} * X_{ij}] \dots\dots\dots(4)$$

sujeto a :

$$\sum_{j \in P} X_{ij} - \sum_{j \in P} X_{ji} = S_i ; \text{ para todo } i \in I \dots\dots(5)$$

$$\sum_{i \in P} X_{ij} - \sum_{i \in P} X_{ji} = D_j ; \text{ para todo } j \in J \dots\dots(6)$$

$$0 \leq X_{ij} \leq U_{ij} ; \text{ para todo } i, j \in P \dots\dots(7)$$

El problema formulado corresponde al modelo de transbordo con cota superior y puede ser resuelto, tal como se verá en el acápite siguiente, mediante el algoritmo de transporte de Programación Lineal.

La primera restricción implica que para cada nódulo fuente " i ", el flujo total que sale menos el flujo total que entra, debe ser igual a la capacidad de oferta " S_i " que tiene dicho nodo. La segunda restricción considera el caso contrario, esto es, para cada nódulo destino " j ", la diferencia entre los flujos totales que entran y los que salen, debe ser igual a la demanda " D_j " de dicho destino. La última restricción obedece a dos características, primero a que para el modelo de transbordo, el sentido de

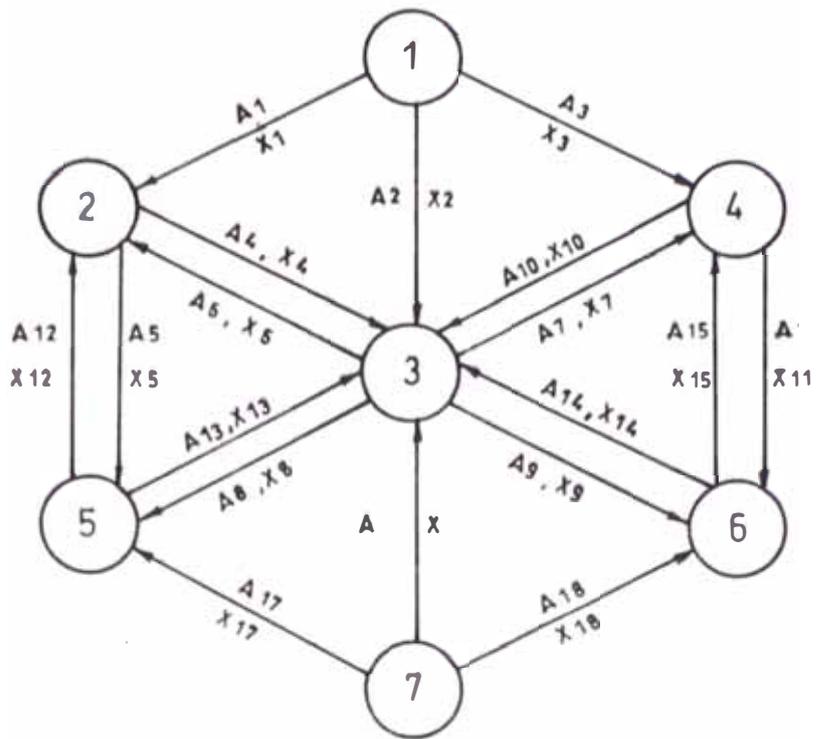


Fig. 20

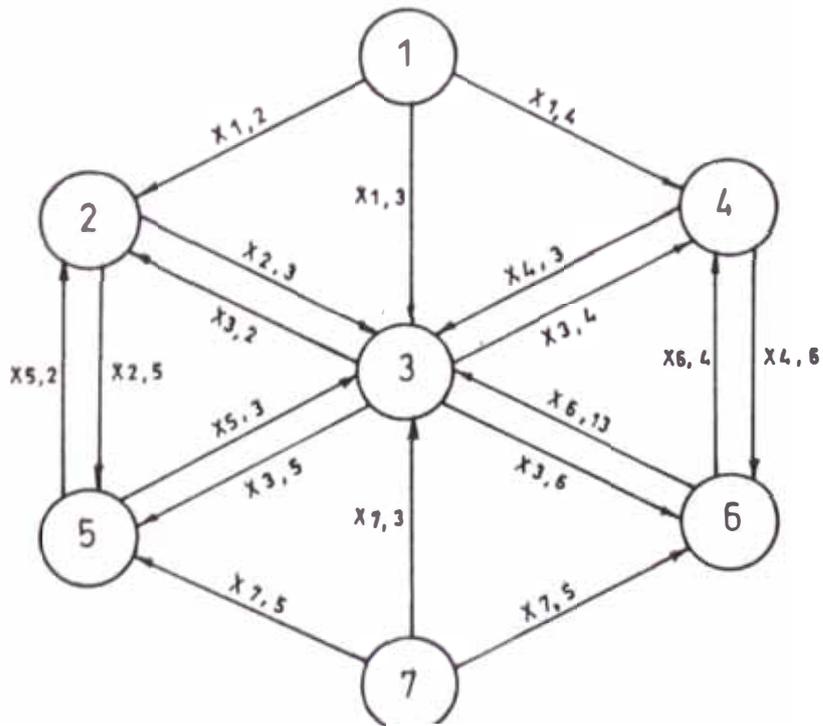


Fig. 21

flujo es siempre de origen a destino; y segundo que existirá un límite superior U_{ij} para cada flujo X_{ij} , dado por la capacidad de transporte de los conductores empleados. La Fig. 21 muestra el diagrama de grafos a emplearse para construir el modelo de transbordo, para el ejemplo usado en el modelo de red. Su formulación matemática respectiva se presenta a continuación:

$$I = \{ 1, 7 \} \quad J = \{ 2, 3, 4, 5, 6 \}$$

Función objetivo:

$$\text{Min. } Z = C_{1,2} X_{1,2} + C_{1,3} X_{1,3} + C_{1,4} X_{1,4} + C_{2,3} X_{2,3} + C_{2,4} X_{2,4} + C_{2,5} X_{2,5} + C_{3,2} X_{3,2} + C_{3,3} X_{3,3} + C_{3,4} X_{3,4} + C_{3,5} X_{3,5} + C_{4,2} X_{4,2} + C_{4,3} X_{4,3} + C_{4,4} X_{4,4} + C_{5,2} X_{5,2} + C_{5,3} X_{5,3} + C_{5,4} X_{5,4} + C_{6,3} X_{6,3} + C_{6,4} X_{6,4} + C_{7,3} X_{7,3} + C_{7,4} X_{7,4} + C_{7,5} X_{7,5} + C_{7,6} X_{7,6}$$

Restricciones:

$$X_{1,2} + X_{1,3} + X_{1,4} = S_1$$

$$X_{7,3} + X_{7,4} + X_{7,5} = S_7$$

$$X_{1,2} + X_{3,2} + X_{5,2} - X_{2,3} - X_{4,3} = D_2$$

$$X_{1,3} + X_{2,3} + X_{4,3} + X_{5,3} + X_{6,3} + X_{7,3} - X_{3,2} - X_{3,4} - X_{4,5} - X_{5,6} = D_3$$

$$X_{1,4} + X_{3,4} + X_{6,4} - X_{4,3} - X_{4,6} = D_4$$

$$X_{2,5} + X_{3,5} + X_{7,5} - X_{5,2} - X_{5,3} = D_5$$

$$X_{3,6} + X_{4,6} + X_{7,6} - X_{6,3} - X_{6,4} = D_6$$

$$0 \leq X_{ij} \leq U_{ij} \quad ; \text{ para todo } i = 1, 7 \text{ y } j = 2, 3, 4, 5, 6$$

Se puede apreciar que al reemplazar las variables X_k del modelo de red, por sus equivalentes en el modelo de transbordo X_{ij} , la formulación del problema ejemplo resulta la misma, con lo que se demuestra que cualquier sistema de distribución puede ser representado por un modelo de transbordo de cota superior.

3.3.3 Solución del modelo de transbordo

En el modelo de transporte de Programación Lineal, el movimiento de flujo es siempre en un solo sentido, esto es, desde un origen a un destino; en el modelo de transbordo en

cambio, se considera el movimiento del flujo en ambos sentidos, es precisamente esta característica, la que permite al modelo de transbordo, construir las rutas o derroteros óptimos para alimentar un conjunto de N destinos mediante un grupo de M orígenes.

A fin de hacer uso del poderoso algoritmo de transporte para resolver un problema de transbordo, se ha de considerar que los orígenes actúen también como destinos y los destinos actúen como orígenes, permitiendo así, el flujo en ambos sentidos. Se tendrá entonces, un problema de transporte con M+N orígenes y M+N destinos; donde, como es de suponerse, la demanda de los primeros M orígenes será igual a cero y la oferta de los N destinos originales también serán ceros. Este problema puede ser expresado matricialmente según se muestra en el cuadro N° 11.

Luego si $X_{i,j}$ es el flujo de potencia en kVA que va desde el origen "i" al destino "j" y $C_{i,j}$ su costo unitario linealizado respectivo en US.\$/kVA, la formulación del problema sería la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Minimice } Z &= \sum_{i=1}^{M+N} \sum_{j=1}^{M+N} [C_{i,j} * X_{i,j}] \\ \text{sujeto a :} \\ \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{i,\beta} - \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{\beta,i} &= S_i \quad ; \text{ para todo } i = 1, \dots, M \\ \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{\beta, M+j} - \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{M+j, \beta} &= D_j \quad ; \text{ para todo } j = 1, \dots, N \\ 0 \leq X_{ij} \leq U_{ij} & \quad ; \text{ para todo } i = 1, \dots, M+N \\ & \quad \quad \quad j = 1, \dots, M+N \end{aligned}$$

CUADRO N° 11 : ESTRUCTURA DE TRANSPORTE CON NODOS DE TRANSBORDO

DEMANDAS

$i \setminus j$	1	2	M	M+1	M+2	M+N	Ofa.
O 1	$C_{1,1}$	$C_{1,2}$	$C_{1,M}$	$C_{1,M+1}$	$C_{1,M+2}$	$C_{1,M+N}$	S_1
R 2	$C_{2,1}$	$C_{2,2}$	$C_{2,M}$	$C_{2,M+1}$	$C_{2,M+2}$	$C_{2,M+N}$	S_2
I 3	$C_{3,1}$	$C_{3,2}$	$C_{3,M}$	$C_{3,M+1}$	$C_{3,M+2}$	$C_{3,M+N}$	S_3
G
E
N
E
S M	$C_{M,1}$	$C_{M,2}$	$C_{M,M}$	$C_{M,M+1}$	$C_{M,M+2}$	$C_{M,M+N}$	S_M
O M+1	$C_{M+1,1}$	$C_{M+1,2}$	$C_{M+1,M}$	$C_{M+1,M+1}$	$C_{M+1,M+2}$	$C_{M+1,M+N}$	0
R M+2	$C_{M+2,1}$	$C_{M+2,2}$	$C_{M+2,M}$	$C_{M+2,M+1}$	$C_{M+2,M+2}$	$C_{M+2,M+N}$	0
I M+3	$C_{M+3,1}$	$C_{M+3,2}$	$C_{M+3,M}$	$C_{M+3,M+1}$	$C_{M+3,M+2}$	$C_{M+3,M+N}$	0
G
E
N
E
S M+N	$C_{M+N,1}$	$C_{M+N,2}$	$C_{M+N,M}$	$C_{M+N,M+1}$	$C_{M+N,M+2}$	$C_{M+N,M+N}$	0
Deman.	0	0	0	D_1	D_2	D_N	

El problema formulado, como se puede apreciar, es equivalente al formulado en (4) - (7) , donde aún se emplean los conceptos de conjuntos, conceptos que dificultan su adecuación a la estructura de transporte. Así el modelo reformulado podría ser fácilmente resuelto mediante el algoritmo de transporte, si se supiera de antemano la cantidad de flujo que entrará y saldrá de cada uno de los M+N nodos, ya que en este caso todos son nodos de transbordo; y son precisamente estas incógnitas parte del problema de decisión y por lo tanto no se les conoce.

Este impase puede salvarse al considerar a las variables Γ_i y Γ_j , variables que representen a los segundos miembros de las restricciones del modelo anterior, de modo que:

$$\Gamma_i = \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{\beta,i} \quad ; \text{ para todo } i = 1, \dots, M$$

$$\Gamma_j = \sum_{\beta=1}^{M+N} X_{M+j,\beta} \quad ; \text{ para todo } j = 1, \dots, N$$

El problema persiste al no conocerse los valores de Γ_i y Γ_j ; sin embargo no hay inconveniente en fijar una cota superior a estas variables. El máximo valor que podrían alcanzar estas variables, será igual a la sumatoria de las demandas, y como el problema de transporte debe de estar balanceado, también será igual a la sumatoria de las ofertas:

$$\Gamma_i = \Gamma_j = \Gamma_{\max} = \sum_{i=1}^M S_i = \sum_{j=1}^N D_j$$

Con estas modificaciones el modelo de transbordo quedaría formulado así:

$$\text{Minimice } Z = \sum_{i=1}^{M+N} \sum_{j=1}^{M+N} [C_{ij} * X_{ij}]$$

sujeto a :

$$\sum_{\beta=1}^{M+N} X_{i,\beta} - S_i + \Gamma_{\max} \quad ; \text{ para todo } i = 1, \dots, M$$

$$\sum_{\beta=1}^{M+N} X_{\beta,M+j} - D_j + \Gamma_{\max} \quad ; \text{ para todo } j = 1, \dots, N$$

$$0 \leq X_{ij} \leq U_{ij} \quad ; \text{ para todo } i = 1, \dots, M+N \\ j = 1, \dots, M+N$$

La razón para añadir el valor de Γ_{\max} , como se ha señalado anteriormente, es que la demanda de trasbordo en un nódulo no es conocida por adelantado; y el exceso de energía que pudiera resultar en el nodo "i" al considerarse Γ_{\max} , es trasbordado del nódulo "i" de regreso a "i", vía las variables flojas $X_{i,i}$. Estas variables flojas son

construidas automáticamente por el modelo de transbordo.

Por lo tanto, si se incrementan las demandas de todos los destinos en Γ_{\max} unidades, las ofertas de todos los orígenes en Γ_{\max} unidades, y se hacen todas las $C_{ii} = 0$; el problema de transbordo se convierte en un problema de transporte con características particulares, según se muestra en la matriz del cuadro N° 12.

Así formulado el modelo de transbordo, resulta ser una extensión del modelo de transporte de Programación Lineal y puede ser resuelto, por lo tanto, por el algoritmo correspondiente, solo teniendo presente las consideraciones asumidas al reformular el modelo.

CUADRO N° 12 : MATRIZ DEL MODELO DE TRANSBORDO

		DEMANDAS								
$i \setminus j$		1	2	...	M	M+1	M+2	...	M+N	Ofertas
O	1	$C_{1,1}$	$C_{1,2}$...	$C_{1,M}$	$C_{1,M+1}$	$C_{1,M+2}$...	$C_{1,M+N}$	$S_1 + \Gamma_{n, \max}$
R	2	$C_{2,1}$	$C_{2,2}$...	$C_{2,M}$	$C_{2,M+1}$	$C_{2,M+2}$...	$C_{2,M+N}$	$S_2 + \Gamma_{n, \max}$
I	3	$C_{3,1}$	$C_{3,2}$...	$C_{3,M}$	$C_{3,M+1}$	$C_{3,M+2}$...	$C_{3,M+N}$	$S_3 + \Gamma_{n, \max}$
G
E
N
E
S	M	$C_{M,1}$	$C_{M,2}$...	$C_{M,M}$	$C_{M,M+1}$	$C_{M,M+2}$...	$C_{M,M+N}$	$S_M + \Gamma_{n, \max}$
O	M+1	$C_{M+1,1}$	$C_{M+1,2}$...	$C_{M+1,M}$	$C_{M+1,M+1}$	$C_{M+1,M+2}$...	$C_{M+1,M+N}$	$\Gamma_{n, \max}$
R	M+2	$C_{M+2,1}$	$C_{M+2,2}$...	$C_{M+2,M}$	$C_{M+2,M+1}$	$C_{M+2,M+2}$...	$C_{M+2,M+N}$	$\Gamma_{n, \max}$
I	M+3	$C_{M+3,1}$	$C_{M+3,2}$...	$C_{M+3,M}$	$C_{M+3,M+1}$	$C_{M+3,M+2}$...	$C_{M+3,M+N}$	$\Gamma_{n, \max}$
G
E
N
E
S	M+N	$C_{M+N,1}$	$C_{M+N,2}$...	$C_{M+N,M}$	$C_{M+N,M+1}$	$C_{M+N,M+2}$...	$C_{M+N,M+N}$	$\Gamma_{n, \max}$
Demanda		$\Gamma_{1, \max}$	$\Gamma_{2, \max}$...	$\Gamma_{M, \max}$	$D_1 + \Gamma_{n, \max}$	$D_2 + \Gamma_{n, \max}$...	$D_N + \Gamma_{n, \max}$	

3.3.4 Procedimiento para determinar la configuración topológica óptima de la red de distribución primaria

3.3.4.1 Base de datos

El modelo que se va a describir requiere de tres tipos de ingreso de datos : las locaciones y montos de demanda, las descripciones de los segmentos de la red alimentadora, y las descripciones de los centro de transformación y/o generación; a continuación se describen con más detalle estos datos.

a) Locaciones de demanda : Se asume que la demanda total de energía eléctrica, en cada una de las areas de influencia de las subestaciones de distribución, es representada como una locación única de demanda, locación dada precisamente, por la ubicación de la subestación. El monto de demanda en KVA de cada locación estará dada por la máxima demanda del area de influencia de la subestación respectiva. Hay dos razones para hacer esto: primero, la representación de una distribución de carga no uniforme dentro del área de estudio puede ser representada con suficiente detalle para los propósitos de planificación en media tensión; segundo, debido a que un segmento de alimentador se denota como una conexión eléctrica entre un par de locaciones de demanda, el planificador puede describir de una manera general la disposición geográfica de rutas existentes y también de posibles futuras rutas, sin especificar sobre una ruta física actual.

b) Descripción de la red alimentadora : La red alimentadora se describe por medio de dos estructuras de datos. La primera contiene las descripciones de los tipos de líneas

que pueden existir en la red. El segundo grupo de datos da la longitud, el costo unitario y las dos locaciones de demanda conectadas por cada segmento de línea de la red.

Cuando se resuelve un problema operacional, se usa el tipo de línea existente; pero cuando se resuelve un problema de diseño, también se pueden dar los tipos de líneas potenciales.

c) Descripciones de los centros de generación y/o transformación : Los datos requeridos para cada centro de generación y/o transformación son su capacidad y su ubicación, actual o potencial. El modelo puede servir también para estudiar el comportamiento de la red bajo una situación contingente, así por ejemplo, la capacidad estimada del centro de transformación se puede reducir para representar la emergencia de un suministro de sub-transmisión inadecuado o la falla de uno de los transformadores del centro.

3.3.4.2 Formulación del modelo de transbordo

Luego de haber determinado la ubicación óptima de las subestaciones de distribución, comprendidas en la alternativa de cobertura de demanda estudiada, se procede a construir el modelo de transbordo, considerando a los centros de generación y/o transmisión como orígenes y a las subestaciones de distribución como destinos. Como ya se indicó anteriormente, para el modelo de transbordo, tanto orígenes como destinos, son tratados como nodos de transbordo, es decir que pueden tanto enviar como recibir

flujo de energía. Para formular el modelo de transbordo es necesario recurrir a un diagrama de grafos, en el que pueda describirse las diferentes rutas factibles entre nodos, así como sus respectivos coeficientes tecnológicos o costos. Estas rutas factibles estarán dadas por la configuración de las diferentes vías de la ciudad, tomándose en cuenta la existencias de impedimentos físicos para construir una posible línea de media tensión. A manera de ejemplo, se presenta el proceso de construcción del modelo para el problema presentado en la Fig. 19, consistente de 2 centros de transformación y 5 subestaciones de distribución.

El Diagrama de grafos en el que se muestra las diferentes rutas factibles se presenta en la Fig. 22; y la matriz de costos en unidades monetarias por KVA y por año (U.M/KVA-año) se presenta a continuación:

CUADRO N° 13 : MATRIZ DE COSTOS DEL PROBLEMA APLICACION							
	SE.A	SE.B	SE.C	SE.D	SE.E	SE.X	OFERTA
CT.1	5	4	3	9	8	0	400
CT.2	10	10	6	6	6	0	400
DEM.	120	90	200	50	90	250	

La SE.X representa un destino ficticio que, como se sabe absorberá el flujo de energía sobrante.

Si bien los costos del cuadro anterior (modelo de transporte) pueden ser determinados por el algoritmo de la vía mínima, para el modelo de transbordo no es necesario recurrir a este algoritmo, ya que el modelo tiene la particularidad de construir sus propias rutas, siendo suficiente con ingresar los costos entre nodos

vecinos; es decir que para el modelo de transbordo se debe ingresar solamente los costos de arcos existentes. El cuadro N° 14 muestra la matriz del modelo de transbordo del problema ejemplo.

En el cuadro N° 14 se ha considerado lo siguiente:

a) la SE.X es un nodo destino terminal, luego sus costos de recibir energía desde cualquier nodo son ceros y de entregar energía a otros nodos infinitos.

b) todos los costos $C_{ij} = \infty$ se han ingresado como un valor relativamente muy grande, en comparación a los demás costos, en el ejemplo este valor es 100.

c) $\Gamma_{\max} = \Sigma S_i = \Sigma D_j = 800$

CUADRO N° 14 : MODELO DE TRANSBORDO DEL PROBLEMA APLICACION

	CT.1	CT.2	SE.A	SE.B	SE.C	SE.D	SE.E	SE.X	OFERTA
CT.1	0	100	5	4	3	100	100	0	1200
CT.2	100	0	100	100	6	6	6	0	1200
SE.A	100	100	0	100	3	4	100	0	800
SE.B	100	100	100	0	3	100	5	0	800
SE.C	100	100	4	4	0	6	5	0	800
SE.D	100	100	4	100	6	0	100	0	800
SE.E	100	100	100	4	6	100	0	0	800
SE.X	100	100	100	100	100	100	100	0	800
DEM.	800	800	920	890	1000	850	890	1050	

3.3.4.3 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria

Una vez formulado el modelo de transbordo como una estructura de transporte, se resuelve el problema aplicando el algoritmo correspondiente; al contrario del proceso de optimización de la red secundaria, no se requiere correr el

programa varias veces, el resultado de la primera corrida es la solución al problema.

Como se ha agregado el valor de Γ_{\max} a cada una de las ofertas y demandas, a fin de estructurar el problema como uno de transporte, se debe de tener cuidado en no considerar, en el resultado del programa, al exceso de flujo originado por este artificio. Afortunadamente, al considerar el modelo como ceros a los costos de retener el exceso de energía en el mismo nódulo i ($C_{ii}=0$), hace que todo este exceso de flujo se encuentre en las variables flojas X_{ii} ; por lo tanto, estos flujos no serán tomados en cuenta de los resultados del programa. A continuación se presenta el listado del resultado del programa de transporte para el problema ejemplo.

RESULTADO DEL PROBLEMA EJEMPLO

NRO. DE ORIGEN	NRO. DE DESTINO	CANTIDAD
1	1	800*
1	3	120
1	4	90
1	5	190
2	2	800*
2	5	10
2	6	50
2	7	90
2	8	250
3	3	800*
4	4	800*
5	5	800*
6	6	800*
7	7	800*
8	8	800*

COSTO = 2 430,00 U.M./año

(*) * valores no consideradas por corresponder a variables flojas X_{ii} .

La interpretación del listado anterior se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 15 : SOLUCION DEL MODELO DE TRANSBORDO - PROBLEMA EJEMPLO

ORIGEN	DESTINO	POTENCIA (KVA)
1 (CT.1)	3 (SE.A)	120
	4 (SE.B)	90
	5 (SE.C)	190
2 (CT.2)	5 (SE.C)	10
	6 (SE.D)	50
	7 (SE.E)	90
	8 (SE.X)	250

La Fig. 23 muestra el despliegue gráfico de la solución óptima, cuyo costo es 2 430 U.M./año. Cualquier otra configuración implicará un costo mayor.

Del cuadro anterior y la Fig. 23, se puede concluir:

a) La subestación SE.C es alimentada en la solución óptima por los dos centros de transformación; y como en nuestro medio las subestaciones de distribución mayoritamentente existentes, no pueden ser alimentadas al mismo tiempo por más de una fuente, la solución óptima resultante debe radializarse con el fin de hacerla factible. Según L.L. Wall y G. L. Thompson que implementaron un sistema basado en el mismo principio de esta tesis para la compañía eléctrica de Salt River en Phoenix - Arizona, estos casos de soluciones no radiales, se han presentado muy esporadicamente.

b) Se puede determinar facilmente la potencia suministrada por cada centro de transformación, sumando los correspondientes flujos de la solución; así tenemos que el CT.1 se encuentra saturado y en el CT.2 se tiene un exceso

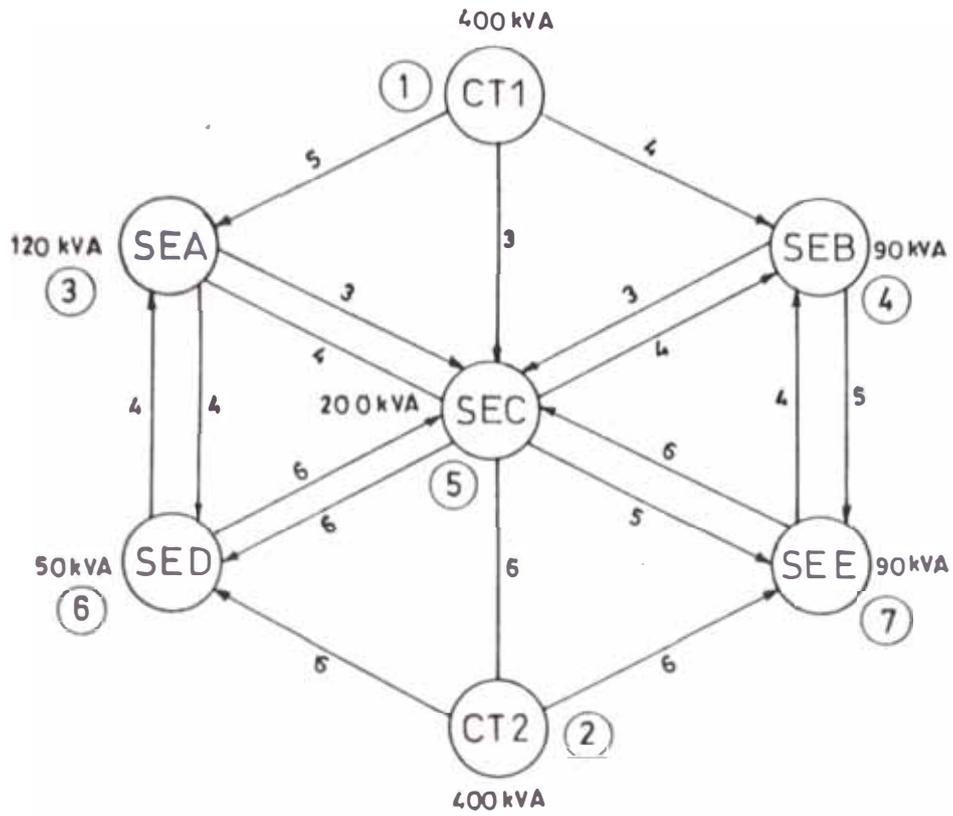


Fig. 22

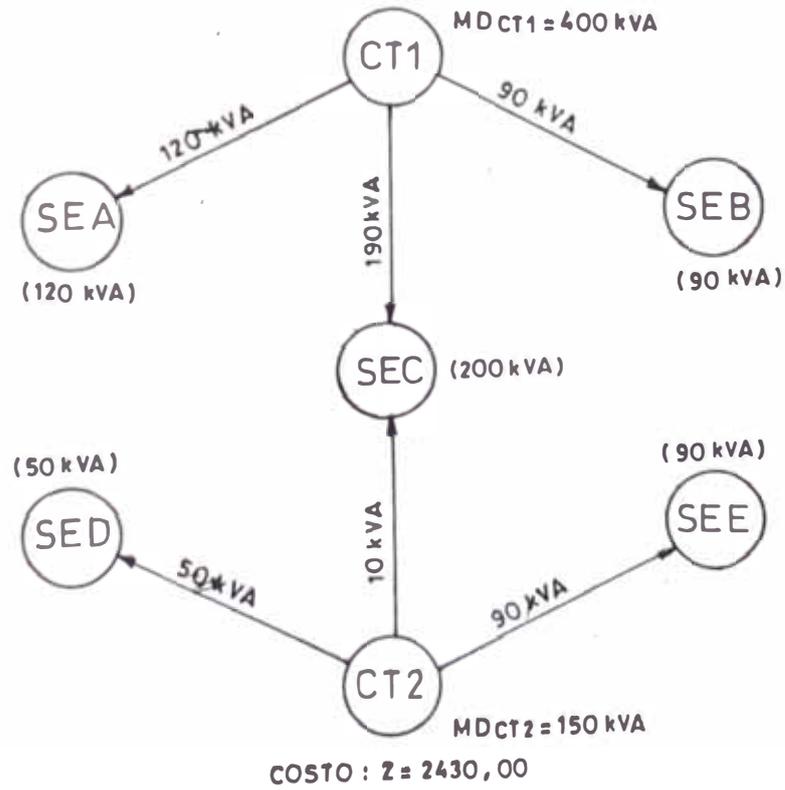


Fig. 23

de 250 kVA absorbidos por el destino ficticio SE.X

3.3.4.4 Análisis post-optimización

Usualmente podría presentarse casos, como en el problema ejemplo, donde resulte necesario factibilizar una solución, o cuando simplemente se desee estudiar otra solución alternativa; se debe hacer uso del análisis de sensibilidad o de post-optimización a travez de nuevas corridas. Para este análisis se requiere mucho del criterio del proyectista, con el propósito de alcanzar resultados satisfactorios en el menor número de corridas.

En el problema ejemplo se tiene, a propósito, un caso de solución no radial; y para hacer factible dicha solución se tiene dos caminos a seguir:

a) Incrementar la capacidad del CT.1 en 10 unidades, o como las demandas son proyectadas a un futuro y están dadas en horas punta, hacer operar este CT.1 en el año horizonte y a horas punta, con una sobrecarga de 2.5%, porcentaje, por cierto, aceptable por los fabricantes de transformadores.

Si bien el porcentaje de sobrecarga admisible en un transformador, depende fundamentalmente, del tipo de aislamiento, medio de refrigeración, temperatura ambiente, diagrama de carga y duración de la sobrecarga; considerar un 10% como capacidad máxima de sobrecarga en horas punta, resulta una consideración conservadora. En el estudio "Capacidad de Sobrecarga de los Transformadores con aislamiento clase A" el Ing. W. La Madrid demuestra que para las características de operación de los

transformadores del area de Lima metropolitana, una sobrecarga de 22% durante 4 horas, en condiciones normales no afecta el tiempo de vida útil del transformador; debido a que la subcarga compensa a la sobrecarga.

En el problema ejemplo al aumentar la oferta del CT.1 a 410 KVA y reformular el modelo para esta nueva situación, corriendo nuevamente el programa se obtiene una solución óptima con un costo de 2 400 U.M./año y 2.5% de sobrecarga en el CT.1 . Este mismo resultado puede ser obtenido facilmente, sin necesidad de correr nuevamente el programa, por análisis de sensibilidad, incrementando en la solución 10 unidades al flujo $X_{1,5}$; esto originará un cambio en la función objetivo igual a:

$$Z_0 = (C_{1,5} - C_{2,5}) * 10 = -30$$

El nuevo valor de la función objetivo será: $Z' = Z + Z_0$

$$Z' = 2 430 - 30 = 2 400 \text{ U.M./año.}$$

donde Z es el valor de la función objetivo para la solución óptima y Z_0 la variación que sufre esta, al incrementarse en 10 unidades el flujo $X_{1,5}$.

La Fig. 24 muestra la solución óptima del problema, considerando un 2.5% de sobrecarga en el CT.1.

b) Cuando la sobrecarga sobrepase el valor límite estipulado o se desee obtener una solución sin sobrecarga, habrá que correr nuevamente el programa sin necesidad de reformular nuevamente el problema. Así, si se desea una solución sin sobrecarga en el problema ejemplo, se tiene que al analizar la solución óptima de la Fig. 23, se

concluye que la única forma de conseguir una solución radial sin sobrecarga, es que el CT.1 no alimente al mismo tiempo a las SE.A, SE.B y SE.C. En el modelo se establece esta alternativa, considerando rutas prohibidas, esto es eliminando arcos a partir de la solución óptima no factible y corriendo sucesivamente el programa. En el problema ejemplo, se ha conseguido la solución óptima factible alternativa radial (caso b), eliminando los arcos $A_{1,4}$ y $A_{5,4}$; esto se configura en el modelo cambiando en la matriz de costos, los valores de $C_{1,4}$ y $C_{5,4}$ a infinitos (100), tal como se aprecia en el cuadro N° 16.

CUADRO N° 16 : MODELO DE TRANSBORDO - SOLUCION RADIAL SIN SOBRECARGA

	CT.1	CT.2	SE.A	SE.B	SE.C	SE.D	SE.E	SE.X	OFERTA
CT.1	0	100	5	100	3	100	100	0	1200
CT.2	100	0	100	100	6	6	6	0	1200
SE.A	100	100	0	100	3	4	100	0	800
SE.B	100	100	100	0	3	100	5	0	800
SE.C	100	100	4	100	0	6	5	0	800
SE.D	100	100	4	100	6	0	100	0	800
SE.E	100	100	100	4	6	100	0	0	800
SE.X	100	100	100	100	100	100	100	0	800
DEM.	800	800	920	890	1000	850	890	1050	

RESULTADO DEL CASO b

NRO. DE ORIGEN	NRO. DE DESTINO	CANTIDAD
1	1	800*
1		120
1	5	200
1	8	80
2		800*
2		50
2		180
	8	170
3	3	800*
	4	800*
5		800*
	6	800*

7	4	90
7	7	710*
8	8	800*

COSTO = 2 940,00 U.M./año.

La Fig. 25 muestra graficamente esta solución.

3.3.4.5 Soluciones acotadas

Un sistema de distribución de energía eléctrica a media tensión, como se ha visto anteriormente, puede muy bien ser reflejado mediante un modelo de transbordo con cota superior, donde los flujos $X_{i,j}$ son limitados por la capacidad de transferencia de carga U_{ij} de los conductores. Hasta ahora no se ha usado esta restricción, porque en la práctica las soluciones obtenidas muy rara vez han infringido esta restricción, fundamentalmente debido a que los alimentadores aéreos están diseñados en función de la pérdida de voltage más que por capacidad de corriente; por lo mismo esta restricción puede en un principio ser obviada.

En caso de encontrarse con soluciones que inflijan esta restricción, ha de seguirse el siguiente proceso de solución, basado en el mismo principio del algoritmo de Busacker y Gowen, para resolver problemas de redes de flujo máximo a costo mínimo:

- Detectar los arcos que inflijan las restricciones de cota superior ($X_{i,j} > U_{i,j}$).
- Saturar estos arcos con su capacidad límite haciendo $X_{i,j} = U_{i,j}$; y luego "eliminarlos". En el modelo se consigue eliminar un arco al hacer que su costo sea infinito; así se

tendrá que: $C_{i,j} = \infty$ para todo $A_{i,j}$ saturado.

c) Calcular las "nuevas" ofertas y demandas de los nodos afectados por la eliminación de arcos, disminuyendo el valor de las ofertas o demandas, los flujos de los arcos eliminados y haciendo igual a cero todas las demandas satisfechas.

d) Reformular el modelo considerando los cambios anteriores.

e) Correr nuevamente el programa y a la solución obtenida superponer la solución anterior; pero considerando los arcos saturados. La suma de los costos de las soluciones superpuestas, será finalmente el costo de la solución acotada.

En el problema ejemplo suponiendo que la capacidad del arco $A_{2,7}$ es 150, la solución mostrada en la Fig. 25 se convierte en una no factible, por infringir la restricción de cota superior. Saturando el arco $A_{2,7}$ en su capacidad límite de 150 se tiene la solución mostrada en la Fig. 26, cuyo costo será ahora igual a:

$$Z'_1 = Z - 30 (C_{2,7} + C_{7,4}) = 2\ 940 - 30 (6+4) = 2\ 640$$

Se observa que la única demanda insatisfecha se da en el nodo 4 (SE.B), donde faltan 30 KVA por satisfacer. Eliminando el arco $A_{2,7}$ y haciendo ceros las demandas ya satisfechas, así como eliminando también los arcos $A_{1,3}$ y $A_{1,5}$, a fin de conservar la solución radial, se tendrán cambios en las ofertas y las demandas los que se muestran en el cuadro N° 17.

CUADRO N° 17 : CAMBIOS EN EL MODELO DE TRANSBORDO - SOLUCION ACOTADA

ORIGEN	OFERTA (kVA)	DESTINO	DEMANDA (KVA)
CT.1	80	SE.A	0
		SE.B	30
		SE.C	0
CT.2	200	SE.D	0
		SE.E	0
		SE.X	250

El flujo límite de 150 KVA del arco saturado $A_{2,7}$ satisface completamente la demanda del destino SE.E y en el resto (60 KVA) lo absorbe el destino SE.B; por esta razón es que las "nuevas" demandas de estos destinos son cero y 30 respectivamente.

El nuevo valor de Γ_{\max} ahora, será igual a la nueva sumatoria de demandas u ofertas, esto es: $\Gamma_{\max} = 280$.

Finalmente la matriz de costos del Modelo de Transbordo reformulado será la siguiente:

CUADRO N° 18 : MODELO DE TRANSBORDO CON SOLUCION ACOTADA

	CT.1	CT.2	SE.A	SE.B	SE.C	SE.D	SE.E	SE.X	OFERTA
CT.1	0	100	100	100	100	100	100	0	360
CT.2	100	0	100	100	6	6	100	0	480
SE.A	100	100	0	100	3	4	100	0	280
SE.B	100	100	100	0	3	100	5	0	280
SE.C	100	100	4	4	0	6	5	0	280
SE.D	100	100	4	100	6	0	100	0	280
SE.E	100	100	100	4	6	100	0	0	280
SE.X	100	100	100	100	100	100	100	0	280
DEM.	280	280	280	310	280	280	280	530	

El resultado del problema reformulado se presenta en, la Fig. 27 y el listado siguiente:

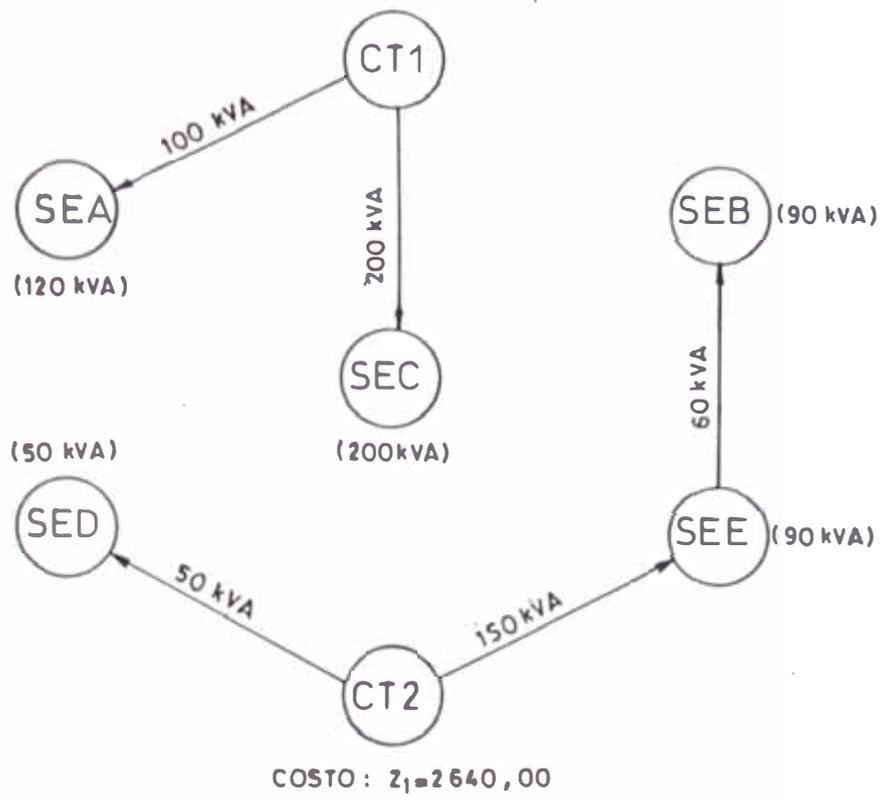


Fig. 26

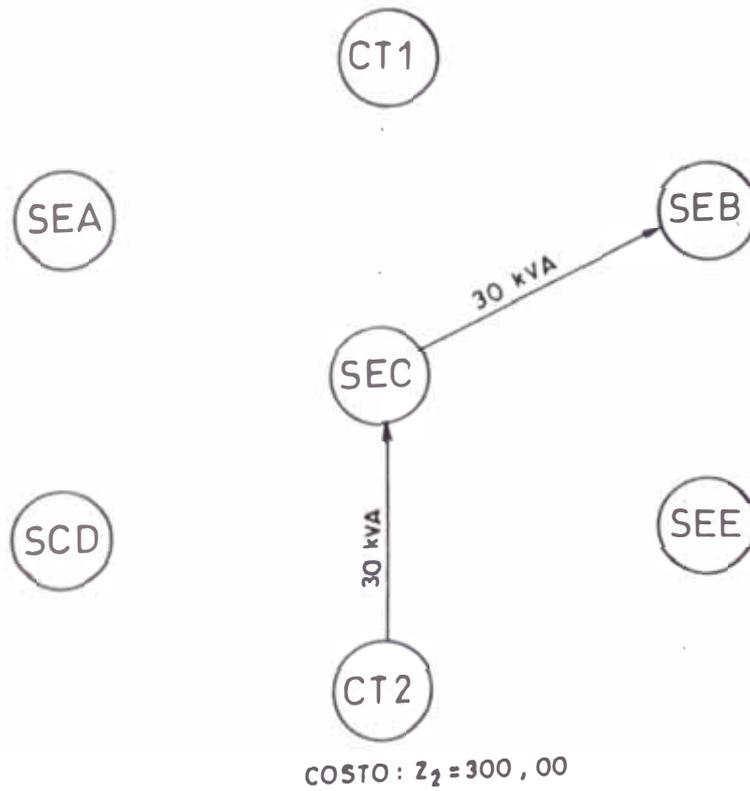


Fig. 27

RESULTADO DEL CASO b

NRO. DE ORIGEN	NRO. DE DESTINO	CANTIDAD
1	1	280*
1	8	80
2	2	280*
2	5	30
2	6	0
2	8	170
3	3	280*
4	4	280*
5	3	0
5	4	30
5	5	250*
5	7	0
6	6	280*
7	7	280*
8	8	280*

$$\text{COSTO} = Z'_2 = 300,00 \text{ U.M./año.}$$

Finalmente superponiendo los resultados de las Fig. 26 y Fig. 27, se obtiene la solución óptima deseada, acotada en el arco $A_{2,7}$, con un costo total igual a:

$$Z' = Z'_1 + Z'_2 = 2640 + 300 = 2\,940 \text{ U.M./año.}$$

Si bien el costo de esta solución acotada es igual a la solución no acotada, es por la casualidad de que los costos del camino alternativo sean iguales a los originales. La Fig. 28 muestra el despliegue gráfico de esta solución y la Fig. 29 el diagrama de flujo del procedimiento seguido.

Los problemas de transbordo con cota superior, puede resolverse también por medio de códigos de Redes de Optimización, que aún siendo técnicas más específicas para este tipo de problemas, no tienen la facilidad de manejo e implementación del algoritmo de transporte.

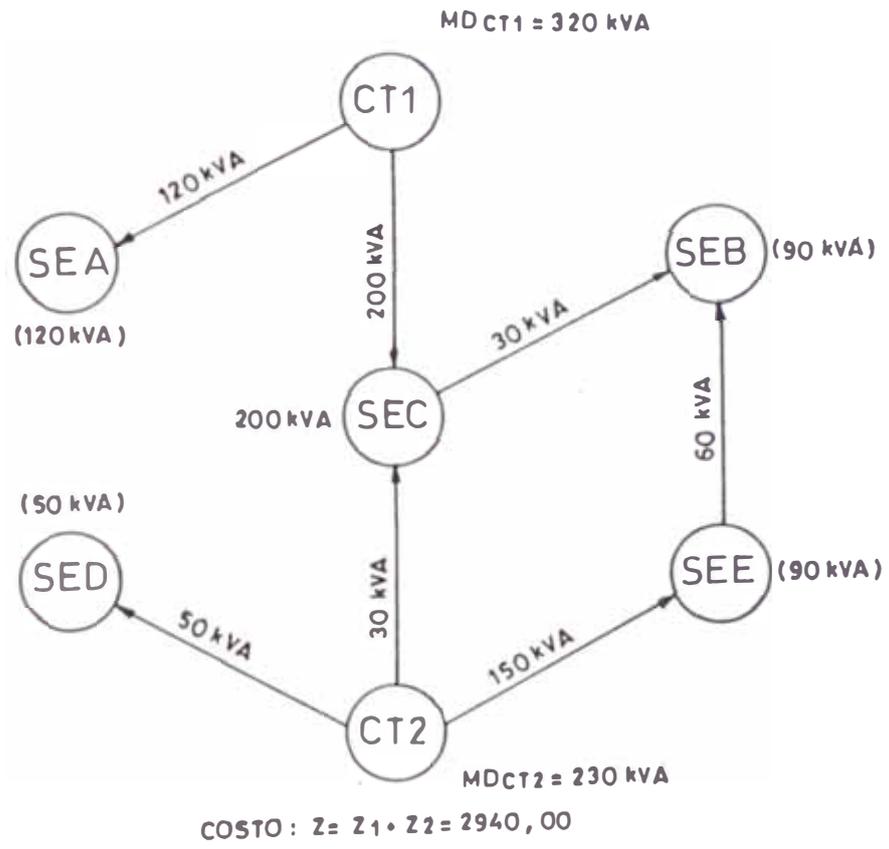
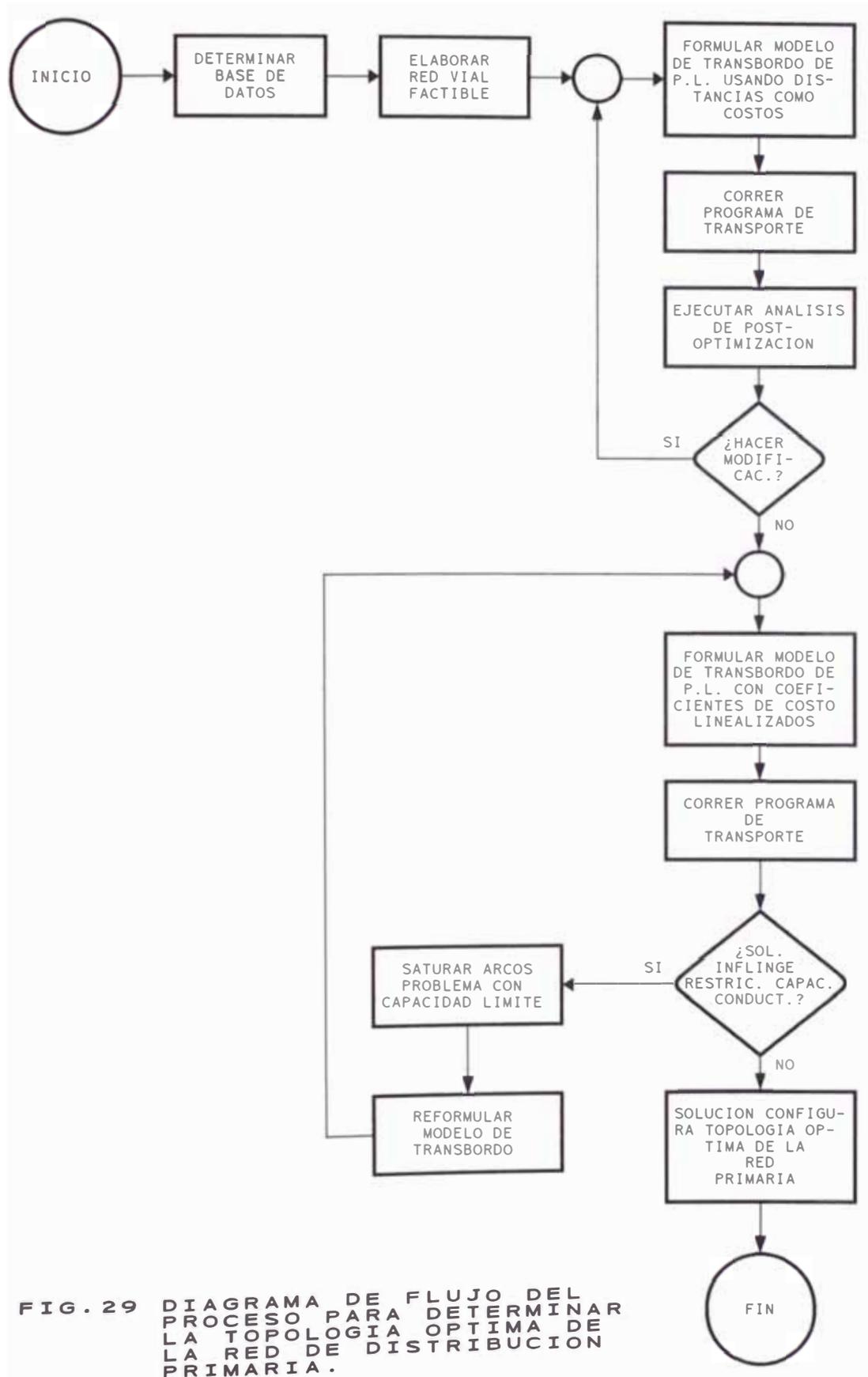


Fig. 28



3.4 Determinación de la red de distribución de energía eléctrica óptima

3.4.1 Costo anual uniforme equivalente de las subestaciones de distribución

El costo anual uniforme equivalente (CAUE) del costo de instalación de una subestación y su valor residual, estará dado por la siguiente ecuación:

$$C_{aise} = C_{uise} * \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] - VrC_{uise} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

donde:

C_{aise} : costo anual uniforme equivalente de instalación de una subestación.

VrC_{uise} : valor residual ó de salvamento del costo de instalación.

i : tasa anual del interés del capital.

n : periodo de estudio en años.

El Valor Residual o de Salvamento del costo de Instalación, puede determinarse por depreciación lineal.

$$VrC_{uise} = K_r * C_{uise}$$

Luego:

$$C_{aise} = C_{uise} * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r]$$

$$C_{aise} = K_{se} * C_{uise} \quad [\text{US.}\$/\text{año} * \text{unidad}] \dots\dots\dots(1)$$

donde:

$$K_{se} = \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] * [(1+i)^n - K_r]$$

Los costos unitarios de operación y mantenimiento, como se sabe, puede expresarse como un porcentaje del costo unitario de instalación:

$$C_{uomse} = K_{omse} * C_{uisc} \quad [US.\$/año*unidad] \dots\dots(2)$$

donde:

K_{omse} : porcentaje del costo unitario de instalación.

Por otra parte, los costos de pérdidas de energía en una subestación de distribución, de acuerdo al capítulo II, pueden ser determinados mediante la siguiente ecuación:

$$C_{u_{pese}} = C_{Kwh} * [P_{fe} * T + P_{n_{cu}} * (N_{max} / N_n)^2 * T * f_p]$$

donde:

$C_{u_{pese}}$: costo anual de las pérdidas de energía en el transformador en US\$/año-unidad.

C_{Kwh} : costo unitario de energía en US\$/kwh

P_{fe} : pérdidas en el nucleo del transformador (prueba de vacío).

$P_{n_{cu}}$: pérdidas en el cobre del transformador (prueba de cortocircuito).

N_{max} : potencia máxima que entrega el transformador en VA.

N_n : potencia nominal del transformador en VA.

T : periodo de tiempo de operación en horas (8760 h/año)

f_p : factor de pérdidas, que puede asumirse igual al de la instalación.

Las pérdidas tanto en el nucleo del transformador como en el cobre, en condiciones nominales, son proporcionadas por los fabricantes como porcentajes de la potencia nominal. La Fig. 30 muestra las curvas que proporcionan estas pérdidas,

para los transformadores fabricados bajo licencia de la Brown Boveri & CIE. Como los valores de C_{Kwh} y T son prácticamente constantes, y el f_p depende de las características de la carga; la ecuación anterior puede reducirse a:

$$Cu_{pese} = K_0 + K_a * (N_{max} / N_n)^2 \quad [US.\$/año*unidad] \dots\dots(3)$$

donde:

$$K_0 = C_{Kwh} * P_{fe} * T$$

$$K_a = C_{Kwh} * Pn_{cu} * T * f_p$$

Luego sumando las ecuaciones (1), (2) y (3) se tendrá el costo anual uniforme equivalente unitario de las subestaciones de distribución:

$$CAUE_{use} = C_{aisc} + C_{uomisc} + Cu_{pese} \quad [US.\$/año*unidad]$$

El costo anual uniforme equivalente total de las subestaciones de distribución ($CAUE_{sc}$), será igual a la sumatoria de los $CAUE_{use}$ de cada una de las subestaciones contempladas en la alternativa estudiada.

$$CAUE_{sc} = \sum_{j=1}^{N_s} CAUE_{use,j}$$

$CAUE_{sc}$ está expresado en US\$/año.

3.4.2 Evaluación de costos de las alternativas consideradas

El costo total de cada una de las alternativas "j", será igual a la sumatoria de los costos determinados en los acápites 3.2.3, 3.3.4 y 3.4.1; esto es los costos expresados como anualidades uniformes equivalentes, de la red primaria, red secundaria y subestaciones de

distribución.

$$CT_{Alt,j} = CAUE_{rp} + CAUE_{rs} + CAUE_{se}$$

donde $CT_{Alt,j}$ está dado en US\$/año.

3.4.3 Red de distribución de energía eléctrica óptima

Finalmente la red de distribución de energía eléctrica óptima será aquella que represente la alternativa que, siendo factible, su costo anual uniforme equivalente total sea el mínimo.

CAPITULO IV
APLICACION DE LA METODOLOGIA PRESENTADA EN LA DETERMINACION
DE LA RED DE DISTRIBUCION OPTIMA DE LA CIUDAD DE HUARAL

4.1 Introducción

En el presente capítulo, se muestra secuencialmente los diferentes pasos a seguir, para determinar una red de distribución de energía eléctrica óptima aplicando la metodología propuesta. Como ámbito de aplicación del estudio, se ha elegido la ciudad de Huaral dada su cercanía a la capital y considerando que representa a una ciudad intermedia, de las que mayoritariamente existen en el país.

Si bien el resultado de un proceso de simulación, depende no solo del modelo utilizado sino también de la base de datos disponible, para el presente capítulo se ha de considerar como premisa de cálculo, que la base de datos disponible es suficiente para el objetivo del capítulo, cual es mostrar el procedimiento a seguirse en la aplicación de la metodología presentada. Se hace esta salvedad reconociendo las limitaciones que pudiese tenerse en el estudio de demanda y determinación de las características de carga de la ciudad de Huaral, fundamentalmente por motivos de indisponibilidad de recursos y de tiempo.

Por otra parte debido a la antigüedad de las instalaciones existentes, es que se ha obtenido la red de

distribución de energía eléctrica óptima de la ciudad de Huaral, para un periodo de 20 años, sin considerar la red eléctrica existente, solo considerando aquellas subestaciones instaladas en fecha posterior a 1980 y reconocidas por presentar una capacidad normalizada. Bajo este criterio, se considerará como punto de partida del proceso de optimización, la ubicación actual de estas subestaciones.

4.2 Descripción del area del estudio

4.2.1 Generalidades

La ciudad de Huaral, capital de la provincia del mismo nombre, se encuentra ubicada a 83 km al nor-este de Lima y presenta una población de 54 766 habitantes según el último censo de 1993, siendo la agroindustria su actividad principal. Los hábitos de consumo de energía eléctrica de su población, dada su cercanía a la capital, son similares a los de los sectores populares de la capital.

Huaral cuenta con suministro de energía eléctrica ininterrumpido, alimentado mediante el centro de transformación Huaral de 60/10 kV y 7 MVA de capacidad enlazado al Sistema Interconectado Centro Norte.

4.2.2 Instalaciones eléctricas existentes

4.2.2.1 Subsistema de distribución primaria

La red de distribución primaria existente de la ciudad de Huaral, consta de tres líneas aéreas trifásicas en 10 KV, con conductores de cobre desnudo y cubiertos tipo WP, y soportes de concreto armado de 13 metros, con una

antigüedad media de la red en general de 18 años. También existe una línea aérea en 6,6 kV con conductores de cobre y postes de madera, con una antigüedad de 36 años.

4.2.2.2 Subsistema de distribución secundaria

La red de distribución secundaria de Huaral es mixta, predominando la red aérea sistema trifásico en 220 V, con conductores de cobre y postes de madera de 8 metros en su mayoría y algunos postes de concreto de 9 metros en las áreas cuya electrificación fue posterior a 1989, con una antigüedad de 36 años para la red en soportes de madera. En la parte céntrica de la ciudad la red es subterránea y fue instalada en 1982.

4.2.2.3 Subestaciones de distribución

La ciudad de Huaral cuenta con 42 subestaciones aéreas biposte, 2 subestaciones aéreas monoposte y 2 subestaciones convencionales de superficie, todas con relación de transformación igual a 10/0,22 KV. Existen también 2 subestaciones aéreas biposte con relación de transformación igual a 6,6/0,22 KV.

La antigüedad de las subestaciones y su capacidad nominal se muestran en el Anexo B.

4.3 Estudio de demanda y determinación de las características de carga de la ciudad de Huaral

4.3.1 Antecedentes

En Setiembre de 1992 la entonces Sub-Gerencia Regional norte de ELECTROLIMA S.A., con el interés de adecuar y mejorar el Sistema de Distribución de la ciudad de Huaral,

acoge el anteproyecto de Estudio , presentado por el suscrito, "Metodología Propuesta para Determinar las Características de Carga de la Ciudad de Huaral" y mediante Memorandum SGR-92-385 dirigido a la Jefatura Zonal Huaral, dispone dar todas las facilidades para la ejecución del mencionado estudio. Es así como nace el estudio denominado "Plan Operativo Huaral 93", el mismo que fué ejecutado por la Zonal Huaral con participación del suscrito.

El "Plan Operativo Huaral 93" consistió en:

- Actualización del plano del Sub-sistema de Distribución Primaria.
- Actualización del plano del Sub-sistema de Distribución Secundaria.
- Recopilación , selección y análisis de los datos de facturación de venta de energía.
- Toma de registros de carga en algunas subestaciones de distribución.

4.3.2 Metodología utilizada

Idealmente las características de carga deberían determinarse tomando registros de potencia activa, potencia reactiva, corriente en dos fases y tensión en cada alimentador de B.T., y simultáneamente tomar registros de corriente y de tensión en cada uno de los usuarios conectados al alimentador en medición.

Dada la gran cantidad de alimentadores y usuarios, un estudio sobre la población completa de alimentadores con el procedimiento anteriormente descrito, resulta prácticamente

imposible; motivo por el cual, es necesario recurrir al análisis deductivo de datos mediante una muestra estratificada y representativa de la población.

La técnica del análisis deductivo de datos de una muestra, permite extraer generalizaciones o inferencias válidas sobre las bases de la observación y manipulación cuidadosa de las características de una parte proporcional de la población; y su confiabilidad depende fundamentalmente de la elección de la muestra.

4.3.3 Procedimiento

4.3.3.1 Actualización de planos

Los planos eléctricos, tanto de la red primaria como de la red secundaria, se han actualizado de acuerdo al último plano catastral proporcionado por la Municipalidad de Huaral y los planos de obra de las últimas electrificaciones proporcionados por el Departamento de Proyectos y Obras de la Zonal Huaral de ELECTROLIMA S.A.

El objetivo fué contar con planos eléctricos actualizados, donde se puedan apreciar la ubicación de la subestaciones existentes, con sus respectivas areas de influencia por subestación y por circuito alimentador. El plano N° 01 corresponde a la red eléctrica existente actualizada de la ciudad de Huaral.

4.3.3.2 Consumos mensuales medios

Mediante el sistema de información de suministros y los listados de las facturaciones de consumo de energía, proporcionados por el Departamento de Comercialización de

la Zonal Huaral, se ha obtenido el consumo mensual medio de cada una de las urbanizaciones, barrios y asociaciones de vivienda de la parte periférica de la ciudad; en la parte céntrica se ha obtenido dicho consumo mensual medio por calles y cuadras, con el objetivo de diferenciar los diferentes tipos de consumo que se dan en el centro de la ciudad.

Se ha considerado como consumo mensual medio al mayor valor de las medias representativas de los consumos de Febrero y Marzo de 1993, siendo el mes de Marzo el de mayor demanda en ese año. Las medias representativas han sido calculadas mediante una muestra aleatoria de los consumos mensuales, no menor al 10% del total de la población, corrigiéndose el valor medio para los valores comprendidos entre: $X = X_m \pm 2*S$, con el propósito de eliminar los valores extremos muy dispersos, pudiéndose de esta manera considerar una distribución normal. El coeficiente 2 de la ecuación anterior permite cubrir el 95,45% del total de las muestras de acuerdo a las características de una distribución normal.

El valor medio corregido de la población y sus valores límites para una confiabilidad del 95%, ha sido calculado mediante la ecuación:

$$X_{mp} = X_{mc} \pm Z_c * (S_c / \sqrt{n})$$

donde:

X_i : valor de la muestra i

X_m : valor medio de la muestra

- S : desviación típica
X_{mp} : valor medio de la población
X_{mc} : valor medio de la muestra corregida
Z_c : valor dependiente del nivel de confianza
S_c : desviación típica corregida
n : número de muestras
Z_c = 1,96 para una confiabilidad del 95%

El procedimiento anterior ha sido realizado con el fin de no tomar en cuenta, para el cálculo de las medias, a los valores extremos muy aislados; valores que, o son considerados como cargas especiales, ó representan a comportamientos muy particulares de algún usuario en el mes estudiado y que por esta razón no pueden ser considerados en la determinación de los valores medios. Igualmente no se han tomado en cuenta aquellos consumos menores a 30 KWh por considerar que no representan consumos reales normales.

En el Anexo B se muestran los listados correspondientes a los consumos facturados de Febrero y Marzo de 1993 de la cuarta cuadra de la calle Derecha, su respectivo consumo mensual medio; y, determinados según el procedimiento descrito, los consumos mensuales medios representativos de cada cuadra, calle, barrio o urbanización.

4.3.3.3 Zonificación eléctrica de la ciudad de Huaral

De las facturaciones de consumos de energía eléctrica y los consumos mensuales medios calculados en el acápite anterior, se ha identificado los diferentes sectores de tipo de consumo de la localidad, de acuerdo a la tarifa

contratada y a la magnitud de la carga. El propósito fué dividir la ciudad en zonas que contemplen un tipo definido de carga predominante.

A fín de determinar los porcentajes de incidencia en la carga total, de los abonados de las diferentes tarifas contratadas, se ha obtenido, de los resúmenes mensuales de facturación, una muestra correspondiente a un mes de verano y uno de invierno. Los cuadros N° 19 y N° 20 muestran los consumos de energía, de la ciudad de Huaral, por tipo de tarifa y su porcentaje de incidencia en el consumo total de la población, de los meses de Marzo y Agosto de 1993, respectivamente, en los que:

- T. 20 : Residencial a Pensión fija
- T. 21 : Residencial a medido
- T. 30 : Industrial Menor (P.C. menor a 50 kw)
- T. 40 : Comercial Menor
- T. 50 : Uso General
- T. 55 : Centros de Instrucción Pública

CUADRO N° 19 : RESUMEN FACTURACION MARZO 1993 - ZONAL HUARAL

TARIFA	ABONADOS #	CONSUMO (KWh)	CONS. UNIT. (KWh/usuar)	% INCIDEN.
20	1 064	13 749	12,92	1,46
21	3 602	683 744	189,82	72,76
30	97	47 528	489,98	5,06
40	452	162 216	358,88	17,26
50	209	28 383	135,80	3,02
55	15	4 090	272,67	0,44
TOTAL	5 439	939 710	172,77	100,00

CUADRO N° 20 : RESUMEN FACTURACION AGOSTO 1993 - ZONAL HUARAL

TARIFA	ABONADOS #	CONSUMO (KWh)	CONS. UNIT. (KWh/usuar)	% INCIDEN.
20	889	9 843	11,07	1,33
21	4 343	584 018	134,47	79,08
30	97	38 637	398,32	5,24
40	457	65 086	142,42	8,81
50	242	35 774	147,83	4,84
55	12	5 196	433,00	0,70
TOTAL	6 040	738 554	122,28	100,00

Del análisis de los cuadros anteriores se puede apreciar que el consumo de Huaral es mayoritariamente doméstico, con aprox. 8% de abonados comerciales con una incidencia en el consumo total de hasta 17% en los meses de verano. Las cargas industriales y de Uso General se considerarán separadamente como Cargas Especiales.

Como es de suponerse, las cargas eléctricas pueden clasificarse de diferentes maneras, según sea el propósito de cada clasificación. Para el presente estudio, la determinación de los diferentes tipos de carga se ha efectuado con el propósito de, poder diferenciar con cierta precisión, los requerimientos de consumo y características de demanda de cada sector de la ciudad de Huaral; así para cumplir con este objetivo se ha efectuado una clasificación de las cargas teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Magnitud de la carga (Máxima Demanda)
- Niveles medios de consumo
- Areas promedio por lote
- Actividad principal de los usuarios

- Incidencia en la carga total
- Antigüedad de la zona

De acuerdo con estos factores se ha obtenido la siguiente clasificación:

Residencial de Consumo Medio Alto (R1): conformado por los sectores habitados por la clase media alta, en su mayoría descendientes de la colonia japonesa, con consumos por encima del promedio y tarifa tipo 21.

Residencial de Consumo Medio (R2): correspondiente a los sectores habitados por la clase media, comprende a las urbanizaciones residenciales cuya tarifa predominante es la 21.

Residencial de Consumo Medio Bajo (R3): comprende a los barrios populares del centro de la ciudad, con tarifa predominante 21. Este sector es el mayoritario en la ciudad de Huaral.

Residencial de Consumo Bajo (R4): correspondiente a los sectores de bajos ingresos, constituidos por barrios y asociaciones de vivienda de la periferie de la ciudad, tanto con suministro con medidorde energía electrica, como con tarifa a pensión fija. Las tarifas predominantes para este sector son la 21 y la 20.

Residencial de Muy Bajo Consumo (R5): comprende a los barrios, asociaciones de vivienda y asentamientos humanos con consumos menores a 90 kwh/mes. También incluye aquellos sectores con suministro provicional.

Residencial Rural (R6): comprende a la zona residencial con

características rurales, constituido por casas de campo, campiñas y fundos cercanos a la ciudad, con suministro de energía eléctrica y tarifa predominante 21.

Comercial de Consumo Medio Alto (C1): sector correspondiente a las cuadras 3 y 4 de la calle Derecha y cuadra 2 de la Av. Chancay, cuadras eminentemente comerciales.

Comercial de Consumo Medio (C2): zona donde la actividad principal es el comercio y el tipo de tarifa mayoritario es el 40.

Comercial-residencial (C3): zona constituida mayoritariamente por pequeños negocios que también sirven de vivienda, cuyas tarifas predominantes son la 21 y 40.

Seguidamente mediante un trabajo de campo se verificó in situ, la zonificación anteriormente elaborada, corrigiendose así las deficiencias presentadas, encontrandose una gran cantidad de usuarios con actividad diferente a la que le correspondía según su tarifa eléctrica contratada; sucede que con el tiempo muchas viviendas unifamiliares resultan convirtiendose en prósperos comercios ó pequeñas industrias informales.

En el Anexo B se muestran los Consumos Mensuales Medios, el número de usuarios, area promedio de lote y el tipo de carga definido según el procedimiento anterior, de cada una de las urbanizaciones, barrios, asociaciones de vivienda y calle céntricas por cuadras, de la ciudad de Huaral. La realación de cargas especiales, igualmente, es mostrada en

el mismo anexo.

Finalmente, el plano N° 02 muestra la zonificación eléctrica determinada para la ciudad de Huaral.

4.3.3.4 Selección de la muestra

Mediante la información anterior se seleccionó una muestra representativa de los alimentadores, tomando en consideración los siguientes criterios:

- El número de muestras debe ser por lo menos el 10% de la población de los alimentadores.
- En lo posible la muestra debe de guardar la misma proporción con los alimentadores de cada tipo de carga, que componen la población.
- Los alimentadores deberán, en lo posible, suministrar energía a zonas con un solo tipo de carga predominante.
- Para un determinada tipo de carga, se considerarán alimentadores que suministren energía a zonas con diferente antigüedad, a fin de contemplar el fenómeno de saturación eléctrica.

A continuación se realizó un proceso de depuración mediante un recorrido de inspección de los alimentadores seleccionados, eliminandose los que presentaron:

- Cargas especiales ó de otro tipo al predeterminado.
- Posibles impedimentos o dificultades al momento de medición.

En el Anexo B, se muestra la relación de subestaciones y alimentadores de Huaral, con su respectiva carga predominante y la muestra seleccionada de acuerdo a los

criterios anteriormente descritos.

4.3.3.5 Mediciones realizadas

Inicialmente se programó, de acuerdo a la muestra seleccionada, tomar registros durante 24 horas de un día útil de la semana, de potencia activa y reactiva, tensión y corriente en dos fases en cada uno de los alimentadores seleccionados. Por limitaciones de tiempo y equipo, las mediciones se ejecutaron, ya no por alimentador en B.T., sino por subestación de distribución; ejecutandose finalmente las siguientes mediciones:

CUADRO N° 21 : MEDICIONES EN EL PLAN OPERATIVO HUARAL 1993			
SUBESTACIO	UBICACIO	CARGA PREDOMIN.	MEDICION REALIZADA
.A.B. 503 75 KVA	Av. Los naturales cuadra 1	R4 y R5	Registros de corriente y tensión
.A.B. 505 100 KVA	Av. Miguel Grau cuadra 4	R3 y R4	Registros de corriente y tensión
.A.B. 510 160 KVA	Esq. Cahuas y A. Ugarte	C3	Registros de corriente y tensión
S.C.S. 509 400 KVA	Calle Animas cuadra 2	C2 y C1	Registros de corriente y tensión
S.A.B. 531 160 KVA	Esq. 28 de Julio y Los Angeles	R3	Registros de corriente y tensión
S.A.B. 532 100 KVA	El Palmo cuadra 2	R3 y R4	Registros de corriente y tensión
S.A.B. 534 100 KVA	Barrio La Huaquilla	R3	Registros de corriente y tensión
S.A.B. 535 100 KVA	Esq. Luis Colán y Luis Falcón	R3	Registros de corriente y tensión
S.A.B. 502 200 KVA	Esq. Calle Derecha y Camal Viejo	C3 y C2	Medición con pinzas amperimétricas

La medición mediante pinzas amperimétricas, consistió en tomar lecturas en las tres fases a las 10 A.M. , 6 P.M. y 8 P.M. En el Anexo B se muestra los resultados de estas mediciones.

4.3.4 Evaluación de las mediciones

4.3.4.1 Consumos medios representativos por tipo de carga

De la relación de consumos mensuales medios por tipo de carga, mostrados en el Anexo B, se ha calculado para cada tipo de carga, los consumos medios representativos como las medias ponderadas corregidas, de acuerdo a los mismos criterios empleados para el cálculo de los consumos mensuales medios, usando como factores de ponderación el número de usuarios por cuadras, calles, ó barrios y las siguientes ecuaciones:

$$X_m = \Sigma(F_i * X_i) / \Sigma F_i$$

$$S = [\Sigma(X_i - X_m)^2 / n]^{1/2}$$

Intervalo de corrección:

$$X = X_m \pm 2 * S$$

Límites de confianza:

$$X_{mp} = X_{mc} \pm 1,96 * (S_c / \sqrt{n})$$

donde:

X_i : valor de la muestra i .

F_i : factor de ponderación de la muestra i .

X_m : valor medio de la muestra

n : número de muestras

S : desviación típica

X_{mp} : valor medio de la población

X_{mc} : valor medio corregido de la muestra

S_c : desviación típica corregida

Los Cuadros N° 22, N° 23 y N° 24 siguientes, muestran los resultados del programa empleado para calcular los

consumos medios representativos, para cada tipo de carga definido.

CUADRO N° 22 : CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA (kWh/MES)

VALOR CALCULADO	T.C. R1	T.C. R2	T.C. R3
N° TOTAL DE USUARIOS	310,00	462,00	2408,00
LIMITE SUPERIOR kWh	258,94	162,95	166,11
LIMITE INFERIOR kWh	217,33	157,30	104,87
MEDIA PONDERADA kWh	243,83	160,74	129,18
DESVIACION TIPICA	18,70	1,12	11,71
N° USUARIOS CORREGIDO	310,00	445,00	2303,00
LIMITE SUP. CORREGIDO kWh	258,94	162,95	149,69
LIMITE INF. CORREGIDO kWh	217,33	160,25	106,14
MEDIA POND. CORREGIDO kWh	243,83	160,87	128,28
DESVIACION TIP.CORREGIDA	18,70	0,91	10,41
MEDIA MAX. CORREGIDA kWh	245,85	160,95	128,71
MEDIA MIN. CORREGIDA kWh	241,80	160,78	127,86

CUADRO N° 23 : CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA (kWh/MES)

VALOR CALCULADO	T.C. R4	T.C. R5	T.C. R6
N° TOTAL DE USUARIOS	1140,00	758,00	81,00
LIMITE SUPERIOR kWh	118,50	78,12	150,07
LIMITE INFERIOR kWh	82,14	66,93	98,70
MEDIA PONDERADA kWh	97,96	73,56	115,36
DESVIACION TIPICA	7,22	3,68	20,12
N° USUARIOS CORREGIDO	1094,00	758,00	81,00
LIMITE SUP. CORREGIDO kWh	112,40	78,12	150,07
LIMITE INF. CORREGIDO kWh	89,21	66,93	98,70
MEDIA POND. CORREGIDO kWh	97,46	73,56	115,36
DESVIACION TIP.CORREGIDA	6,34	3,68	20,12
MEDIA MAX. CORREGIDA kWh	97,83	73,82	119,74
MEDIA MIN. CORREGIDA kWh	97,08	73,30	110,98

CUADRO N° 24 : CONSUMOS MEDIOS DE ENERGIA ELECTRICA (kWh /MES)

VALOR CALCULADO	T.C. C1	T.C. C2	T.C. C3
N° TOTAL DE USUARIOS	63,00	195,00	758,00
LIMITE SUPERIOR kWh	522,58	327,32	240,40
LIMITE INFERIOR kWh	315,92	226,92	142,60
MEDIA PONDERADA kWh	369,11	281,32	179,13
DESVIACION TIPICA	77,55	34,28	22,30
N° USUARIOS CORREGIDO	63,00	195,00	679,00
LIMITE SUP. CORREGIDO kWh	522,58	327,32	207,33
LIMITE INF. CORREGIDO kWh	315,92	226,92	142,60
MEDIA POND. CORREGIDO kWh	369,11	281,32	172,78
DESVIACION TIP. CORREGIDA	77,55	34,28	12,86
MEDIA MAX. CORREGIDA kWh	388,26	286,13	173,75
MEDIA MIN. CORREGIDA kWh	349,95	276,51	171,82

4.3.4.2 Diagramas de carga típicos

Para obtener los Diagramas de Carga característicos correspondientes a los diferentes tipos de carga establecidos, se ha partido de los registros tomados en las subestaciones de distribución; considerando que una subestación abarca dentro de su area de influencia a mas de un tipo de carga, a fín de hallar el Diagrama de Carga representativo para un determinado tipo de carga, se ha considerado solamente aquellas subestaciones que contemplen dentro de su area de influencia por lo menos el 35% del tipo de carga estudiado.

Así de los registros de tensión y corriente obtenidos en la campaña de medición, se ha calculado los valores correspondientes a la potencia aparente en KVA y en p.u., para cada hora. Estos valores, con sus respectivos

graficos de Diagramas de Carga son mostrados en el Anexo B.

$$Pt(\text{kVA}) = [\sqrt{3}/1000] * Vt(\text{V}) * It(\text{A})$$

$$Pt_{pu} = Pt(\text{kVA}) / \text{Max } Pt(\text{kVA})$$

donde:

Pt : potencia aparente en la hora t

Vt : tensión registrada en la t

It : corriente registrada en la hora t

Los Diagramas de Carga Típicos se han obtenido, calculando para cada hora, el valor medio ponderado de los valores en p.u. de los registros de las subestaciones consideradas, usando como factor de ponderación el porcentaje de incidencia del tipo de carga estudiado sobre la carga total de la subestación. Se ha calculado un Diagrama de Carga Típico solo para los tipos de carga R3, R4 y C3 por ser los únicos con mas de dos registros, cuyo porcentaje de incidencia del tipo de carga estudiado es mas del 35% .

4.3.4.3 Determinación de las características de carga

De los Diagramas Típicos de Carga, se han calculado los factores de carga y de pérdidas F_c , y F_p , respectivamente, representativos para cada tipo de carga definido, usando las siguientes ecuaciones:

$$F_c = (1/24) * \Sigma Pt_{pu}$$

$$F_p = (1/24) * \Sigma (Pt_{pu})^2$$

Para los casos en que no ha sido posible establecer un Diagrama Típico de carga, los factores de carga y de pérdidas han sido calculados como el promedio ponderado de

los respectivos factores de las subestaciones que presenten el tipo de carga estudiado. Para los tipos R1 y R2, donde no se han efectuado ningún registro, se ha tenido que asumir los valores correspondientes al alimentador primario.

Al no contarse con registros de factor de potencia ni registros simultaneos a nivel de usuarios con sus respectivos alimentadores, para poder calcular los factores de simultaneidad, se han asumido los siguientes valores:

$$\cos\phi = 0,9 \quad F_s = 0,8$$

El valor de 0,9 es el recomendado por la Norma DGE 002-P-4/1983 del MEM "Elaboración y Aprobación de Proyectos de Sub-sistemas de Distribución Secundaria". Por otro lado, si bien el CNE recomienda usar como factor de simultaneidad mínimo el valor de 0,5 , se ha preferido usar como factor de simultaneidad el valor de 0,8 , de acuerdo al "Estudio de Determinación de la Máxima Demanda en los Diferentes Tipos de Habilitaciones Urbanas", elaborado por el Servicio de Planeamiento de Electrolima; por considerarlo más cercano a la realidad.

Finalmente, mediante los Consumos Medios Representativos de energía, se ha calculado las Máximas Demandas Unitarias para cada tipo de carga definido, empleando la ecuación siguiente:

$$D_u(\text{watts}) = \frac{C_c(\text{KWh})}{0.72 * F_c}$$

El Cuadro N° 25 muestra las diferentes Características

de carga, determinadas para los diferentes tipos de carga definidos para la ciudad de Huaral.

CUADRO N° 25 : CARACTERISTICAS DE CARGA DE LA CIUDAD DE HUARAL

TIPO DE CARGA	CONSUMO MEDIO (KWh/mes)	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE PERDIDAS	MAX.DEM. UNITARIA (W)
R1	243,83	0,585	0,372	578,89
R2	160,87	0,585	0,372	381,93
R3	128,28	0,554	0,337	321,60
R4	97,46	0,571	0,353	237,06
R5	73,56	0,568	0,350	179,87
R6	115,36	0,568	0,350	282,08
C1	369,11	0,595	0,402	861,60
C2	281,32	0,590	0,386	662,24
C3	172,78	0,574	0,366	418,07

4.3.4.4 Determinación de las densidades de carga medias

Para propósitos de distribución de carga, lo que se requiere son las densidades de carga brutas, esto es la carga total distribuida por la subestación sobre su area de influencia total, es decir el area que contempla tanto a las areas de servicio particular como las areas libres. Esta densidad puede ser facilmente calculada a partir de los registros tomados, mediante la ecuación:

$$d(\text{VA}/\text{m}^2) = [1000 * \text{MD}_{\text{SE}}(\text{kVA})] / A_1(\text{m}^2)$$

donde:

$\text{MD}_{\text{SE}}(\text{kVA})$: Máxima Demanda de la subestación

$A_1(\text{m}^2)$: Area de influencia total de la subestación.

Como no se han tomado registros suficientes para cada tipo de carga y como el area de influencia de una

subestación involucra a más de un tipo definido de carga, no siempre ha sido posible usar la ecuación anterior. Por lo tanto, se ha tenido que formular una ecuación que relacione la densidad de de carga bruta con los consumos medios representativos hallados en el acápite 4.3.4.1, a fin de determinar una densidad de carga en VA/m², para cada uno de los diferentes tipos de carga establecidos. La ecuación siguiente, cuya deducción detallada se muestra en el Anexo B, contempla dicha relación:

$$d(\text{VA/m}^2) = \frac{(1+F_{ap}+F_{pt}+F_{pnt}) * F_s * F_a * C_c(\text{kwh})}{0,72 * \cos\phi * F_c * A_u(\text{m}^2)}$$

donde:

- $C_c(\text{kwh})$: Consumo medio representativo
 F_s : factor de simultaneidad
 $\cos\phi$: factor de potencia
 F_c : factor de carga
 $A_u(\text{m}^2)$: area promedio de lotes
 F_a : factor de relación entre el area de servicio particular y el area total de una subestación.

F_{ap} , F_{pt} , F_{pnt} son los factores de proporcionalidad entre la demanda por alumbrado público y las demandas por pérdidas técnicas y no técnicas, respectivamente, y la máxima demanda de servicio particular ; esto es:

$$F_{ap} = MD_{AP} / MD_{SP}$$

$$F_{pt} = MD_{PT} / MD_{SP}$$

$$F_{pnt} = MD_{PNT} / MD_{SP}$$

Las áreas promedio por lotes se han calculado utilizando el mismo procedimiento para calcular los consumos medios representativos. Los datos iniciales se han obtenido de haber medrado en el plano del sistema de distribución secundaria de Huaral las áreas de influencia de las subestaciones y dividir las entre el número total de usuarios alimentados por la respectiva subestación.

El factor que relaciona a las áreas neta ó de servicio particular con la area total ó bruta, se ha calculado como la media de los factores de areas calculadas para las subestaciones de distribución registradas; calculadas mediante un pequeño programa de computo, cuyos resultados son mostrados a continuación:

CUADRO N° 26 : FACTOR MEDIO DE AREAS DE LA CIUDAD DE HUARAL

LIMITE SUPERIOR	: 0,774	LIMITE INFERIOR	: 0,636
VALOR MEDIO	: 0,732	DESVIAC. TIPICA	: 0,039
LIM. SUP. CORREG.	: 0,774	LIM. INF. CORREG.	: 0,714
VAL. MED. CORREG.	: 0,744	DESVIAC. TIPICA	: 0,021
VAL. MEDIO MAXIMO	: 0,759	VAL. MEDIO MINIMO	: 0,730
FACTOR DE AREAS MEDIO : $F_a = 0,744$			

Las demandas correspondientes al alumbrado público dentro del area de influencia de una subestación, se considerarán como el 10% de la demanda correspondiente al Servicio Particular, valor concordante con los valores calculados individualmente y mostrados en las fichas técnicas de las subestaciones registradas. Por otra parte, de acuerdo a la nueva Ley de Concesiones Eléctricas, el Ministerio de Energía y Minas ha fijado estas pérdidas, con

el fin de determinar los costos marginales de las empresas concesionarias de distribución, en un 8% como máximo; sin embargo, considerando la antigüedad de las redes de la ciudad de Huaral, para propósitos del presente estudio, se asumirá que las pérdidas técnicas en la Red de Distribución Secundaria son, también, iguales al 10% de la demanda de Servicio Particular. Por consiguiente los factores de proporcionalidad F_{ap} y F_{pt} serán iguales a 0,1.

A su vez, el factor correspondiente a la pérdidas no técnicas F_{pnt} , ha sido obtenido de comparar los consumos medios de energía eléctrica, a partir de las facturaciones mensuales de energía, con los obtenidos a partir de los registros de las subestaciones considerando 0%, 5%, 10%, 15% y 20% de pérdidas no técnicas. Así mediante un proceso de comparar e interpolar valores, se ha estimado un porcentaje de pérdidas no técnicas para cada subestación registrada, comprobándose que para la ciudad de Huaral estos valores en algunas zonas bordea el 20% . El mismo programa usado para hallar el factor de areas representativo ha sido usado para calcular el F_{pnt} .

CUADRO N° 27 : FACTOR MEDIO DE PERDIDAS NO TECNICAS DE HUARAL

LIMITE SUPERIOR	: 0,232	LIMITE INFERIOR	: 0,000
VALOR MEDIO	: 0,125	DESVIAC. TIPICA	: 0,086
LIM. SUP. CORREG.	: 0,232	LIM. INF. CORREG.	: 0,000
VAL. MED. CORREG.	: 0,125	DESVIAC. TIPICA	: 0,086
VAL. MEDIO MAXIMO	: 0,181	VAL. MEDIO MINIMO	: 0,069
<p>FACTOR DE PERDIDAS NO TECNICAS : $F_a = 0,125$</p>			

Por consiguiente se estima que en la ciudad de Huaral,

el 12,5% de la demanda de Servicio Particular, corresponde a las pérdidas no técnicas, esto es por las conexiones clandestinas.

Finalmente, reemplazando valores en la ecuación anterior se obtiene la relación que permite calcular una densidad de carga bruta, en función de los consumos medios representativos:

$$d(\text{VA}/\text{m}^2) = 1,217 * \frac{C_c(\text{kwh})}{F_c * A_u(\text{m}^2)}$$

La deducción detallada de la ecuación anterior es presentada en el anexo B.

Para efectos de comparar con los derechos de máxima demanda que establecen las normas, se ha calculado también las densidades de carga netas, es decir aquellas que involucran solo a las áreas correspondientes al Servicio Particular y que se usan en la elaboración de los Proyectos de Electrificación. Para estos cálculos se ha usado como factor de simultaneidad el valor de 0,5 , tal como recomiendan las Normas.

$$d_n(\text{watts}/\text{m}^2) = \frac{D_u(\text{watts})}{A_u(\text{m}^2) * F_s}$$

El Cuadro N° 28 muestra, finalmente, las densidades de carga, tanto bruta como neta, para cada uno de los Tipos de Carga establecidos:

CUADRO N° 28 : DENSIDADES DE CARGA DE LA CIUDAD DE HUARAL

TIPO DE CARGA	CONSUMO MEDIO (KWH/mes)	AREA MED. LOTES $A_u(m^2)$	DENSIDAD BRUTA $d(VA/m^2)$	DENSIDAD NETA $d_n(w/m^2)$
R1	243,83	237,63	2,135	4,872
R2	160,87	202,98	1,649	3,763
R3	128,28	172,73	1,631	3,724
R4	97,46	196,41	1,057	2,414
R5	73,56	196,69	0,801	1,829
R6	115,36	674,53	0,366	0,836
C1	369,11	143,25	5,270	12,029
C2	281,32	137,69	4,214	9,619
C3	172,78	143,91	2,545	5,810

4.3.4.5 Pronóstico de Demanda para el año horizonte

Para determinar la demanda de energía eléctrica en el año horizonte, se requiere calcular una tasa anual de crecimiento de la carga. Para el presente trabajo interesa determinar la tasa de crecimiento de la densidad de carga, para cada zona ó tipo de carga definido.

Como se sabe, el crecimiento de carga de una zona ó sector, se debe a dos efectos principales:

- El incremento del número de consumidores en el area estudiada.
- El crecimiento del consumo unitario, esto es, que el consumo promedio de un usuario en un mes, aumenta a consecuencia de un creciente ingreso familiar. La tasa correspondiente a este efecto, puede calcularse a partir de los consumos promedios de energía, para cada Tipo de Carga definido.

De los datos históricos de los resúmenes de las facturaciones por consumo de energía, comparando los consumos promedios para el mes de Marzo de diferentes años, se desprende las siguientes tasas de crecimiento:

- tarifa 21 : $r = 0,34\%$ - tarifa 40 : $r = 0,39\%$

Las tasas anteriormente halladas, implican el segundo efecto mencionado, mas no así el primero. Una aproximación de la tasa del aumento del número de consumidores, podría ser la correspondiente a la población de la zona. Estas tasas, si bien representan el crecimiento anual del promedio del consumo por tipo de tarifa, no sirven para poder diferenciar el comportamiento de los diferentes sectores comprendidos dentro de un tipo de carga definido, esto es, existen zonas relativamente nuevas donde el crecimiento del consumo unitario es sostenido, mientras que hay otras, que son la mayoría, donde el consumo unitario practicamente se ha saturado y su crecimiento es casi nulo.

Por otra parte dada la crisis económica y la situación de recesión actual, los índices hallados no responden a un crecimiento en situaciones normales y por no contarse con datos históricos confiables; es que se ha optado por considerar como tasas de crecimiento las obtenidas en el estudio "Características de Carga de los Diferentes Sectores ó Tipos de Carga Existentes en la Gran Lima", realizado por el Servicio de Planeamiento de Electrolima. Se ha tomado esta determinación considerando que los resultados de este trabajo responden a un estudio y

análisis estadístico serio; y que la similitud contemplada, entre las cargas de los diferentes sectores de la gran Lima y la ciudad de Huaral, no se aleja mucho de la realidad, ya que Huaral, por ser una ciudad costera con un buen desarrollo agrícola-industrial y muy cercano a la ciudad de Lima, sus habitantes presentan usos y características muy similares a los de la capital.

El estudio antes mencionado, presenta tres curvas de relación entre la densidad de carga en (W/m^2) y la antigüedad de las muestras en años, para las urbanizaciones residenciales de 1^{ra}. y 3^{ra}. categoría y para Pueblos Jóvenes. Para el presente trabajo se usará las dos últimas curvas, la curva "a", correspondiente a la Urb. residencial de 3^{ra}. categoría, para los Tipos de Carga R1, R2 y R3; y la curva "b", correspondiente a los Pueblos Jóvenes para los Tipos R4, R5 y R6.

Curva a:

$$d(VA/m^2) = 1,80 * t^{0,08}$$

valor de saturación: 2,25 (t=13 años)

Curva b:

$$d(VA/m^2) = 1,78 * t^{0,04}$$

valor de saturación: 1,90 (t=13 años)

Para los Tipos de carga C1, C2 y C3, se considerará la tasa hallada mediante los datos históricos, ya que la antigüedad de estas zonas es casi la misma.

Así, considerando las curvas anteriores y que la densidad de carga, para todas las zonas, se satura a los 20 años, se ha definido las siguientes tasas de crecimiento:

Tipos R1, R2 y R3 :

- Zonas con antigüedad menor a 10 años : 2,07%
- Zonas con antigüedad entre 10 y 20 años : 0,55%
- Zonas con antigüedad mayor a 20 años : 0,00%

Tipos R4, R5 y R6 :

- Zonas con antigüedad menor a 10 años : 1,03%
- Zonas con antigüedad entre 10 y 20 años : 0,28%
- Zonas con antigüedad mayor a 20 años : 0,00%

Tipos C1, C2 y C3 :

- Para todas las zonas : 0,39%

El Cuadro N° 29 muestra las densidades de carga proyectadas para los años 2003 y 2013.

CUADRO N° 29 : DENSIDADES DE CARGA PROYECTADAS DE HUARAL

TIPO DE CARGA	DENSIDAD 1993 d(VA/m ²)	TASA A 2003 r%	DENSIDAD 2003 d(VA/m ²)	TASA A 2013 r%	DENSIDAD 2013 d(VA/m ²)
R1.2	2,135	0,55	2,255	0,00	2,255
R1.3	2,135	0,00	2,135	0,00	2,135
R2.3	1,649	0,00	1,649	0,00	1,649
R3.2	1,631	0,55	1,723	0,00	1,723
R3.3	1,631	0,00	1,631	0,00	1,631
R4.1	1,057	1,03	1,171	0,28	1,204
R4.2	1,057	0,28	1,087	0,00	1,087
R4.3	1,057	0,00	1,057	0,00	1,057
R5.1	0,801	1,03	0,887	0,28	0,912
R5.2	0,801	0,28	0,824	0,00	0,824
R5.3	0,801	0,00	0,801	0,00	0,801
R6.2	0,366	0,28	0,376	0,00	0,376
C1	5,270	0,39	5,479	0,39	5,697
C2	4,214	0,39	4,381	0,39	4,555
C3	2,545	0,39	2,646	0,39	2,751

En el cuadro anterior se ha asumido lo siguiente:

- 1) Se ha añadido un número antecedido de un punto, a los

tipos de carga definidos, con el propósito de diferenciar las zonas con diferentes antigüedades dentro de un mismo tipo de carga. Así el número "1" indica una antigüedad menor a 10 años, el número "2" una antigüedad entre 10 y 20 años y el número "3" una antigüedad mayor a 20 años.

2) Solo figuran los Tipos de Carga y antigüedades existentes.

3) Las tasas de crecimiento igual a cero indican que la densidad de carga se encuentra saturada.

4) Para los tipos de carga comerciales, a pesar de contar todos con una antigüedad mayor a 20 años, se ha considerado un crecimiento sostenido, debido a la diferente naturaleza del crecimiento de estos tipos de carga, que obedecen fundamentalmente al interés de desarrollo económico, difícilmente saturable.

5) Para la proyección de las densidades se ha usado la ecuación siguiente :

$$d(\text{VA}/\text{m}^2)_n = d(\text{VA}/\text{m}^2)_a * (1 + r)^n$$

donde:

$d(\text{VA}/\text{m}^2)_n$: densidad de carga en el año n.

$d(\text{VA}/\text{m}^2)_a$: densidad de carga actual.

r : tasa de crecimiento anual.

n : número de años.

Finalmente, el plano 02 muestra las diferentes zonas, con su respectiva antigüedad y tasas de crecimiento; igualmente se muestra la densidad de carga bruta, tanto actual como futura.

4.4 Ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivación de sus áreas de servicio de la ciudad de Huaral

4.4.1 Determinación de la base de datos

Para construir la base de datos requerida para el proceso de optimización de la red secundaria, determinando la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y derivación de sus áreas de servicio, se ha trazado sobre el plano 02 de zonificación eléctrica de la ciudad de Huaral, un sistema de rejillas de 100 * 100 m, y para cada una de las 404 rejillas resultantes se ha obtenido su máxima demanda proyectada al año horizonte. La máxima demanda de cada rejilla se ha calculado como la sumatoria de los productos de las áreas contenidas en las rejillas, por sus respectivas demandas en el año 2013, según el cuadro N° 29; y considerando también aquellas cargas especiales contenidas en algunas de las rejillas.

La sumatoria de las demandas de las 404 rejillas será la máxima demanda de la ciudad de Huaral en el año 2013, siendo esta 5 109,74 kVA.

Para cubrir esta demanda Huaral cuenta actualmente con 50 subestaciones, de las cuales 2 son particulares, 2 con relación de transformación de 6,6/0,22 kV y 7 son de una antigüedad anterior a 1980; por lo que solo 39 subestaciones, con una capacidad total de 4 385 kVA, serán consideradas en el proceso de optimización.

El déficit de oferta de 724,74 kVA será cubierto por

subestaciones proyectadas de acuerdo al acápite siguiente.

4.4.2 Alternativas de cobertura de demanda

Se ha considerado dos alternativas de cobertura de demanda que responden a criterios diferentes:

1) Alternativa 1 : cubrir el deficit de oferta con subestaciones de poca capacidad, con la finalidad de obtener un menor costo en la red de distribución secundaria.

Para determinar cuantas subestaciones y de que capacidad se requieren se ha tenido que correr el programa de transporte, considerando solo las subestaciones existentes en su ubicación actual y una subestación ficticia con costos de suministrar potencia a cualquier rejilla igual a cero, con una capacidad de 724,74 kVA. Las areas cubiertas por la subestación ficticia serán las que deben ser cubiertas por las subestaciones proyectadas y la suma de las demandas de estas areas será la capacidad requerida a cada una de estas subestaciones. Luego del análisis anterior se ha determinado la siguiente alternativa de cobertura de demanda:

- 39 subestaciones existentes : 4 385 kVA
- 1 S.A.B. proyectada de 160 kVA : 160 kVA
(iluminación estadio municipal)
- 6 S.A.B. proyectadas de 100 kVA c/u : 600 kVA
- 3 S.A.B. proyectadas de 50 kVA c/u : 150 kVA
- Total de capacidad instalada de la
alternativa 1 (49 subestaciones) : 5 295 kVA

2) Alternativa 2 : cubrir el deficit de oferta con el menor número de subestaciones con mayores capacidades, incrementando previamente la capacidad de la S.C.S 509 de 400 a 630 kVA. Bajo este criterio se espera conseguir la menor inversión en la adquisición de nuevas subestaciones.

Considerando igualmente la corrida previa anteriormente explicada, se ha determinado la siguiente alternativa de cobertura de demanda:

- 39 subestaciones existentes : 4 385 kVA
- ampliación de la capacidad de la S.C.S. 509 : 230 kVA
- 1 S.C.S proyectada de 400 kVA : 400 kVA
- 2 S.A.B. proyectadas de 100 kVA c/u : 200 kVA
- Total de capacidad instalada de la alternativa 2 (42 subestaciones) : 5 215 kVA

En esta alternativa se espera cubrir la demanda por la iluminación del estadio municipal con una de las subestaciones existentes. La relación de subestaciones y su capacidad nominal contempladas por cada alternativa se presenta en el anexo C.

4.4.3 Matriz de coeficientes de costo

Para determinar la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y sus correspondientes areas de servicio, se ha tenido que crear el modelo matemático presentado en el plano 03, donde se tiene el plano de la ciudad de Huaral contenido en un sistema de rejillas con su respectivas demandas y posibles conexiones entre estas; de tal forma que mediante un programa de vía mínima, sea posible

calcular las distancias mínimas factibles desde cada una de las subestaciones contempladas en las alternativas a cada una de las rejillas. Para esto, previamente se debe de considerar, a criterio del proyectista, una ubicación a priori de las subestaciones; para el presente caso, se ha tenido en cuenta como primera ubicación tentativa, la ubicación actual de las subestaciones.

Como se ha visto en capítulo III, para optimizar la red secundaria puede utilizarse como matriz de coeficientes de costos, a la matriz de distancias mínimas factibles y posteriormente a la función objetivo resultante multiplicarla por la relación de costo correspondiente, esto es por $K \text{ US\$/m} \cdot \text{kVA}$. Para el conductor de cobre forrado de 10 mm^2 de sección la relación que permite obtener el costo total anualizado de la red secundaria, a partir del programa de transporte que optimiza la sumatoria de los productos $\text{kVA} \cdot \text{distancia}$, según el gráfico de la figura 11 es : $0,26816 \text{ US\$/m} \cdot \text{kVA}$.

Con el propósito de facilitar la entrada de datos y obtener un menor tiempo de computo, se ha considerado todas las distancias divididas entre 100, de tal forma que la distancia entre rejillas contiguas sea igual a 1. En el anexo C se presenta una parte de la entrada de datos para el programa de vía mínima y los resultados son presentados en la matriz del modelo de transporte.

4.4.4 Formulación del modelo de transporte

Luego de los pasos anteriores se ha formulado los

modelos de transporte para cada una de las alternativas:

1) Alternativa 1 :

- 49 orígenes con una oferta total de 5 295,00 kVA
- 404 destinos con una demanda total de 5 109,74 kVA
- 1 destino ficticio con una demanda de 185,26 kVA

2) Alternativa 2 :

- 42 orígenes con una oferta total de 5 215,00 kVA
- 404 destinos con una demanda total de 5 109,74 kVA
- 1 destino ficticio con una demanda de 105,26 kVA

En ambos casos los coeficientes tecnológicos (costos) están dados por las matrices de distancias mínimas factibles halladas en el acápite anterior, para la primera corrida tentativa que considera la ubicación actual de las subestaciones existentes. Los costos de enviar potencia desde cualquier origen al destino ficticio serán iguales a cero. En el anexo C se presenta parte de la matriz de transporte correspondiente a la primera corrida del programa del modelo de la alternativa 1.

4.4.5 Optimización de la ubicación de las subestaciones de distribución y determinación de sus áreas de servicio

Para cada alternativa, luego de la primera corrida del programa usando la matriz de distancias mínimas hallada en el acápite anterior, el resultado se ha llevado al plano 03 y luego del respectivo análisis de post-optimización se ha reubicado las subestaciones, de tal forma que estas queden ponderadamente centradas dentro de sus respectivas áreas de

influencia y así bajar en lo posible el valor de la función objetivo. Luego usando el modelo del plano 03 se ha calculado la nueva matriz de distancias mínimas y con esta se ha modificado la matriz de transporte, para la siguiente corrida del programa. Así este proceso se ha repetido sucesivamente, hasta obtener el menor valor posible de la función objetivo.

Para la alternativa 1, la primera corrida del programa arrojó un valor de la F.O. de $6\,459,57 * 100 \text{ m*kVA}$; y luego de 10 corridas del programa se ha obtenido el menor valor posible de la F.O. : $5\,566,51 * 100 \text{ m*kVA}$. Es decir, que mediante el proceso de optimización sucesiva reubicando subestaciones, se ha rebajado en un 14% el costo de la red secundaria. La ubicación óptima de las subestaciones de distribución y sus correspondientes áreas de servicio para la alternativa es presentada en el plano 04; y su correspondiente listado en el anexo

Para la alternativa 2, el proceso de optimización se ha partido ya no de la ubicación actual de las subestaciones existentes, sino de la ubicación de estas subestaciones en la alternativa 1; con este criterio se ha ahorrado en tiempo de optimización al reducirse las corridas del programa a solo 3, hasta obtener el menor valor posible de la F.O. : $6\,545,86 * 100 \text{ m*kVA}$. Igual que para la alternativa 1, la ubicación óptima de las subestaciones de distribución y sus correspondientes áreas de servicio para la alternativa 2, es presentada en el plano 05; y su

correspondiente listado en el anexo C.

Considerando una sección de conductor uniforme e igual a 10 mm² y utilizando la relación de costo unitario anual de la Fig. 11 e igual a 0,26816 US\$/m * kVA; es posible estimar los costos totales aproximados, anualizados y en valor presente, de la red secundaria para cada una de las alternativas contempladas. El CUADRO N° 30 muestra los costos de la red secundaria para ambas alternativas:

CUADRO N° 30

COSTO TOTAL DE LA RED SECUNDARIA

ALTERNATIVA	CAUE (US \$/año)	VP (US \$)
1	149 271,53	1 202 412,03
2	175 533,78	1 413 959,70

4.5 Configuración topológica óptima de la red de distribución primaria de la ciudad de Huaral

4.5.1 Determinación de la base de datos

Para formar la base de datos requerida en el proceso de optimización de la red primaria, determinando el recorrido mas conveniente de los alimentadores primarios, se ha tenido que trasladar al plano de la ciudad de Huaral, las subestaciones de distribución con sus respectivas ubicaciones óptimas halladas con el procedimiento anterior; y luego dibujar la red alimentadora factible, compuesta por las diferentes rutas por las que es posible alimentar, cada de las subestaciones involucradas en cada una de las alternativas. Esta red alimentadora factible estará formada por nodos y arcos, cuyas longitudes multiplicada por un

coeficiente de costo unitario, proporcionarán los coeficientes tecnológicos del modelo de transbordo empleado. Los nodos, a su vez, estarán constituidos por los orígenes, los destinos y los nodos de transbordo propiamente dichos, estos son las uniones entre los diferentes arcos de la red factible.

Así la base de datos requerida para la optimización de la red primaria de Huaral estará compuesta por:

- Origen: formado por el centro de transformación Huaral con su ubicación actual y capacidad de oferta igual a la sumatoria de las capacidades de las subestaciones contempladas por cada alternativa.
- Destinos: constituido por las subestaciones de distribución consideradas en la optimización de la red secundaria, con sus ubicaciones óptimas y demandas iguales a su capacidad en kVA. Igualmente se considerarán como destinos a cuatro cargas contratadas en media tensión, mediante subestaciones particulares.
- Coeficientes de costos: formado por los costos de enviar una unidad de potencia ($\text{US\$/kVA}\cdot\text{año}$), desde el centro de transformación hasta cada una de las subestaciones de distribución, considerando los diferentes arcos de la red alimentadora factible.

4.5.2 Matriz de coeficientes de costo

Como en un principio no se conocen los flujos de potencia a circular por cada arco, la matriz de coeficientes de costos inicialmente, estará compuesta por

las distancias de los arcos de la red alimentadora factible.

Una vez efectuada la optimización usando como coeficientes de costos las distancias entre nodos, y conociendo los flujos a circular por cada arco, es posible usar en la matriz de costos, los costos anuales por flujo (US\$/kVA * año), y así afinar la optimización resultante.

Para determinar estos costos por flujo y por año, se hace uso de los gráficos mostrados en las figuras 15,16,17 y 18, en las que se muestran la recta de aproximación lineal a los costos totales anualizados, para redes de distribución primaria con conductores desnudos de cobre de 10, 16, 35 y 50 mm² de sección respectivamente.

$$a) \text{ Para } S=10 \text{ mm}^2 : CAUE_{(US\$/m^2 \cdot \text{año})} = 0.00757_{(US /m^2 \cdot kVA \cdot \text{año})} * N_{(kVA)}$$

$$b) \text{ Para } S=16 \text{ mm}^2 : CAUE_{(US /m^2 \cdot \text{año})} = 0.00658_{(US /m^2 \cdot kVA \cdot \text{año})} * N_{(kVA)}$$

$$c) \text{ Para } S=35 \text{ mm}^2 : CAUE_{(US\$/m^2 \cdot \text{año})} = 0.00490_{(US\$/m^2 \cdot kVA \cdot \text{año})} * N_{(kVA)}$$

$$d) \text{ Para } S=50 \text{ mm}^2 : CAUE_{(US\$/m^2 \cdot \text{año})} = 0.00432_{(US\$/m^2 \cdot kVA \cdot \text{año})} * N_{(kVA)}$$

4.5.3 Formulación del modelo de transbordo

Como se ha indicado anteriormente el modelo de transbordo no es mas que el modelo de transporte, en el que todos los nodos (orígenes y destinos) son nodos de transbordo, es decir, pueden enviar como recibir potencia. La configuración de la matriz de transbordo depende de la red alimentadora factible y esta, a su vez, del numero y ubicación de las subestaciones de distribución de cada una de las alternativas consideradas.

- Alternativa 1 : para esta alternativa la red factible

consistió de 104 nodos de transbordo, de los cuales 1 fue el centro de transformación, 49 fueron subestaciones de distribución, 4 correspondían a cargas contratadas en media tensión y 50 nodos a las uniones de las diferentes rutas de la red. El valor límite para el flujo fue:

$$I_{\max} = \sum_{i=1}^{49} P(\text{kVA})_i + \sum_{i=1}^4 P_{cc}_i = 5\,295 + 1\,116 = 6\,411 \text{ kVA.}$$

- Alternativa 2 : para esta alternativa la red factible consistió de 89 nodos de transbordo, de los cuales 1 fué el centro de transformación, 42 fueron subestaciones de distribución, 4 correspondían a cargas contratadas en media tensión y 42 nodos representaban a las uniones de las diferentes rutas de la red. El valor límite para el flujo, en este caso, fue:

$$I_{\max} = \sum_{i=1}^{42} P(\text{kVA})_i + \sum_{i=1}^4 P_{cc}_i = 5\,215 + 1\,116 = 6\,331 \text{ kVA.}$$

La matriz de transbordo correspondiente a esta alternativa es mostrada en el anexo C.

4.5.4 Optimización de la configuración topológica de la red de distribución primaria de Huaral

Para optimizar la configuración topológica de la red primaria se ha seguido el siguiente procedimiento:

a) Usando como coeficientes de costos a las distancias de los arcos existentes del modelo de transbordo, y mediante el programa de transporte, se ha determinado una red óptima para cada alternativa.

b) Para cada uno de los resultados anteriores, se efectuado

un análisis de post-optimización, viendo aquellos arcos que posiblemente inflinjan la restricción de flujo máximo y realizandose luego una comprobación de la caída de tensión para las diferentes secciones que podrían emplearse en cada arco.

c) Luego del análisis post-optimización y selección posterior de los conductores utilizados, se ha procedido a calcular los costos por kVA y por año, requeridos por el programa de transporte, empleando las ecuaciones de las rectas de aproximación lineal, de las curvas correspondientes a los costos totales unitarios; y multiplicandolas por las respectivas distancias de los arcos. En el anexo C se muestra la matriz correspondiente al modelo de transbordo, utilizando costos linealizados, para la alternativa 2.

d) Finalmente usando la matriz de costos linealizados en los modelos de transbordo y corriendo los programas de transporte, es que se han obtenido, para cada alternativa, las configuraciones topológicas óptimas de la red de distribución primaria de la ciudad de Huaral.

Así usando distancias como coeficientes tecnológicos se han obtenidos los siguientes resultados:

Alternativa 1 : 117 117,70 * 100 m*kVA

Alternativa 2 : 114 261,16 * 100 m*kVA

Luego usando costos linealizados como elementos de la matriz de costos, se ha determinado la configuración topológica óptima de la red primaria para ambas

alternativas. Los listados correspondientes a las soluciones óptimas son mostrados en el anexo C; mientras que el cuadro N° 31 presenta los correspondientes costos. Finalmente los planos 06 y 07 presentan la topología óptima de la ciudad de Huaral para las alternativas 1 y 2, respectivamente.

CUADRO N° 31

COSTO TOTAL DE LA RED PRIMARIA

ALTERNATIVA	CAUE (US \$/año)	VP (US \$)
1	59 613,96	480 202,37
2	58 896,54	474 423,41

4.6 Comparación económica de alternativas**4.6.1 CAUE de la subestaciones de distribución**

Como se ha visto anteriormente el costo anual uniforme equivalente de las subestaciones de distribución (CAUE), es la sumatoria de los costos anualizados de instalación, los costos de operación y mantenimiento, y los correspondientes a las pérdidas de energía. Como para ambas alternativas se tienen las mismas 39 subestaciones existentes, los costos correspondientes a las subestaciones de distribución podrán reducirse solamente a los originados por las subestaciones proyectadas.

Los costos de instalación para cada alternativa, han sido calculados a partir de los costos unitarios mostrados en el cuadro N° 5, en el capítulo II; mientras que para calcular el costo anual uniforme equivalente de los costos de instalación y su valor de salvamento, se ha empleado la

ecuación mostrada en el acápite 3.4.1 del capítulo III, considerándose siempre:

- periodo de estudio de 20 años
- tiempo de vida de las instalaciones de 30 años
- tasa anual de interés del capital en US\$ del 12%
- depreciación lineal.

Los cuadros N° 32 y N° 33 presentan los costos de instalación, tanto en valor presente como su equivalente anual y los costos estimados en operación y mantenimiento de acuerdo al acápite 2.2.3 del capítulo II, para las alternativas 1 y 2 respectivamente.

CUADRO N° 32 : COSTOS DE INSTALACION DE SUBESTACIONES -ALTERNATIVA 1

DENOMINACION DE SUBESTACIONES	COSTOS DE INSTALAC. (US\$)	CAUE DE INSTALAC. (US\$/año)	COSTOS DE OPER. Y MANT. (US\$/año)
1 S.A.B. - 160 kVA	11 470,00	1 539,88	96,35
6 S.A.B. - 100 kVA	57 660,00	7 741,03	484,34
3 S.A.B. - 50 kVA	24 150,00	3 242,21	202,86
TOTAL ALTERNAT. 1	93 280,00	12 523,12	783,55

CUADRO N° 33 : COSTOS DE INSTALACION DE SUBESTACIONES -ALTERNATIVA 2

DENOMINACION DE SUBESTACIONES	COSTOS DE INSTALAC. (US\$)	CAUE DE INSTALAC. (US\$/año)	COSTOS DE OPER. Y MANT. (US\$/año)
S.C.S. 400-630 kVA	6 830,00	948,55	321,75
1 S.C.S. - 400 kVA	36 070,00	5 009,40	270,52
2 S.A.B. - 100 kVA	19 220,00	2 669,27	161,45
TOTAL ALTERNAT. 2	62 120,00	8 627,22	753,72

Por otra parte, para calcular los costos correspondientes a las pérdidas de energía en los transformadores, se ha utilizado la fórmula presentada en el acápite 2.2.4.2 del capítulo II, y tenido en cuenta las siguientes

consideraciones:

- costo del kWh : 0.0593 US\$
- trafos operando en horas punta a plena carga
- factor de pérdidas medio : 0.352
- factor de potencia medio : 0.9
- pérdidas porcentuales de la curva de la Fig. 30

Con estas consideraciones la ecuación mencionada se reduce a:

$$C_{upe} = 0.0593 \text{ US\$/kWh} * 8760 \text{ h/año} * P_{trafo}(\text{kW})$$

donde:

$$P_{trafo} = 0.9 * [P_{fe} + 0,352 * P_{n_{Cu}}]$$

Así con la ecuación anterior, se han estimado los costos correspondientes a las pérdidas de energía en las subestaciones de distribución para ambas alternativas. Los cuadros N° 34 y N° 35 muestran dichas pérdidas para las alternativas 1 y 2 respectivamente.

CUADRO N° 34 : COSTOS DE PERDIDAS DE ENERGIA - ALTERNATIVA 1

DENOMINACION DE SUBESTACIONES	COSTOS DE PERD. DE ENERG. (US\$/año)
1 S.A.B. - 160 kVA	677,72
6 S.A.B. - 100 kVA	2 984,64
3 S.A.B. - 50 kVA	840,09
TOTAL ALTERNAT. 1	4 502,45

CUADRO N° 35 : COSTOS DE PERDIDAS DE ENERGIA - ALTERNATIVA 2

DENOMINACION DE SUBESTACIONES	COSTOS DE PERD. DE ENERG. (US\$/año)
S.C.S. 400-630 kVA	1 936,88
1 S.C.S. - 400 kVA	1 314,29
2 S.A.B. - 100 kVA	994,88
TOTAL ALTERNAT. 2	4 246,05

Por último el costo total anual uniforme equivalente (CAUE) de las subestaciones de distribución, es presentado en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 36

COSTO TOTAL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION		
ALTERNATIVA	CAUE (US \$/año)	VP (US \$)
1	17 809,12	143 456,02
2	13 626,99	109 768,13

4.6.2 Selección de alternativas

Como se ha mencionado anteriormente, para seleccionar la mejor alternativa se ha de emplear el método del costo anual uniforme equivalente, por lo tanto, la mejor alternativa resultará ser aquella que presente el menor valor de su CAUE total.

$$CT_{Alt,j} = CAUE_{rp} + CAUE_{rs} + CAUE_{se}$$

El cuadro N° 37 presenta los CAUE de los costos totales del sistema de distribución de cada alternativa :

CUADRO N° 37

COSTO TOTAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION		
ALTERNATIVA	CAUE (US \$/año)	VP (US \$)
1	226 694,61	1 826 070,42
2	248 057,31	1 998 151,24

Como según el cuadro anterior, la alternativa 1 presenta el menor costo total anual uniforme equivalente (CAUE), se concluye entonces que esta es la mejor alternativa; y que presentará durante su tiempo de vida esperado un costo total uniformemente anualizado de 226 694,61 US\$/año.

4.7 Red de distribución de energía eléctrica óptima de la ciudad de Huaral

La red de distribución de energía eléctrica más conveniente para la ciudad de Huaral, hasta el año 2013, es la presentada en los planos 04 y 06 correspondientes a la alternativa 1. La inversión requerida por esta alternativa es de: 1 826 070,42 US\$, sin considerar los costos que demandarán el retiro de las instalaciones existentes.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1.- La metodología que se ha presentado, es una aplicación simplificada de los avances recientes en técnicas de optimización para la ubicación de subestaciones de distribución y la planificación de los alimentadores radiales en media tensión. El problema que plantea es el de planificar las ubicaciones de las subestaciones de distribución, derivar sus áreas de servicio y determinar el recorrido óptimo de los alimentadores en media tensión.

Se ha hecho uso de herramientas de investigación de operaciones para optimizar, primeramente, el subsistema de distribución secundario mediante el modelo de Transporte de Programación Lineal, y luego el subsistema de distribución primario vía modelos de Transbordo de Programación Lineal.

El sistema de distribución seleccionado es aquel que presente el menor costo total anual uniforme equivalente.

2.- Los principales costos que se dan en un sistema de distribución, son los concernientes a la inversión para la instalación y los ocasionados por las pérdidas de energía; sin embargo la gran mayoría de los proyectos que se elaboran actualmente, solo consideran los costos de instalación, no teniendo en cuenta los continuos costos por pérdidas de energía, que muchas veces a la larga, resultan

ser más significativos que los de instalación.

3.- En líneas aéreas, a veces, resulta conveniente usar conductores de mayor sección, ya que para un mismo flujo, se tendrá posiblemente un mayor costo de instalación; pero menores costos por pérdidas de energía.

Se ha estimado, para el caso específico de Huaral, que cuando un conductor opera a más del 30% de su capacidad de carga, los costos por pérdidas de energía pasan a ser más gravitantes que los concernientes a los de instalación.

4.- Por otra parte, debido al enfoque particular que se dá a la elaboración de proyectos de electrificación de nuevas urbanizaciones o sectores de una ciudad, se pierde el criterio de considerar el conjunto, pudiéndose encontrarse con casos, como los que se ha visto en la ciudad de Huaral, donde se tienen subestaciones muy cercanas entre sí con factores de utilización bajos.

Surge, entonces, la urgencia de parte de las empresas de servicio de electricidad, de revisar periódicamente el planeamiento de sus redes y reestructurar sus instalaciones, priorizando aquellas con un tiempo de operación mayor a los 20 años, en función de nuevos proyectos de remodelación que respondan a un planeamiento acorde a los requerimientos actuales de la carga.

5.- Los costos de instalación en un sistema de distribución de energía eléctrica pueden expresarse, con cierta aproximación, como una función lineal de la carga:

$$C_{\text{ui}} = K_i + M_i * N_{(\text{kVA})}$$

donde:

C_{ui} : costo unitario de instalación.

K_i : constante que expresa los costos no dependientes de la carga.

M_i : constante de proporcionalidad (pendiente).

$N_{(kVA)}$: potencia aparente.

Los costos por pérdidas de energía, en cambio, resultan ser una función cuadrática de la carga :

$$C_{upe} = K_p * N_{(kVA)}^2$$

donde:

C_{upe} : costo unitario de pérdidas de energía en un alimentador.

K_p : constante de proporcionalidad.

6.- Si bien el costo total de un sistema de distribución no es una función lineal con respecto a la carga, puede ser expresado mediante una ecuación de aproximación lineal, siempre que se considere un rango determinado de operación, teniendo en cuenta que los conductores aéreos son dimensionados fundamentalmente por caída de tensión y no por capacidad de carga, y por lo tanto, generalmente operan dentro del 50% al 60% de su capacidad límite.

En el presente estudio se ha considerado rangos de operación que fluctúan entre el 10% y el 80% de la carga máxima.

Además, los errores que se generan al usarse modelos lineales que requieren de costos aproximados linealizados, pueden ser pasados por alto para efectos de comparar

alternativas, en las que muy posiblemente se comete el mismo tipo de error.

7.- En una ciudad ó sector puede darse un gran numero de alternativas de cobertura de demanda, estas felizmente, se reducen significativamente cuando se trata de remodelación de redes, dada la existencia de subestaciones en operación.

En el presente trabajo se han considerado, al final, las dos mejores alternativas que responden a criterios diferentes:

- a) cubrir la demanda con subestaciones de poca capacidad.
- b) usar el menor número de subestaciones; pero de mayor capacidad.

Al respecto, del proceso de optimización, se puede concluir que la primera alternativa origina un menor costo en la red secundaria; pero mayores costos en las subestaciones y la red primaria. En el caso específico de Huaral la primera alternativa resultó ser la mas conveniente.

8.- De la conclusión anterior podría inferirse que, donde se tenga densidades de carga relativamente bajas, es conveniente usar subestaciones de poca capacidad, ya que así se reducirán las areas de servicio y por lo tanto el costo de la red secundaria se reducirá notablemente.

9.- Mediante el proceso de optimización de la ubicación de las subestaciones de distribución en la ciudad de Huaral, se ha reducido el costo aproximado de la red secundaria, desde 173 219,83 \$/año a 149 271,53 \$/año, esto

es un 14% del costo que contempla la ubicación actual de las subestaciones; lo que representa un ahorro aproximado de 23 948,3 \$/año.

10.- La red de distribución conveniente para la ciudad de Huaral es la mostrada en los planos 04 y 06. En el plano 04 se muestra la ubicación de las diferentes subestaciones y sus respectivas áreas de servicio, mientras que en el plano 06 se dá el recorrido de los alimentadores en media tensión, la sección de los conductores y la máxima caída de tensión calculada.

El costo total aproximado de la red propuesta asciende a 226 694,61 \$/año, y en valor presente a 1 826 070,42 \$.

11.- Finalmente creo, se ha formulado una metodología de optimización que si bien usa aproximaciones y consideraciones, ha demostrado encontrar resultados razonables. Su gran ventaja radica en la facilidad del análisis de post-optimización, ya que una vez preparado la base de datos y formulado el problema, modificar el modelo y correr nuevamente el programa resulta relativamente sencillo. La facilidad de poder implementar esta metodología, recae básicamente en el soporte de software que se disponga.

Recomendaciones

1.- Los proyectistas al elaborar sus estudios, deben de considerar no solo los costos de instalación, sino también principalmente, los ocasionados por las pérdidas de energía. Igualmente debe de darse una mayor coordinación entre estos y las empresas de servicio de electricidad, con

la finalidad de elaborar proyectos acordes al planeamiento de redes de la ciudad, que la empresa disponga.

2.- Las compañías de servicios y las entidades reguladoras del gobierno, deben de poner énfasis en el criterio de minimizar los costos totales del sistema, ya que actualmente solo los primeros costos de instalación son considerados. Desde el punto de vista del usuario este criterio pareciera el conveniente; pero desde el de las empresas de servicio, son más importantes los gastos por pérdidas de energía. El ministerio de Energía y Minas, mediante sus entes reguladoras, debe de encontrar el equilibrio y normar al respecto.

3.- Las empresas de servicio público de electricidad, deben constantemente reevaluar sus proyectos de planeamiento y así reestructurar sus redes, con el fin de reducir sus pérdidas de energía y no cargar estos costos al usuario final. Además conviene fundamentalmente a las empresas, para ofrecer un servicio eficiente, promover estudios de optimización, ya sea mediante sus departamentos de planeamiento ó mediante convenios con universidades del medio.

4.- Las universidades con especialidades de ingeniería eléctrica, y particularmente la UNI, deben mediante convenios con las empresas, ejecutar estudios de optimización, mejorar los trabajos presentados por sus graduandos y ofrecer servicios de asesoría y consultoría a las empresas de servicio público de electricidad; generándose así mayores recursos para la universidad.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, "Normas de Procedimientos para la Elaboración de Proyectos y Ejecución de Obras en los Sistemas de Distribución y Utilización Eléctrica".
- 2.- Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, "Código Nacional de Electricidad - Tomo I y Tomo IV", 1978.
- 3.- Comisión de Tarifas Eléctricas. "Programa de Garantía Tarifaria Proyecto "Costos de Distribución y Tarifas", Banco Interamericano de Desarrollo (BID), SYNEX Ingenieros Consultores, Lima, Perú, 1993.
- 4.- Comisión de Tarifas Eléctricas : Procedimiento y Cálculo del Valor Agregado de Distribución y de las Tarifas a Clientes Finales " Res. N° 001-94 P/CTE.
- 5.- Electrolima S.A. "Características de Carga de los Diferentes Sectores o Tipos de Carga existentes en la Gran Lima", Ing. César Aguilar, 1978.
- 6.- Electrolima S.A. "Estudio de Normalización de Transformadores de Distribución", Ing. César Del Alcazar, 1983.
- 7.- Electrolima S.A. "Estudio de la Topología de la Red de Media Tensión (10 kV)", Oficina de Planeamiento Eléctrico, Ings. Juvenal Pando y César Aguilar, 1983.

- 8.- Electrolima S.A. "Dimensionamiento Optimo de los Sistemas Eléctricos en Zonas Urbanas", Ing. Juvenal Pando, 1986.
- 9.- Electrolima S.A. "Análisis de las Características de los Diferentes Tipos de Carga Existentes en la Gran Lima", Servicio de Ingeniería de Distribución, 1988.
- 10.- Electrolima S.A. "Normas de Distribución".
- 11.- Electrolima S.A. "Capacidad de Sobrecarga de los Transformadores con aislamiento clase A", Ing. W. La Madrid.,1970.
- 12.- Hamdy A. Taha, "Investgación de Operaciones", Departamento de Ingeniería Industrial, University of Arkansas, Neww York,N.Y.,1976.
- 13.- Dr. Juan Prawda Witenberg, "Métodos y Modelos de Investigación de Operaciones", Vol. I Modelos Determinísticos., Editorial Limusa, México, 1977.
- 14.- Tarkin Anthony J. "Ingeniería Económica", Universidad de Texas.
- 15.- Dale M. Crawford. " A Mathematical Optimization Technique for Locating and Sizing Distribution Substation, and Deriving their optimal service areas"; System Planning Division , Department of System Engineering Jacksonville Electric Authority, Florida, USA, 1985.
- 16.- L.L. Wall " An Optimization Modelfor Planning Radial Distribution Networks", IEEE Transactios on Power, 1979.
- 17.- G.L. Thompson " A Branch and Bound Model for

Choosing Optimal Substation Locations", IEEE Transactions on Power, 1981.

18.- H. Lee Willis "Comparison of Several Computerized Distribution Planning Methods", IEEE Transaction on Power, 1985.

19.- Obrad M. Mikic "Mathematical Dynamic Model For Long-term Distribution System Planning", Institute Belgrade, Yugoslavia, 1986.

20.- Nelson E. Chang. "Determination of Primary-feeder Losses", IEEE Transaction on Power, 1968.

21.- Diversos catálogos de fabricantes.