

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ANALISIS DE SENSITIVIDAD  
DE PERDIDAS TECNICAS  
EN EL DISEÑO DE  
REDES DE DISTRIBUCION

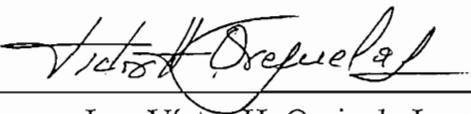
TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO

JOE RAFAEL RUALES PARREÑO

JUNIO - 1.995

## CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Joe Rafael Ruales Parreño.



---

Ing. Víctor H. Orejuela Luna  
DIRECTOR DE TESIS

## DEDICATORIA

A mi esposa, mi hijo, mis padres  
y hermanos, por su permanente apoyo.

## AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento para:

## AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento para:

Ing. Víctor H. Orejuela Luna.

Empresa Eléctrica Riobamba S.A.,

Y todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización del presente trabajo.

## CAPITULO I

### OBJETIVO Y ALCANCE

1.1	Introducción.	1
1.2	Objetivo.	3
1.3	Alcance.	4

## CAPITULO II

### BASES TEORICAS

2.1	Criterios técnicos para la evaluación de pérdidas en los elementos del sistema de distribución.	6
2.1.1	Consideraciones generales.	6
2.1.1.1	Pérdidas técnicas.	6
2.1.1.2	Pérdidas no-técnicas.	7
2.1.1.3	Pérdidas fijas y variables.	8
2.1.2	Clasificación de las pérdidas técnicas.	9
2.1.3	Estimación de pérdidas de potencia y energía.	10
2.1.4	Sistema de distribución y las pérdidas de potencia y energía.	14
2.1.4.1	Alimentador primario.	16
2.1.4.2	Transformador de distribución.	19
2.1.4.3	Circuitos secundarios.	22
2.1.5	Consideraciones sobre la carga.	24
2.1.5.1	Características de la carga.	24
2.1.5.2	Consideraciones del crecimiento de la carga.	26
2.1.5.3	Efecto de la variación del factor de carga.	26
2.1.5.4	Proyección de la demanda y demanda de diseño.	27
2.1.6	Cálculo de caída de tensión.	29
2.2	Criterios económicos para la evaluación de pérdidas.	32
2.2.1	Evaluación económica en circuitos primarios y secundarios.	35
2.2.2	Evaluación de pérdidas en el transformador de distribución.	36

## CAPITULO III

### METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL NIVEL OPTIMO DE PERDIDAS.

3.1	Consideraciones para el estudio.	38
3.1.1	Datos del sistema que intervienen en el estudio.	38
3.1.1.1	Datos de carga y demanda de diseño.	39
3.1.1.2	Consideraciones de diseño.	40
3.1.1.3	Límites de caída de tensión.	42
3.1.2	Crecimiento de la carga.	42

3.1.2.1	Período de diseño.	42
3.1.2.3	Factor de carga.	43
3.2	Elementos y datos de costos.	43
3.3	Análisis de sensibilidad de pérdidas.	45
3.4	Proceso de cálculo.	48
3.5	Resultados obtenidos	52

## CAPITULO IV

### EJEMPLO DE APLICACIÓN

4.1	Descripción del sistema.	53
4.1.1	Equipamiento del sistema de estudio.	54
4.1.1.1	Voltajes de operación.	54
4.1.1.2	Transformadores de distribución normalizados.	54
4.1.1.3	Conductores y calibres normalizados.	56
4.1.2	Clasificación de los consumidores.	57
4.1.2.1	Demandas máximas unitarias.	58
4.1.2.2	Factor de diversidad.	60
4.1.2.3	Variación del factor de carga.	61
4.1.3	Configuración de los circuitos.	62
4.1.3.1	Area planificada para el estudio.	66
4.1.4	Datos de costos.	66
4.1.4.1	Taza de actualización.	67
4.2	Resultados obtenidos.	67
4.3	Análisis de los resultados.	74
4.4	Curvas para el análisis y niveles óptimos de pérdidas.	75
4.4.1	Usuario tipo A	76
4.4.2	Usuario tipo B	77
4.4.3	Usuario tipo C	78
4.4.4	Usuario tipo D	78
4.4.5	Usuario tipo E	79
4.5	Efecto de la variación de parámetros.	80
4.5.1	Variación de la demanda.	80
4.5.2	Variación de la tasa de actualización.	82
4.5.3	Variación del costo de la energía.	83
4.5.4	Variación del número de usuarios por poste.	84
4.5.5	Variación de la longitud los circuitos.	86
4.6	Calibres de conductores recomendados.	88

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1	Conclusiones generales.	89
5.2	Conclusiones especificas del ejemplo de aplicación.	89
5.3	Recomendaciones.	92

### APENDICE A

	Formulario para datos requeridos en el estudio de sensibilidad.	94
--	---	----

### APENDICE B

	Formulario para resumen de resultados.	96
--	--	----

ANEXO 1:	Datos de carga de un transformador de distribución y datos de de demanda máxima en los años comprendidos entre 1987 - 1993	98
ANEXO 2:	Cálculo de los parámetros eléctricos en conductores y transformador de distribución.	103
ANEXO 3:	Formulas utilizadas para el cálculo.	107
ANEXO 4:	Comparación de datos de demanda máxima y tasas de crecimiento de la demanda.	113
ANEXO 5:	Cálculo del factor de diversidad.	119
ANEXO 6:	Configuración física de los circuitos primarios y secundarios	122
ANEXO 7:	Costos de conductores y transformadores. Costos de instalación y costo de pérdidas de potencia y energía.	132
ANEXO 8:	Curvas del valor presente del costo en función del porcentaje de pérdidas.	137
ANEXO 9:	Ejemplo del cálculo de pérdidas en el secundario.	141
ANEXO 10:	Resultados de la variación de la tasa de actualización , costo de la energía, número de usuarios y longitud de los circuitos.	143
ANEXO 11:	Curvas del valor presente de costos, en función del porcentaje de pérdidas, variando la tasa de actualización y los costos de energía.	151
ANEXO 12:	Curvas del valor presente de costos, en función del porcentaje de pérdidas, al variar el número de usuarios.	158
ANEXO 13:	Curvas del valor presente de costos, en función del porcentaje de pérdidas, al variar la longitud de los circuitos.	162
	BIBLIOGRAFIA.	166.

**CAPITULO I**  
**OBJETIVO Y ALCANCE**

## CAPITULO I OBJETIVOS Y ALCANCE.

### 1.1 INTRODUCCION.

La energía eléctrica, dentro del desarrollo de un país, juega un papel importante, pues de esta depende el desarrollo y crecimiento económico. Por lo tanto se debe crear conciencia en la necesidad de una adecuada planificación del sistema, para atender futuros requerimientos de servicio, producto de las necesidades mismas del desarrollo.

El crecimiento continuo de la demanda y el costo que implica la construcción de nuevas instalaciones para su abastecimiento, determina que los componentes del sistema operen de la forma más eficiente posible en la distribución de energía eléctrica. Es ahí donde toma importancia el nivel de pérdidas en el sistema eléctrico, si se considera que éstas se presentan en las etapas de generación, transmisión y distribución de energía.

El sistema de distribución constituye una parte significativa del sistema total de potencia. El capital invertido en el sistema de distribución es alrededor del 40 % del capital invertido en todo el sistema de potencia. Además, como los niveles de voltaje de distribución son bajos y los sistemas suelen ser extensos, las pérdidas producidas en estos subsistemas son mayores comparadas con las otras partes del sistema de potencia, a veces alcanzan el 80 al 85 % de las pérdidas en todo el sistema de potencia. Por otra parte, el costo de la energía es mayor a nivel de distribución por lo cual las pérdidas tenderán a incidir en forma más rigurosa en sus implicaciones financieras. Por lo tanto se hace esencial el minimizar los costos del sistema de distribución, incluyendo el capital invertido y las pérdidas de potencia y energía durante la vida útil del sistema, a través de un diseño óptimo. Así, las Empresas distribuidoras de energía podrán canalizar sus inversiones, de tal manera que permitan llegar a los valores óptimos de pérdidas, ajustandose al crecimiento de la demanda, con el mínimo costo en sus nuevas instalaciones.

El estudio de pérdidas eléctricas se puede enmarcar dentro de la concepción moderna del planeamiento energético, el cual considera tan importantes las medidas de conservación de energía cuanto la búsqueda de nuevos recursos energéticos.

Según estimaciones hechas por la Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, con una reducción de pérdidas del 0,5 % anual, durante la próxima década, sería posible ahorrar hasta 22.000 GWh por año y reducir la capacidad adicional necesaria en la región, en más de 9.000 MW ( 6,7 % de la capacidad instalada) hasta el año 2.000 [1]. Es importante tener conocimiento de las pérdidas en el sistema de potencia, lo cual permitirá atacar el problema de recursos energéticos, para cubrir los requerimientos de demanda, así como la planificación de estrategias para la reducción de pérdidas en forma sistemática.

Uno de los principales desafíos que tiene la ingeniería, en los sistemas eléctricos, es la reducción de la pérdidas eléctricas, tanto para los sistemas actualmente en operación, como para los considerados en la planificación de nuevas instalaciones; Por lo que se hace necesario encontrar soluciones estratégicas para enfrentar el crecimiento del sistema, mediante un proceso de racionalización de inversiones en todo el sistema, esto es, generación, transmisión y distribución.

Siendo las pérdidas, potencia y energía que no puede ser aprovechada de ninguna manera, es importante implantar un programa de reducción de pérdidas eléctricas; puesto que la disminución de las pérdidas se refleja en un menor requerimiento en capacidad instalada y en menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de consumo de electricidad; Sin embargo, debe tenerse presente que mejorar la eficiencia del sistema de potencia o implementar medidas de conservación y manejo de la demanda, no significa necesariamente que no hay necesidad de instalar nueva capacidad de generación [1].

Es importante señalar que en los sistemas de distribución, suelen presentarse dos tipos de pérdidas: técnicas, debido al fenómeno de conducción y transformación de energía; y las pérdidas no técnicas. En cada elemento y por diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una eficiencia limitada en la función que realiza el elemento, denominándose a estas, pérdidas de potencia, las que son producidas en todo instante de tiempo. Las pérdidas eléctricas en un período de tiempo determinado, contabilizadas en unidades de energía [ KWH ó MWH ], se conoce como pérdidas de energía del sistema eléctrico considerado, siendo éstas iguales a la suma de las pérdidas de energía individuales en todos los elementos del sistema, dentro de un período considerado.

La necesidad de optimizar recursos en los sistemas de distribución, lleva al planteamiento de las diversas alternativas técnico-económico que permita reducir las pérdidas; razón por la cual se ha enfocado el tema y temario del trabajo de tesis, a la reducción de pérdidas técnicas en el diseño de redes de distribución aéreas, urbanas, mediante un análisis de sensibilidad que permita determinar un nivel óptimo de pérdidas.

El estudio del beneficio que representaría la reducción de pérdidas, en los sistemas de distribución es complejo, debido al gran volumen de elementos que intervienen; es así que las pérdidas en un circuito, dependen del calibre de conductor, nivel de voltaje, configuración del circuito, características de la carga, capacidad del transformador de distribución, etc.; Por lo tanto se puede encontrar niveles óptimos de pérdidas variando uno de los parámetros y manteniendo los otros constantes y luego evaluando económicamente las inversiones y el costo de las pérdidas en el período de vida útil. Una comparación adecuada de los costos incidentes en la determinación del nivel óptimo, se logrará evaluando el valor presente de los costos anuales de pérdidas, en todo el período de vida útil. El valor presente se calcula para el año cero en el cual se realiza la inversión.

## 1.2 OBJETIVO.

El objetivo del presente trabajo, es desarrollar una metodología para establecer el nivel óptimo de pérdidas técnicas, que debería alcanzarse en el diseño de redes aéreas de distribución.

El trabajo de tesis se basa en el establecimiento de expresiones matemáticas para la evaluación técnica-económica de las pérdidas técnicas que involucre todos los parámetros relevantes de la red.

En el presente trabajo se considera la aplicación de la metodología al Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. - EERSA.; y los correspondientes análisis técnico-económicos, son realizados empleando valores medios de las tasas de crecimiento de la demanda para diferentes tipos de usuarios residenciales urbanos.

### 1.3 ALCANCE.

Para que los resultados obtenidos en el ejemplo de aplicación del estudio de pérdidas tengan validez y aplicación sobre el sistema de la EERSA, se realiza un análisis general del tipo de demanda de diseño así como de las tasas de crecimiento, a nivel de cargas residenciales, para lo cual se utiliza información existente en la EERSA que es proporcionada por sus respectivas áreas y departamentos. En el estudio no se consideran cambios en la longitud de los circuitos durante todo el período de vida útil de la red. La capacidad del transformador de distribución esta determinada para el período de diseño y por lo tanto, no se considera el aumento de la capacidad o el incremento de nuevos transformadores.

De ninguna manera en este trabajo, se pretende hacer un estudio sobre la demanda, pues para éllo, se necesitaría una programación del estudio de demanda más completa. Sin embargo, para que los resultados obtenidos en el estudio de pérdidas tengan suficiente validez y aplicación sobre el sistema de la EERSA, se realizaron, los analisis de demanda antes mencionados.

Para lograr el objetivo planteado, la tesis contiene los siguientes capítulos:

En el capítulo II, se presentan las bases teóricas para elaborar el analisis planteado, estableciendo las condiciones generales para el estudio y para el cálculo de pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución. Además, se indican los elementos de costos que se toman en cuenta para el analisis.

En el capítulo III, se describe la metodología seguida, para la determinación de los niveles óptimos de pérdidas y el análisis de los datos y elementos que forman parte del estudio.

Como capítulo IV, se presenta el ejemplo de aplicación de la metodología establecida; señalando los datos que son requeridos y los resultados que son obtenidos, Además, se evalúa el efecto de la variación de los principales parámetros que intervienen en el análisis de los niveles óptimos de pérdidas técnicas, mediante los correspondientes análisis de sensibilidad.

Como capítulo V, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones, del trabajo de tesis; tanto las de carácter general como las particulares del ejemplo de aplicación.

**CAPITULO II**  
**BASES TEORICAS PARA LA**  
**EVALUACION DE PERDIDAS**

## CAPITULO II

### BASES TEORICAS PARA LA EVALUACION DE PERDIDAS

#### 2.1 BASES TECNICAS PARA LA EVALUACION DE PERDIDAS EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

En un principio, como información general, se describe la clasificación de las pérdidas, tanto técnicas como no-técnicas de un sistema, para luego centrar el trabajo de tesis, en el estudio de pérdidas técnicas en los diferentes componentes del sistema de distribución, como son: alimentadores primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios; que constituyen uno de los objetivos de estudio del presente trabajo.

##### 2.1.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

El conjunto de pérdidas eléctricas, debido a fenómenos físicos, se denominan pérdidas técnicas. Estas pérdidas se presentan como consecuencia de las condiciones propias de conducción y transformación de energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que lo origina.

Las pérdidas no-técnicas, es el resultado de la diferencia entre las pérdidas totales del sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. [1]

##### 2.1.1.1 PERDIDAS TECNICAS.

Las pérdidas técnicas, constituyen energía disipada, que no puede ser aprovechada de ninguna manera. La estimación de éstas requiere información adecuada y es normalmente voluminosa y en muchos casos no está disponible en las Empresas distribuidoras de energía, lo que dificulta el proceso de estimación. Esta información incluye la descripción de circuitos y características de la carga.[1]

Las pérdidas se presentan principalmente por la resistencia de los elementos que permiten transportar la energía hasta los consumidores. Siendo las pérdidas un efecto producido por la transformación y conducción de energía, éstas se presentan en el sistema de transmisión de alto voltaje, que van desde las plantas generadoras

hasta las ciudades, así como, en las líneas de distribución dentro de las ciudades, pueblos y áreas rurales, que son aéreas, generalmente construidas en postes ; o, subterráneos en otros casos.[2]

Como se anota anteriormente las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez: según la función del componente y según las causas que los origina.

1.- Por la función del componente, se clasifican en:

a) Pérdidas por transporte.

- En líneas de transmisión.
- En líneas de subtransmisión.
- En circuitos de distribución primarios.
- En circuitos de distribución secundarios.

b) Pérdidas por transformación.

- En transmisión / subtransmisión.
- En subtransmisión / distribución.
- En transformadores de distribución.

2.- Por causa de pérdidas.

- Pérdidas por efecto corona.
- Pérdidas por efecto Joule.
- Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis.

#### **2.1.1.2 PERDIDAS NO-TECNICAS.**

Estas se producen por el hurto de electricidad y por deficiencias administrativas. Algunos ejemplos de deficiencia administrativa son: clientes que están conectados al sistema legalmente, pero que no se le cobra, puesto que no están incluidos en el sistema de facturación; clientes con medidores defectuosos, que no han sido reemplazados porque no se tienen repuestos, personal o vehículos; clientes que están subfacturados, porque la instalación no es correcta o porque la empresa no les ha colocado un medidor; estimación inapropiada del alumbrado público y otros consumos y errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de información [2].

El Hurto puede ser de dos clases: El primero, los clientes que roban electricidad, reducen el consumo que se les factura mensualmente, esto ocurre con poca frecuencia, pero usualmente significa grandes cantidades de electricidad robada. El segundo, los clientes roban electricidad debido a que ésta no está disponible para ellos en forma legal, esto ocurre frecuentemente en áreas de bajos ingresos, pero la cantidad total de energía robada por estas conexiones es baja. Usualmente los consumidores de bajos ingresos roban electricidad, debido a que es la única forma de obtenerla, constituyéndose en usuarios legítimos, cuando se les ofrece la legalización [2].

Cabe indicar que en muchos casos el uso fraudulento de servicio eléctrico, es el resultado de políticas existentes que dificultan el uso de electricidad o que las empresas no desean o no pueden prestar servicio a los usuarios y éstos se ingenian para obtenerlo, sin importar las circunstancias.

Las pérdidas no-técnicas difieren de las técnicas en que, esencialmente, la reducción de las primeras tienden a aumentar los ingresos ( por ventas ) sin afectar substancialmente la producción de electricidad, mientras que la disminución de las segundas, resulta en una reducción de la electricidad producida, sin que esto afecte los ingresos por ventas. Indirectamente, la reducción de pérdidas no técnicas puede resultar en una pequeña reducción en los consumos de algunos clientes, lo que puede conducir a una reducción de la generación.[2]

#### **2.1.1.3 PERDIDAS FIJAS Y VARIABLES.**

Esta clasificación de pérdidas corresponde a reconocer que ciertas pérdidas tanto de potencia como de energía varían con la demanda o son aproximadamente fijas independiente de las variaciones de las misma. Esta clasificación es útil para identificar cuales son función de la demanda y cuales se mantienen aproximadamente constantes independiente del valor de la demanda.

Las pérdidas " fijas " incluyen las siguientes pérdidas técnicas : Efecto corona y pérdidas por histéresis y corrientes parásitas. Las pérdidas fijas se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador, en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado

sólo depende en segundo orden de la demanda. Por ejemplo, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador depende de los parámetros del transformador y el voltaje de operación . Ahora bien, el voltaje solo varía, por lo general, en un porcentaje pequeño con la demanda, lo cual permite clasificar este tipo de pérdidas como " fijas ".

Las pérdidas variables son aquellos que dependen de la demanda . Las pérdidas Joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables.

Las pérdidas no-técnicas se pueden clasificar en su totalidad, como pérdidas variables con la demanda [1].

### 2.1.2 CLASIFICACION DE PERDIDAS TECNICAS.

Las pérdidas técnicas del sistema, corresponden a las pérdidas debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Existen múltiples clasificaciones para este tipo de pérdidas, para su tratamiento se utiliza la siguiente clasificación:

- Pérdidas asociadas con la variación de la demanda ( pérdidas en carga ). Son aquellas que se presentan por las corrientes que circulan por los elementos del sistema ( por efecto Joule ). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente [1].

$$P_L = I^2 * R \quad (2.1)$$

Donde :

- $P_L$  pérdidas en el elemento del sistema. (W)
- $I$  corriente que circula por el elemento. (A)
- $R$  resistencia del elemento. ( $\Omega$ )

- Pérdidas cuyo valor es aproximadamente independiente de la carga del sistema. ( pérdidas en vacío ). Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión, mas no de la variación de la demanda. Se presentan en transformadores y máquinas eléctricas y se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidas por las corrientes de excitación.

Adicionalmente se incluyen en esta clase de pérdidas, las debidas al efecto corona.

Debido a que los sistemas eléctricos funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas en vacío como un valor constante. Si se requiere mayor exactitud, las pérdidas en vacío en función de la variación de la tensión, se evalúan mediante [1]:

$$P_{vj} = P_{vi} (V_j / V_i)^2 \quad (2.2)$$

donde:

$P_{vi}$  pérdidas en vacío (W) a la tensión  $V_i$  (V).  
 $V_j$  tensión a la cual se desea conocer las pérdidas (V).

### 2.1.3 ESTIMACION DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.

Las pérdidas en un sistema de distribución pueden ser dividida en dos tipos 1) pérdidas de potencia y 2) pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia a la hora pico del sistema aumentan el requerimiento de la capacidad de generación; mientras que las pérdidas de energía hacen necesario suministrar mayor energía sobre los requerimientos de carga del sistema [3].\*

La evaluación de pérdidas de potencia, en uno o en varios puntos de operación del sistema, es requerida para evaluar las pérdidas de energía.

Las pérdidas de potencia en un elemento, son calculadas con la ecuación 2.1. Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío, efecto corona). Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos eléctricos de los elementos en los que se hallan estas pérdidas. )

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema, es calcular la potencia activa suministrada por el sistema; las pérdidas están dadas por [1]:

$$P_L = P_s - \left( \sum_{k=1}^N D_k + P_v \right) \quad (2.3)$$

donde:

- $P_L$  Pérdidas totales del sistema.
- $P_S$  Potencia activa suministrada al sistema (W).
- $D_k$  Demanda en el punto k (W)
- $N$  Número de puntos de demanda.
- $P_V$  Pérdidas independientes de la demanda (W).

El valor de pérdidas de energía, se calcula a partir de los valores de pérdidas de potencia. Si se conoce en cada momento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema, se puede calcular para cada intervalo de tiempo el valor de pérdidas. El valor total de pérdidas de energía se calcula con:

$$P_E = \sum_{i=1}^N (P_i * \Delta T_i) \quad (2.4)$$

Donde:

- $P_E$  Pérdidas de energía ( WH )
- $P_i$  Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo i (W).
- $N$  Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio.
- $\Delta T_i$  Intervalo de tiempo ( horas ).

Esta es una forma ideal de evaluación, si se tratara de sistemas ya existentes. Sin embargo se presentan inconvenientes:

- Se requiere disponer mediciones en todos los puntos de sistema.
- Las mediciones se deben realizar en todo el tiempo de estudio.
- Se deben efectuar las mediciones simultáneamente.

Esta metodología, implica costos elevados por la necesidad de equipo de medición y el tiempo requerido para la recolección de información. La teoría anotada anteriormente no podría ser utilizada para la aplicación práctica de este trabajo, puesto que se lo ejecuta para el diseño de redes de distribución.

✓ Una metodología favorable para este estudio, es mediante modelos estadísticos que permitan evaluar las pérdidas en función de la demanda máxima, esto es, modelar la carga para la demanda máxima, y mediante la utilización de una

serie de factores, estimar el valor de pérdidas año a año, durante el período de estudio [1]. Una característica interesante de las pérdidas técnicas es que las mayores pérdidas ocurren en el momento de máxima demanda del sistema. Esto es, porque las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente que fluyen en el conductor.

El sistema de distribución, basado en el nivel de voltaje está clasificado como, alimentador primario y circuito secundario [4]. Para realizar el estudio de pérdidas en los subsistemas de distribución se consideran tres niveles:

- Pérdidas en los circuitos primarios.
- Pérdidas en transformadores de distribución.
- Pérdidas en los circuitos secundarios.

La evaluación de pérdidas eléctricas en cada caso, requiere la estimación de la demanda o carga.

En un sistema de distribución, las pérdidas de energía se pueden evaluar a partir de las pérdidas en demanda máxima y el factor de pérdidas del sistema; así se tiene la siguiente ecuación :

$$P_E = F_p * P_L * T \quad (2.5)$$

donde:

- $P_E$  Pérdidas de energía
- $F_p$  Factor de pérdidas del sistema.
- $P_L$  Pérdidas de potencia en demanda máxima (W).
- $T$  Intervalo de tiempo considerado.

El valor del factor de pérdidas, depende de cada sistema en particular. Este es usualmente definido como la relación entre las pérdidas de potencia promedio durante un período de tiempo determinado y las pérdidas máximas ocurridas en ese período. En ocasiones es definido también como " Factor de carga de pérdidas " [5].

El factor de pérdidas puede ser determinado con la siguiente fórmula:

$$F_p = \frac{1}{T * D_{\max}^2} \sum_{i=1}^n D_i^2 * \Delta t_i \quad (2.6)$$

donde:

$D_{\max}$  es la demanda máxima de la curva de máxima demanda.

T Período de tiempo considerado

$D_i$  demanda para cada intervalo de tiempo (KW).

n número de intervalos.

$\Delta t_i$  duración del intervalo i (horas).

Por lo general se dispone de una buena información de los centros de despacho, sobre la variación de la demanda del sistema [6], con lo que se podrá establecer el factor de pérdidas que será aplicado para el estudio.

Un termino semejante al factor de pérdidas es el término " horas equivalentes ". Este es definido como el número de horas por día, semana, mes o año, de duración de la carga máxima, necesarios para dar el mismo total de pérdidas (KWh), que el producido por la variación actual de carga sobre el período de tiempo seleccionado. El período de tiempo para estudios de distribución es usualmente un año y es claro que el " porcentaje de horas equivalentes " tiene el mismo significado que el término " factor de porcentaje de pérdidas " [5].

Las definiciones del factor de pérdidas ( $F_p$ ) y factor de carga ( $F_c$ ), son bastante similares. Hay una relación entre los dos factores lo cual depende de la forma de la curva de carga, ésta puede indicar, que el valor del factor de pérdidas puede variar entre los límites extremos del factor carga y el cuadrado del factor de carga [5]. En la figura 2.1 se presenta esta relación entre los dos factores, en la cual las curvas 1 y 2 representan los dos límites [7]. La curva 3 se ha encontrado de la curva de carga de un alimentador típico de la EERSA con carga predominantemente residencial y para la curva 4 se tomaron los datos de la referencia [8] de un transformador de distribución de la EERSA con carga residencial, cuyos datos se encuentran el anexo 1.

$$F_p = A * F_c + (1 - A) * F_c^2$$

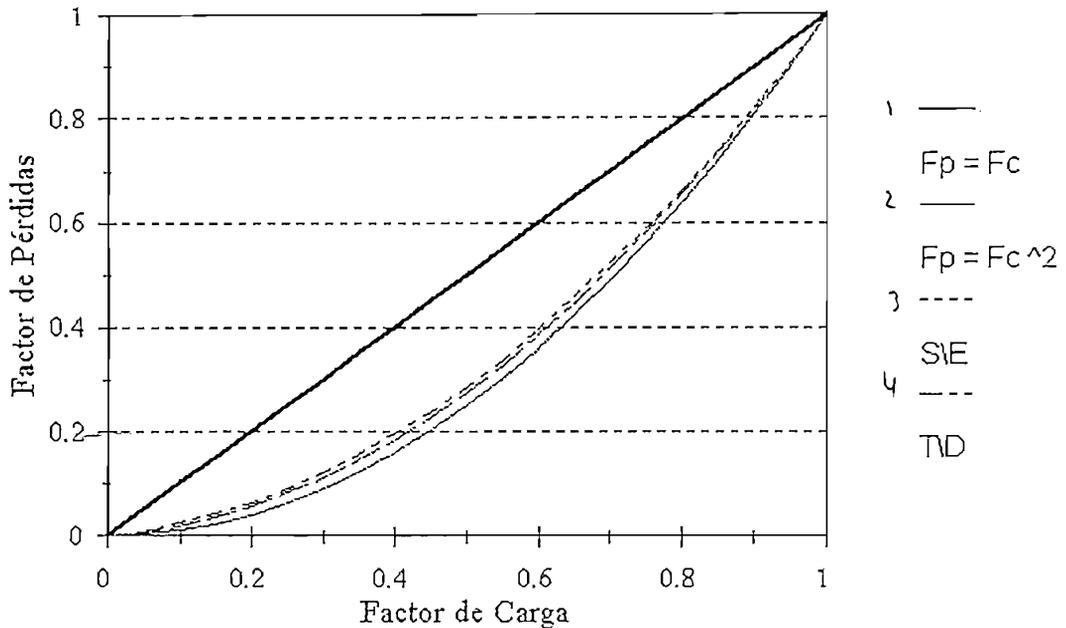


Fig. 2.1 Relación entre el factor de carga y factor de pérdidas.

Nótese que el factor de pérdidas es siempre menor que el factor de carga excepto donde ambos son unitarios [5]. El factor de pérdidas cumple que  $F_c^2 < F_p < F_c$ . Una relación entre el factor de carga y factor de pérdidas, se expresa en la siguiente fórmula:

$$F_p = A * F_c + (1 - A) * F_c^2 \quad (2.7)$$

donde A es menor o igual que uno y depende de las características propias del sistema.

#### 2.1.4 SISTEMA DE DISTRIBUCION Y LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.

La localización de pérdidas, está de acuerdo con los componentes generales del sistema de eléctrico que lo constituye.

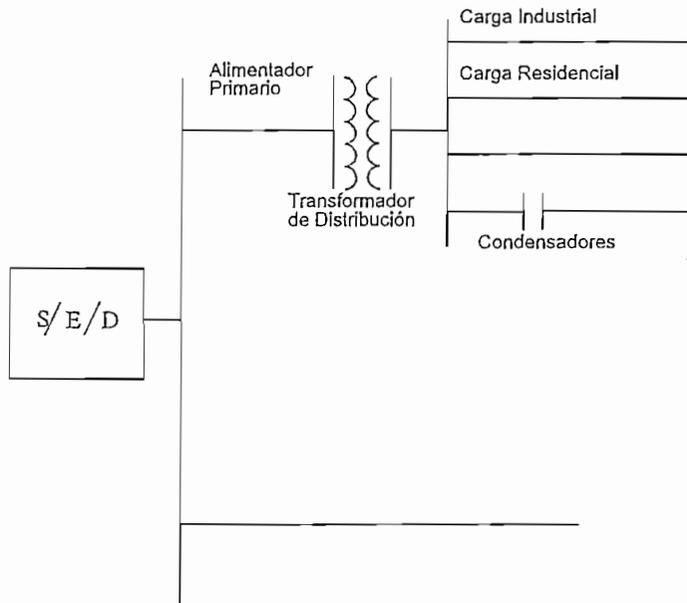
Las pérdidas en los componentes del sistema de transmisión son relativamente simples de determinar, mediante los valores de las lecturas de los medidores que generalmente se encuentran en los extremos de la línea. Sin embargo, no existen suficientes fuentes de información en los componentes del sistema de distribución, y las pérdidas en éste pueden ser calculadas con los parámetros de los circuitos y una modelación de las cargas. Además, aunque muchas publicaciones han sido realizadas para el cálculo de pérdidas en líneas de transmisión conjuntamente con estudios de flujos de carga de sistemas de potencia, pocas referencias pueden encontrarse sobre las pérdidas en sistemas de distribución. En los numerales subsiguientes se describen los métodos de cálculo de pérdidas de potencia y energía para cada componente del sistema de distribución.

Muchos artículos han analizado problemas del sistema de distribución en base a la distribución de carga uniforme o equivalentes. El asumir cargas uniformemente distribuidas, impone ciertas restricciones y algunas veces el cálculo no produce resultados correctos. Representar un circuito por un número de secciones combinando la representación de carga concentrada y uniformemente distribuida, da un cálculo más exacto [3].

Es necesario mencionar que para el cálculo, se considera tanto en alimentadores primarios como circuitos secundarios, un modelo de carga concentrada. Para alimentadores primarios la carga estará concentrada en cada transformador de distribución y para el caso de circuitos secundarios, la carga se encuentra concentrada en cada poste. Sin embargo, como teoría adicional se presentan las expresiones para el cálculo de pérdidas, modelando la carga como una combinación de carga concentrada y uniformemente distribuida, para de ahí llegar a las expresiones utilizadas en la aplicación.

En la figura 2.2 se muestra un esquema básico de un sistema de distribución que ilustra los principales elementos que los constituyen [1].

Cabe recalcar que este trabajo está dirigido hacia el análisis de pérdidas eléctricas en el diseño de la red de distribución, lo cual comprende: Alimentador primario, transformadores de distribución y circuitos secundarios.

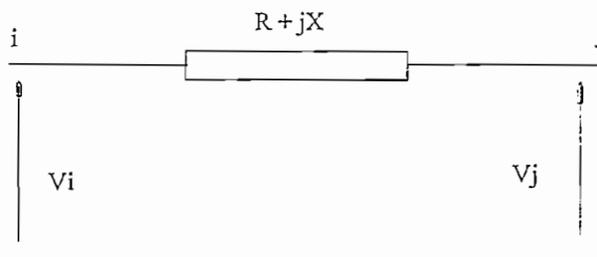


**Figura 2.2:** Sistema de distribución.

#### 2.1.4.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Los alimentadores primarios están compuestos por líneas aéreas y/o subterráneas, por las cuales circulan corrientes requeridas para suplir la demanda de potencia.

En los sistemas de distribución, el modelo utilizado para representar un alimentador de distribución es el que se indica en la figura 2.3



**Fig. 2.3** Modelo de una línea de distribución

$V_{i,j}$	Tensión en el punto i o j (V).
R	Resistencia del conductor ( $\Omega$ ).
X	Reactancia del conductor ( $\Omega$ ).

Las pérdidas en la línea , por fase en un alimentador primario trifásico balanceado con carga concentrada, esta dada por [3] :

$$\Delta V^* I = Z^* I^* I = I^2 (R - jX) \quad (2.8)$$

$$P = I^2 Z$$

ó Pérdidas de potencia activa ó  $I^2 * R = (I_R^2 + I_X^2) * R$   
 Pérdidas de potencia reactiva ó  $I^2 * X = (I_R^2 + I_X^2) * X$

donde:

- $I_R$  corriente de la componente activa por fase.
- $I_X$  corriente de la componente reactiva por fase.
- $\Delta V$  caída de voltaje a lo largo de la línea.
- R resistencia total de la sección del alimentador.
- X reactancia total de la sección del alimentador.

Consideremos el caso más general de modelar la carga, teniendo una combinación de cargas, tanto concentradas, como uniformemente distribuida, en una sección del circuito, como se indica en la figura 2.4. [5].

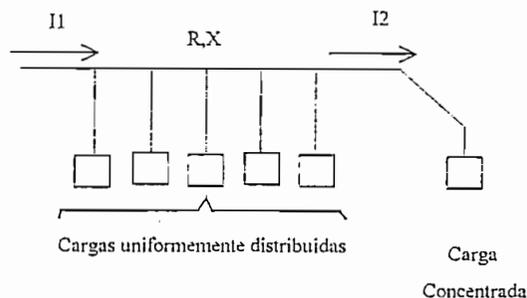


Fig. 2.4 Alimentador Primario alimentando cargas uniformemente distribuidas y concentrada

Entonces la pérdidas de potencia por fase de la sección del alimentador trifásico mostrada en la figura será:

$$P_L = I^2 * R \quad (2.9)$$

para este caso será:

$$P_L = 3 \int_0^l (I_1 - I_d x) R dx = (I_1^2 + I_1 I_2 + I_2^2) R \quad (2.10)$$

donde:

$$I_1 = \frac{KVA_1}{\sqrt{3} KV_{ff}} \quad I_2 = \frac{KVA_2}{\sqrt{3} KV_{ff}} \quad (2.11)$$

sustituyendo (2.11) en (2.10) se tiene:

$$P_L = \frac{1}{3} \left( \frac{1}{KV_{ff}} \right)^2 (KVA_1^2 + KVA_1 KVA_2 + KVA_2^2) R \quad (2.12) \text{ donde:}$$

x distancia

$I_1$  corriente al inicio de la sección del alimentador.

$I_2$  corriente al final de la sección del alimentador.

$I_d = (I_1 - I_2)$ .

$KVA_1$  carga medida al inicio de la sección del alimentador.

$KVA_2$  carga medida al final de la sección del alimentador.

Para el caso de carga concentrada, el cálculo de las pérdidas de potencia, también se la puede realizar, en función de la demanda concentrada en el tramo y la longitud del tramo considerado. En el modelo indicado, para cumplir con la representación de carga concentrada  $KVA_1$  e  $I_1$  son cero, eliminando de esta manera la carga uniformemente distribuida. La Expresión para el cálculo de pérdidas de potencia por fase será entonces:

$$P_L = \frac{1}{3} \left( \frac{KVA_2}{KV_{ff}} \right)^2 * r * L \quad (2.13)$$

donde :

L la longitud del tramo (Km).

r resistencia de la sección del alimentador( $\Omega$ /Km).

Para el caso de un sistema monofásico en Y a tierra y con el mismo modelo de la figura 2.4 se tiene que:

$$I_1 = \frac{KVA_1}{KV_{fr} / \sqrt{3}} \quad I_2 = \frac{KVA_2}{KV_{fr} / \sqrt{3}} \quad (2.14)$$

Considerando el modelo de carga concentrada, al igual que en el caso anterior  $KVA_1$  e  $I_1$  son cero. Por tanto, la ecuación para el cálculo de pérdidas de

$$P_L = 2 * \left( \frac{KVA_2}{KV_{fr}} \right) * r * L \quad (2.15)$$

potencia

En los sistemas de distribución, las pérdidas de potencia por efecto corona suelen ser muy pequeñas, por esto se desprecia tal efecto. Los valores de susceptancia a tierra de la línea de distribución son muy pequeños, razón por la cual se suelen despreciar. Así mismo, los conductores utilizados en los sistemas de distribución, son de diámetro pequeño, por lo cual su resistencia por unidad de longitud es grande. Debido a que las distancias entre conductores no son muy grandes, el valor de la reactancia por unidad de longitud es pequeño. Por estas razones, es frecuente encontrar que los valores de resistencia pueden ser del mismo orden o mayores que los de reactancia, hecho que frecuentemente no sucede en los sistemas de transmisión [1].

#### 2.1.4.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Para el estudio de pérdidas, se puede utilizar el modelo de la figura 2.5, tanto en transformadores de potencia como transformadores de distribución.

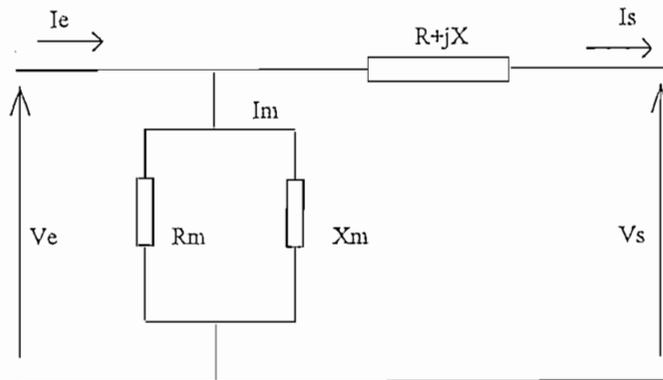


Fig. 2.5 Modelo del transformador

$I_e$	corriente de entrada (A)
$I_m$	corriente de excitación (A)
$I_s$	corriente de salida (A)
$V_{e,s}$	tensión de entrada/salida (V)
$R$	resistencia serie ( asociadas con el cobre )(Ω)
$X$	reactancia serie (Ω)
$R_m$	resistencia derivación ( asociadas con el hierro)(Ω)
$X_m$	reactancia derivación (Ω)

El modelo eléctrico mostrado, es válido para transformadores monofásicos, trifásicos ( o banco de transformadores ) en los que las tres fases están igualmente cargadas.

Los transformadores tienen básicamente dos grupos de pérdidas; pérdidas en el hierro ( o en vacío) y las pérdidas en carga ( o en el cobre).[5]

La magnitud de las pérdidas en vacío  $P_v$  depende del tipo de hierro, dimensiones y grado de inducción magnética, de la frecuencia y de las corrientes parásitas.[9]

Las pérdidas en vacío están dadas por:

$$P_v = \frac{V_e^2}{R_m} \quad (2.16)$$

donde:

- $P_v$  Pérdidas en vacío (W).
- $V_e$  tensión de entrada.(V)
- $R_m$  Resistencia derivación ( $\Omega$ )

Las pérdidas en el hierro se puede considerar como un valor constante, debido a que la variación de voltaje en los sistemas eléctricos, es relativamente pequeña ( 2 - 5 % )[1]. Sin embargo, si se desea mayor exactitud, se puede recurrir a la ecuación (2.2).

- Las pérdidas en carga varían con el cuadrado de la corriente [5], se presentan debido a la circulación de corriente en los devanados. Esta energía se transforma en calor al igual que las pérdidas en vacío . Las pérdidas en el cobre, se expresa como una potencia absorbida de la red, por el transformador, potencia que no es aprovechada en el secundario para el circuito de carga. Cuanto menor sean estas pérdidas, mayor será el rendimiento del transformador [9]. Las pérdidas en el cobre (Cu) o dependientes de la carga, están dadas por:

$$P_{Cu} = I^2 * R \quad (2.17)$$

donde:

- $P_{Cu}$  pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas en carga(W).
- $I$  corriente de carga (A).
- $R$  resistencia de los devanados ( $\Omega$ ).

Si se dispone de la información de las pérdidas a potencia nominal, el valor de las pérdidas para otra condición de carga se encuentran con la siguiente

$$P_{Cu_j} = P_{Cu_i} * \left( \frac{S_j}{S_i} \right) \sqrt{\quad} \quad (2.18)$$

expresión

donde:

- $P_{Cu_j}$  pérdidas en el Cu (W) para una carga  $S_j$  (VA)

$P_{Cu}$  pérdidas en el Cu (W) para una carga  $S_i$  (VA)

Estas pérdidas se pueden calcular conociendo la resistencia óhmica de los devanados y las corrientes que circulan por las mismas a plena carga. Las pérdidas totales para cualquier porcentaje de carga de un transformador es la suma de sus pérdidas en vacío y con carga [9].

Los valores de los parámetros de los transformadores se puede obtener de los datos de placa que los fabricantes proporcionan con cada transformador o se puede estimar a partir de normas establecidas según la capacidad y valor de tensión de los transformadores [1].

Las pérdidas de energía correspondientes a las pérdidas de potencia del transformador pueden ser obtenidas como [4]:

$$P_{ET} = P_v * T + P_{Cu} * T * F_u^2 * F_p \quad (2.19)$$

donde:

$P_{ET}$  Pérdidas de energía del transformador (Wh).

$P_v$  Pérdidas en vacío del transformador (W).

$P_{Cu}$  Pérdidas en el cobre del transformador (W).

T período de tiempo considerado ( 1 año = 8760 h ).

$F_u$  Factor de utilización ( variable ).

$F_p$  Factor de pérdidas.

#### 2.1.4.3 CIRCUITOS SECUNDARIOS [10].

La metodología para el cálculo de pérdidas de potencia y energía en circuitos secundarios, está dirigida hacia circuitos secundarios radiales, los cuales están constituidos por secciones conformadas entre las distancias de poste a poste ó entre poste e intersección de circuitos. En cada una de estas secciones la carga se encuentra concentrada al final de cada una de las mismas.

Se puede utilizar la misma metodología explicada para el cálculo de pérdidas en alimentadores primarios. Como en el caso del alimentador primario,

consideremos un tramo de un circuito secundario, entonces las fórmulas para el cálculo de pérdidas de potencia activa en ese tramo, considerando balance de cargas que se aplica en el estudio, son las siguientes:

- a.- Transformador trifásico. Si se considera un circuito secundario alimentado por un transformador trifásico con carga balanceada, se puede tener las siguientes expresiones:

-Tramo trifásico(4 hilos)

$$P_{L1} = \frac{r * L}{3} * \left( \frac{KVA}{KV_{fn}} \right)^2 \quad (2.20)$$

donde:

- $P_{L1}$  pérdidas de potencia en un tramo del circuito secundario (W).  
 $r$  resistencia del tramo ( $\Omega/Km$ ).  
 $KVA$  potencia aparente promedio concentrada hacia el nodo.  
 $KV_{fn}$  voltaje fase neutro (KV).  
 $L$  longitud del tramo (Km).

-Tramo dos fases y neutro ( 3 hilos )

$$P_{L2} = 2,25 * P_{L1} \quad (2.21)$$

-Tramo una fase y neutro ( 2 hilos )

$$P_{L3} = 6 * P_{L1} \quad (2.22)$$

- b.- Transformador monofásico. Si se considera un circuito secundario alimentado por un transformador monofásico con carga balanceada, se puede tener las siguientes expresiones:

-Tramo dos fases y neutro ( 3 hilos )

$$P_{La} = \frac{r * L}{2} * \left( \frac{KVA}{KV_{fn}} \right)^2 \quad (2.23)$$

la demanda de potencia y energía en un sistema de distribución dependen de la demanda de potencia y energía que debe suplir el sistema, por esta razón, un conocimiento adecuado de los valores, permitirá que el estudio de pérdidas del sistema sea lo más preciso posible.

Una variable fundamental en el cálculo de pérdidas, es la característica de carga del consumidor. Para abonados residenciales la carga está caracterizada por la demanda máxima unitaria, su proyección y el factor de diversidad, como una función del número de usuarios. Estos son suficientes para reflejar los cambios en la naturaleza de la carga del consumidor [6].

#### 2.1.5.1 CARACTERISTICAS DE LA CARGA.

-Tramo una fase y neutro ( 2 hilos )

$$P_{Lb} = 4 * P_{La} \quad (2.24)$$

### 2.1.5 CONSIDERACIONES SOBRE LA CARGA.

Las pérdidas de potencia y energía en un sistema de distribución dependen de la demanda de potencia y energía que debe suplir el sistema, por esta razón, un conocimiento adecuado de los valores, permitirá que el estudio de pérdidas del sistema sea lo más preciso posible.

Una variable fundamental en el cálculo de pérdidas, es la característica de carga del consumidor. Para abonados residenciales la carga está caracterizada por la demanda máxima unitaria, su proyección y el factor de diversidad, como una función del número de usuarios. Estos son suficientes para reflejar los cambios en la naturaleza de la carga del consumidor [6].

#### 2.1.5.1 CARACTERISTICAS DE LA CARGA.

Las principales aplicaciones en las cuales se requieren las características de carga, son generalmente de tres tipos, en el análisis de sistemas eléctricos de distribución. Estas son: control de voltaje, evaluación de pérdidas en el sistema y consideraciones térmicas de carga. Un completo análisis sobre estos tópicos, envuelve datos de carga, tanto de potencia activa, como reactiva. Aunque las pérdidas pueden ser determinadas con el valor absoluto de la corriente, son necesarios los datos de potencia activa y reactiva para el análisis en el estudio [11].

Una de la primeras consideraciones en la planificación de sistemas y el diseño de redes, es determinar el valor de carga. Si la carga a ser servida es principalmente residencial, el problema de la estimación de carga viene a ser más complejo. El consumo individual puede variar de unos pocos vatios a varios kilovatios, según las características de consumo de los usuarios [7].

La demanda de una instalación o de un sistema es la carga en un intervalo de tiempo especificado. El período en el cual la carga es promediada es el intervalo de

demanda. El intervalo de demanda se determina para cada aplicación en particular.

El valor de la demanda que usualmente es de importancia, es el de la demanda máxima, aunque la demanda media y mínima, pueden ser importantes para otros análisis [11].

Puesto que el estudio será para abonados de tipo residencial, se debe determinar el valor de la demanda máxima unitaria, que corresponde a un consumidor representativo de un grupo de consumidores que presentan características predominantemente homogéneas. La característica de la carga de los consumidores residenciales, está dada por la demanda máxima y factor de diversidad como función del número de consumidores. Esto es suficiente, para reflejar los cambios de la naturaleza de la carga [6].

La demanda máxima, es el término más aplicado dentro de las características de carga. La demanda máxima está relacionada con el factor de demanda, factor de carga y factor de diversidad. Si estos factores son conocidos o pueden ser lo suficientemente exactos, la demanda máxima puede ser determinada con igual exactitud. Las pérdidas máximas, son función de la demanda máxima, aunque esta relación no sea directa. Para diseño, la demanda máxima puede ser determinada por medio de definiciones básicas de las características de la carga. La relación de estas definiciones básicas con la demanda máxima, son las siguientes expresiones:

$$D_{\max} = D_{\text{med}} / F_c \quad (2.25)$$

$$D_{\max} = CI * F_D \quad (2.26)$$

donde :

$D_{\max}$	Demanda máxima de una carga individual o de un grupo de cargas.
$D_{\text{med}}$	Demanda promedio en un intervalo de tiempo.
$F_c$	Factor de carga.
$F_D$	Factor de demanda.
$CI$	Carga instalada.

:

La demanda máxima de una instalación o un sistema, es la demanda mayor registrada durante un período de tiempo determinado. La demanda máxima está

expresado en unidades apropiadas como KW, KVA, KVARs, amperios u otra unidad conveniente [11].

### 2.1.5.2 CONSIDERACIONES DEL CRECIMIENTO DE LA CARGA.

La evolución de la demanda y su distribución en el sistema, definida en principio por la distribución de la población y por la tendencia en la utilización de la energía para las diferentes aplicaciones, está influenciada por múltiples factores asociados básicamente al desarrollo regional, orientados por planes concretos de obras de infraestructura, planes de inversión, aprovechamiento de recursos, etc. Por otra parte, las modificaciones en la estructura del precio de la energía al consumidor, tiene una incidencia significativa en el consumo de energía, que aún no es posible establecer en términos estadísticos. El crecimiento de la carga en una cierta área, es un fenómeno natural, debido a la adición de nuevas cargas o al incremento adicional a las cargas ya existentes; por esta razón, se debe diseñar al sistema para que acepte nuevas cargas adicionales durante el período proyectado, manteniendo las condiciones operacionales adecuadas [12].

Una vez que la carga exceda la capacidad nominal de los circuitos, limitada por la regulación de voltaje y restricciones térmicas, se construyen nuevos circuitos de acuerdo a la necesidad del crecimiento. Se asume que el crecimiento de la carga, se produce a una determinada tasa de crecimiento acumulativo anual " $T_i$ ", en relación con el número de años.

Para el estudio de pérdidas, el efecto del crecimiento de la carga puede ser introducido, multiplicando la corriente por el factor  $(1 + T_i)^n$ , o también, puede ser introducido en el costo anual de pérdidas de energía, multiplicándolo por el factor  $(1 + T_i)^{2n}$ , puesto que la corriente es un factor cuadrático en el cálculo de pérdidas, donde  $n=0,1,2,3,\dots,N$ , en la que  $N$  es el período de vida útil de la red.

### 2.1.5.3 EFECTO DE LA VARIACION DEL FACTOR DE CARGA.

El sistema puede experimentar variación (normalmente creciente) del factor de carga, debido a algunas razones, como son: El incremento en la diversidad de carga con el aumento de la demanda, el incremento en el consumo de energía por KW de carga conectada en el tiempo, o por otras medidas empleadas para aplanar

las curvas de carga, frenando el crecimiento del pico de la demanda. De acuerdo con esto, el aumento del factor de carga del sistema, establece una diferencia entre el factor de carga último y el factor de carga presente. Para este propósito es necesario analizar la curva de carga máxima de un mismo alimentador registrada en varios años, de forma que se podría encontrar una expresión para predecir la variación futura, como la presentada en la referencia [17], en la cual, el factor de carga para cualquier año  $k$  está dado por:

$$F_{ck} = F_{cu} - Y_k * (F_{cu} - F_{cp}) \quad (2.27)$$

donde :

- $Y_k = 0,5^{k/16}$
- $F_{ck}$  factor de carga en el año  $k$ .
- $F_{cu}$  último factor de carga.
- $F_{cp}$  factor de carga presente.
- $k = 1, \dots, N$ ,  $N$  período de vida de la red.

#### 2.5.1.4 PROYECCION DE LA DEMANDA Y DEMANDA DE DISEÑO.

Como se indico anteriormente, el aumento de la carga dentro de una área determinada, es un fenómeno natural. Este aumento puede ser debido a la adición de nuevas cargas o debido al crecimiento de la carga existente. Una vez establecido el valor de la demanda máxima unitaria, que es válido para las condiciones iniciales de la red, el diseño debe considerar los incrementos de la misma, que tendrá lugar durante el período de vida útil de la red. Para el caso de redes de distribución en áreas residenciales, este incremento se origina en el aumento progresivo en el uso de artefactos domésticos [13].

Este incremento progresivo de la demanda, que tiene relación con el número de años considerado, se calcula mediante la tasa de crecimiento anual " $T_i$ ", que permite determinar el valor de la demanda máxima unitaria proyectada  $DMUp$ , para cada uno de los años, a partir de las condiciones iniciales. El cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$DMUp = DMU * \left( 1 + \frac{T_i}{100} \right)^n \quad (2.28)$$

Donde:

- DMU demanda máxima unitaria (inicial)  
 DMUp demanda máxima unitaria proyectada.  
 Ti tasa anual de crecimiento de la demanda (%).  
 n número de años al cual se calcula DMUp.

Además para el diseño es necesario conocer el factor de diversidad. El factor de diversidad, es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales, con la demanda máxima total del sistema. El factor de diversidad, es de valor igual o mayor que la unidad. Es igual a la unidad, si las demandas máximas individuales ocurrieran simultáneamente o son coincidentes. En un grupo de cargas en las cuales las demandas máximas son no coincidentes, tendrán una demanda máxima de grupo menor que la suma de las demandas máximas individuales [11].

Matemáticamente esta relación puede ser expresada como:

$$F_{DV} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{D_{1+2+3+\dots+n}} = \sum_{s=1}^n \frac{D_s}{D_{1+2+3+\dots+n}} \quad (2.29)$$

donde :

$D_1, D_2, \dots, D_n$  es la demanda máxima de cada una de las cargas #1, #2, #3, ... #n respectivamente, sin considerar el intervalo de tiempo al cual ocurre cada uno.

$D_{1,2,3,\dots,n}$  es la demanda total del grupo total de n cargas.

Para la determinación de la demanda máxima se puede establecer mediante la aplicación de definiciones básicas en las cuales, para un grupo de consumidores dependerá del factor de diversidad. Para ello podemos escribir la siguiente expresión: [11].

$$D_{\max_N} = \frac{D_{\max_1} + D_{\max_2} + D_{\max_3} + \dots + D_{\max_n}}{F_{DV_N}} \quad (2.30)$$

donde :

- $D_{\max_N}$  demanda máxima del grupo de abonados.  
 $D_{\max_n}$  demanda máxima de cada una de las cargas.

basado en los siguientes principios que son generales para todo cálculo [15].

- a) Considerando una carga simple a factor de potencia constante, la caída de voltaje a través del circuito es proporcional a la cantidad de carga.

- b) Considerando un conductor uniforme con la carga y factor de potencia constante , la caída de voltaje será proporcional a la longitud del circuito.
- c) Considerando varias cargas sobre el circuito, la caída de voltaje acumulada en un punto será, la producida por la suma de todas las cargas que inciden sobre ese punto.

Bajo estos principios se puede expresar la caída de voltaje en función de la longitud, carga, factor de potencia y características del conductor. Si se considera un segmento del circuito como el que se indica en la figura 2.6

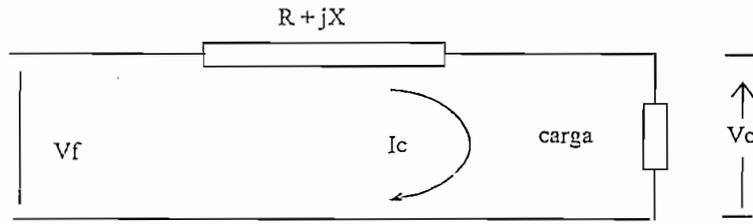


Fig. 2.6 Representación de un segmento de circuito

La corriente de carga, en forma general puede ser calculada como:

$$I_c = \frac{KVA_T}{N_f * KV_{fn}} \quad (2.32) \quad [15]$$

Siendo  $N_f$  el número de fases,  $KVA_T$  la potencia aparente de la carga y  $KV_{fn}$ , el voltaje fase neutro en kilovoltios. Para encontrar el valor de caída de voltaje, expresado en porcentaje del valor de la tensión nominal, la ecuación de caída de voltaje dividimos para el voltaje nominal y multiplicamos por 100, con lo cual podemos escribir la siguiente relación:

$$\Delta V (\% ) = \frac{KVA_T * ( R * \cos \Phi + X * \sen \Phi )}{N_f * KV_{fn}^2 * 10} \quad (2.33)$$

donde:

- R resistencia del conductor de la sección ( $\Omega$ ).
- X reactancia del conductor de la sección ( $\Omega$ ).
- $\cos\Phi$  ángulo del factor de potencia de la carga.

R y X pueden ser expresados en valores unitarios r y x respectivamente, en [ $\Omega/m$ ] u [ $\Omega/Km$ ], de esta manera la ecuación (2.33) puede ser escrita en función de la longitud del tramo L, de la siguiente manera:

$$\Delta V (\% ) = \frac{KVA_T * L * ( r * \cos \Phi + x * \sen \Phi )}{N_f * KV_m^2 * 10} \quad (2.34)$$

Utilizando el criterio de los KVA-m, la expresión de caída de voltaje también puede escribirse de la siguiente manera:

$$\Delta V (\% ) = KVA_T * L * FCV \quad (2.35)$$

En esta expresión, FCV se lo llama Factor de caída de voltaje, cuyo valor dependerá de la configuración de los circuitos<sup>(Nf)</sup>, de las características técnicas del conductor como son r y x, del voltaje y del factor de potencia de la carga. La relación de FCV puede ser escrita mediante la siguiente expresión:

$$FCV = \frac{r * \cos \Phi + x * \sen \Phi}{10 * N_f * KV_m^2} \quad (2.36)$$

La caída de voltaje para cada segmento del circuito se calcula a partir de los valores de KVA-L del circuito y multiplicando por el FCV para cada nivel de voltaje y calibre de conductor de los circuitos secundarios y alimentador primario [16].

Usualmente se encuentran tabulados los valores de KVA-m para el 1% de caída de tensión para cada calibre de conductor. Este valor de KVA-m, es el inverso del FCV . El proceso de cálculo de los KVA-m para el 1% de caída de tensión en cada uno de los conductores utilizados en el trabajo, se resume en el

anexo 2 y los resultados de los cálculos se presentan en el punto 4.1.1.3 del Capítulo IV.

A partir de la teoría expuesta en los numerales anteriores, se realizan los cálculos de pérdidas de potencia y energía en el ejemplo de aplicación del presente trabajo. Las fórmulas que se utilizan, dependen de las configuraciones adoptadas de los circuitos tanto primarios como secundarios, configuraciones que serán de acuerdo a los valores de demanda que representan a un tipo de usuario dado. Estas

anexo 2 y los resultados de los cálculos se presentan en el punto 4.1.1.3 del Capítulo IV.

A partir de la teoría expuesta en los numerales anteriores, se realizan los cálculos de pérdidas de potencia y energía en el ejemplo de aplicación del presente trabajo. Las fórmulas que se utilizan, dependen de las configuraciones adoptadas de los circuitos tanto primarios como secundarios, configuraciones que serán de acuerdo a los valores de demanda que representan a un tipo de usuario dado. Estas fórmulas se presentan en el anexo 3.

## 2.2 CRITERIOS ECONOMICOS PARA LA EVALUACION DE PERDIDAS.

La reducción de pérdidas técnicas representa un ahorro directo para la empresa suministradora en su economía operativa. El valor de la reducción de pérdidas técnicas es por lo tanto proporcional al costo de la energía que deja de perderse [2].

Las pérdidas eléctricas en las redes de distribución dependen de la resistencia del conductor, nivel de carga, tipo de carga, pérdidas en el cobre y en el hierro del transformador de distribución. El escoger un valor económico del nivel de pérdidas, es un compromiso entre el capital invertido y el costo de las pérdidas en todo el período de vida útil [4].

En la reducción de pérdidas se debe tener en cuenta que, se llega a un punto en el cual cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas, no es aceptable económicamente, ya que el beneficio se va anulando por el costo asociado [4].

Cabe destacar que existen diferentes métodos para la evaluación económica de proyectos. Unos buscan definir la contribución del proyecto a la economía en términos del valor agregado, del aporte de divisas y reducción de importaciones. Dentro de este esquema se inscribe el método de los *efectos*. Otros con una visión menos macroeconómica, hacen el análisis en función de la relación beneficio costo, tratando de reflejar tanto los costos como los beneficios, en precios económicos [1].

La solución óptima técnico-económica está determinada por la evaluación técnica de las pérdidas, con lo cual se determinará el costo de estas, mediante el valor presente de los costos anuales de pérdidas de todo el período de vida útil, asociado con la inversión que ello requiere [2]. Por lo tanto, el estudio económico es realizado, mediante costos de inversión y costos anuales de pérdidas llevados a valor presente. El costo anual de pérdidas es resuelto tomando dos aspectos importantes:

- a.- La componente de energía, o costo de producción por KWh de pérdidas generado.
- b.- La componente de demanda o costo anual asociado con la inversión en el sistema, requerida para suministrar los KW máximos de pérdidas.

Los componentes de costos están usualmente combinados, el primero en términos del costo por Kwh del total de pérdidas y el segundo, como costo por KW de pérdidas máximas.

Expresar las pérdidas en términos de costo por KW, es llamado usualmente costo de " Capitalización " de pérdidas, esto tiene como ventaja, indicar directamente la cantidad de dinero que la empresa desea gastar para mantener un KW de pérdidas. Además, para el uso en estudios de ingeniería, es necesario también utilizar la expresión del costo de pérdidas por WHh .

Como se menciona anteriormente, el costo de pérdidas puede ser evaluado como la combinación de los valores . tanto en términos del costo por Kwh y el costo por KW de pérdidas máximas. [5] Entonces el costo anual de pérdidas será:

$$C_{pa} = C_{pp} * P_L + C_{pe} * P_L * F_p * T \quad (2.39)$$

donde:

- $C_{pa}$  costo anual de pérdidas (\$).
- $C_{pp}$  costo de pérdidas de potencia (\$/KW-año).
- $C_{pe}$  costo de pérdidas de energía (\$/KWh).
- $P_L$  pérdidas de potencia (KW).

$F_p$  Factor de pérdidas.  
 $T$  para un año seta igual a 8760 h.

El costo anual de pérdidas, es calculado para cada año. Este valor varía año a año, debido a que se calcula en base a los valores de pérdidas de potencia y energía, los cuales a su vez varían anualmente de acuerdo a la demanda máxima unitaria proyectada para cada año.

El costo de equipos, la construcción y mantenimiento de un sistema eléctrico, se ven incrementados a través del tiempo. Esto da como resultado una continua variación de los costos, tanto de potencia como de energía. Puesto que, el costo de pérdidas de potencia como de energía interviene en la evaluación económica de pérdidas, su variación se puede reflejar anualmente, introduciendo el costo de energía  $C_{ppk}$  y  $C_{pek}$  donde  $k=1, \dots, N$  y  $N$  es la vida útil del proyecto.

Para el presente trabajo se tiene que el costo anual de pérdidas varia año a año, por lo que el valor presente de pérdidas, será calculado mediante el factor de valor presente correspondiente para cada año.

El costo anual de pérdidas tendría un valor constante experimentado en todo el período de la vida útil, si la carga y los costos de pérdidas, no experimentarían variación en todo este período [7]. La suma del valor presente de todos los costos de pérdidas de cada año en el período de  $N$  años, será el costo total de pérdidas, donde  $N$  es la vida útil del proyecto.

Para el cálculo del valor presente se utiliza la tasa de descuento o tasa de actualización  $R\%$  y se calcula mediante la expresión siguiente:

$$VPCP = \sum_{k=1}^N \frac{C_{pa_k}}{(1 + R)^k} \quad (2.40)$$

donde :

$VPCP$  valor presente del costo de pérdidas.

$R \%$  tasa de actualización en porcentaje.

$C_{pa_k}$  costo anual de pérdidas del año  $k$ .

$k = 0, 1, 2, \dots, N$ . siendo  $N$  el periodo de vida útil.

Al relacionar para cada alternativa, el valor presente del costo de pérdidas con la inversión y con el porcentaje de pérdidas, podemos encontrar la solución óptima.

Del costo total de pérdidas, se puede ver que es función de la carga y del costo de pérdidas de potencia y energía; por lo tanto, una variación de estos factores afectará al costo total; de aquí, el análisis debe considerar el efecto de la variación en cada uno de ellos [17].

### 2.2.1 EVALUACION ECONOMICA PARA CIRCUITOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS.

Puesto que, tanto en circuitos primarios como secundarios, las pérdidas se producen en los conductores, éstas se cuantifican en base a la resistencia eléctrica de los mismos. Los valores de resistencia de conductores pueden obtenerse de catálogos presentados por sus fabricantes. Una vez calculadas la pérdidas, la evaluación del costo anual de pérdidas en circuitos primarios como secundarios, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{pa} = N * I^2 * R * ( C_{pp} + C_{pe} * F_p * 8760 ) / 1000 \quad (2.41)$$

donde :

$C_{pa}$  costo anual de pérdidas (\$).

$C_{pp}$  costo de pérdidas de potencia (\$/KW-año).

$C_{pe}$  costo de pérdidas de energía (\$/KWh).

$R$  resistencia del conductor ( $\Omega$ ).

$I$  corriente de carga por fase (A).

$N$  número de fases, que depende de la configuración de los circuitos.

Esta ecuación también podría escribirse como la ecuación 2.39.

## 2.2.2 EVALUACION ECONOMICA PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Los análisis detallados para la evaluación del costo anual de pérdidas en los transformadores de distribución, son bastante complejos. Por esta razón, para la evaluación, tanto en vacío como en carga, se utiliza las siguientes expresiones:

Costo de pérdidas de potencia en vacío.

$$CP_V = (C_{pp} + 8760 * C_{pe}) * P_h \quad (2.42)$$

donde:

- $C_{pp}$  costo de pérdidas de potencia (\$/KW-año).
- $C_{pe}$  costo de pérdidas de energía (\$/KWh).
- $CP_V$  costo anual de pérdidas en vacío (S/).
- $P_h$  pérdidas en el hierro (KW).

Para el costo de pérdidas en carga, se deberá tomar en cuenta que la magnitud de la carga máxima en el transformador generalmente se incrementa cada año. Este costo se puede calcular con:

$$CP_C = F_u^2 * P_{Cu} * (C_{pp} + C_{pe} * F_p * 8760) \quad (2.43)$$

donde:

- $CP_C$  costo anual de pérdidas en carga (S/).
- $F_u$  Factor de utilización ( variable ).
- $P_{Cu}$  pérdidas del transformador a plena carga (KW).

Entonces el costo anual de pérdidas será:

$$C_{pa} = CP_V + CP_C \quad (2.44)$$

o escrito de otra manera:

$$C_{pa} = P_h * (C_{pp} + 8760 * C_{pe}) + P_{Cu} * F_u^2 * (C_{pp} + F_p * 8760 * C_{pe}) \quad (2.45)$$

Un análisis más completo para la evaluación de costo de pérdidas en transformadores se puede encontrar en la referencia [5]. Para los objetivos planteados, bastará realizar la evaluación económica en transformadores con la teoría presentada.

**CAPITULO III**  
**METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL NIVEL**  
**OPTIMO DE PERDIDAS**

### CAPITULO III

## 3.- METODOLOGIA PARA DETERMINAR EL VALOR OPTIMO DE PERDIDAS.

### 3.1 CONSIDERACIONES PARA EL ESTUDIO.

De acuerdo a la alta gama de alternativas que presentan los sistemas de distribución, es necesario considerar, que un simple conjunto de condiciones, no satisfacen los requerimientos que en la práctica existen. Sin embargo, para obtener resultados satisfactorios en el estudio de pérdidas, es importante considerar criterios para el análisis que puedan ser aplicables a los sistemas de distribución. La aplicación de una metodología en particular, depende de varios factores como son: la finalidad, el alcance deseado, la disponibilidad de recursos, de información, etc. A continuación se describen las condiciones que se deben incluir para el estudio.

#### 3.1.1 DATOS DEL SISTEMA QUE INTERVIENEN EN EL ESTUDIO.

Sobre la base de los criterios desarrollados en el capítulo II, se pueden establecer los datos del sistema que son requeridos para la determinación del porcentaje óptimo de pérdidas técnicas, en el diseño de redes de distribución.

El estudio está centrado en el diseño de redes de distribución aéreas radiales y aplicables para cargas tipo residencial, que comprende: Alimentador primario, transformador de distribución y circuito secundario

Planteado el problema de esta forma, los datos requeridos para el estudio son los siguientes: modelación de la carga, valores de demanda de acuerdo al tipo de usuario, en los que se debe especificar la demanda máxima unitaria y la proyección de la misma. En circuitos primarios y secundarios datos como: calibre de conductores, resistencia y reactancia de los conductores, longitud de los circuitos. En transformadores de distribución: características nominales de transformadores de distribución, las características de impedancia de los devanados y las pérdidas al vacío y con carga.

La realización de un estudio de esta naturaleza, se dificulta, debido a que

existen un gran número de alternativas para servir un sector de carga, partiendo desde la configuración de los circuitos, hasta el espaciamiento de postes y transformadores de distribución.

A continuación se detallan los datos que deben ser tomados en cuenta en el estudio.

### 3.1.1.1 DATOS DE CARGA Y DEMANDA DE DISEÑO.

Dado que los parámetros para el diseño, son función de la utilización de la energía asociada a la característica de carga y demanda del consumidor y al área a ser servida; es necesario establecer una clasificación de los tipos de consumidores, de acuerdo a factores que determinan en forma general la incidencia de la demanda sobre la red de distribución.

El fundamento básico para determinar una clasificación del tipo de usuario residencial para diseño, parte del conocimiento de las características de demanda y los parámetros, que permiten cuantificar en una forma estimativa estas características. Adicionalmente, se debe investigar referencias complementarias, con relación al tipo de vivienda, para asociar las características urbanísticas previstas, con un consumo específico probable y de esta forma tipificarlo.

Para representar a cada tipo de usuario, se utiliza rangos de demanda máxima unitaria, determinados para una área de servicio, en la cual se realizará el estudio.

Un aspecto de fundamental importancia para realizar cualquier tipo de análisis de un sistema eléctrico, es establecer los requerimientos energéticos futuros del mismo. La proyección de la demanda de potencia y energía, debe ser entonces, uno de los puntos de partida para una correcta planificación de la expansión de un sistema eléctrico.

Una vez establecida la clasificación de consumidores, se debe determinar las demandas máximas que corresponde a la demanda actual y demanda futura, para cada uno de los tipos de usuarios. Si no se tiene valores normalizados de demanda máxima por tipos de usuarios, estos pueden ser establecidos, partiendo de lo:

valores de consumo mensual, para los diferentes tipos de usuarios.

Puesto que las demandas máximas no son coincidentes en el tiempo, la potencia transferida hacia la carga es en general, menor que la sumatoria de las demandas máximas individuales.

Por lo tanto, el valor de la demanda que corresponda a un tramo o segmento del circuito, en un punto dado, debe ser calculado con la expresión:

$$KVA (d) = DMUp * \frac{N}{F_{DV}} \quad (3.4) \text{ donde:}$$

KVA (d)	demanda máxima total en el punto considerado.
DMUp	demanda máxima unitaria proyectada para cada año.
N	número de abonados sobre el punto considerado.
F <sub>DV</sub>	factor de diversidad.

Por lo tanto, el perfil de carga de los consumidores es estimado mediante el factor de diversidad, como función del número de abonados [6].

Como se menciona en el capítulo II, el factor de diversidad dependerá de cada sistema por sus características de consumo.

Para el dimensionamiento de los elementos de la red, para el cálculo de pérdidas así como para los cálculos de caída de voltaje, partimos de la división del circuito en tramos o segmentos. Debe considerarse el hecho de que a partir de cada uno de los segmentos del circuito que forma la red en análisis, incide un número de consumidores, el mismo que depende de la ubicación del segmento considerado en relación a la fuente ( transformador de distribución ).

### 3.1.1.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

En esta sección se establece, las asunciones que son adoptadas para el tratamiento del tema en el presente trabajo. Dentro de estos se puede mencionar los siguientes:

- La densidad de carga es uniforme en el área planificada, pues, todos

los consumidores tendrán la misma demanda máxima y factor de potencia.

- El sistema es balanceado bajo condiciones de operación en estado estable, por lo tanto, no existen pérdidas ni caídas de voltaje en el conductor de neutro.
- La ubicación de postes, es similar para cada circuito considerado y el número de consumidores servidos por cada poste es el mismo, incluso en el poste que lleva el transformador de distribución.
- El transformador estará ubicado, lo más cerca posible al centro de carga del circuito secundario.
- todos los transformadores sirven circuitos secundarios idénticos y tienen la misma capacidad en todo el alimentador primario para cada valor de la demanda o tipo de usuario, sobre el cual se realice el análisis.
- todos los alimentadores y circuitos secundarios son radiales.
- Tanto alimentador primario como circuitos secundarios, usan en sus circuitos respectivos, el mismo calibre de conductor.

Los límites de diseño serán:

- La caída de tensión acumulada, no deberá superar los límites máximos permitidos.
- Para el rango de potencias nominales del transformador de distribución, no deberá excederse de la sobrecarga permitida.
- La capacidad de conducción de los conductores utilizados no deben sobrepasar los límites térmicos [12].

Si no se cumplen con estas restricciones, se deberá hacer un rediseño de la red.

Para el análisis de pérdidas en los componentes del sistema, se utiliza

información sobre circuitos típicos encontrados en la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., información como: espaciamiento entre postes, disposición de conductores en los circuitos primarios y secundarios, niveles de tensión de servicio y rango de calibres de conductores utilizados.

### 3.1.1.3 LÍMITES DE CAIDA DE TENSION

Una consideración principal en el diseño de redes, es respetar la caída de voltaje dentro de los límites preestablecidos para diseño. La EERSA dentro de los criterios utilizados para diseño establece que, la caída de tensión admisible, en el punto más alejado de la fuente de alimentación, con la demanda establecida y expresada en porcentaje del valor de la tensión nominal fase tierra del sistema, no deberá superar los siguientes límites [18]:

Para circuitos secundarios, en la zona urbana, no deberá exceder de 3,5 %. En este caso, como fuente de alimentación está considerado el transformador de distribución.

Para la red primaria, el límite máximo de caída de voltaje considerado desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador de distribución más alejado, no debe exceder el 3.5 %.

Con la ecuación 2.36, se puede calcular la caída de voltaje tanto, para un circuito monofásico como trifásico. La variación para cada uno de ellos serán los KVA de carga monofásicos o trifásicos y el número de fases.

### 3.1.2 CRECIMIENTO DE LA CARGA.

Para completar los datos de demanda máxima, se debe establecer la demanda máxima proyectada.

Para el cálculo de pérdidas, se debe establecer los valores de la demanda, con los cuales se evaluará las redes, para cada año. Para esto, mediante la tasa de crecimiento anual acumulativa, se dispondrá de la proyección de la demanda.

#### 3.1.2.1 PERIODO DE DISEÑO.

Para el dimensionamiento de los componentes de la red, deberá considerarse los valores de la demanda de diseño proyectados para los siguientes períodos, contados a partir de la fecha de ejecución del proyecto [18].

- En alimentadores primarios 15 años.
- En circuitos secundarios y centros de transformación 10 años.
- La vida útil de la red, para la cual se realizará el análisis de pérdidas en un periodo de 25 años [16].

### 3.1.2.2 FACTOR DE CARGA.

Un análisis del factor de carga, indica que, sin embargo de ser comparativamente menor para el circuito secundario, que para el alimentador primario, debido a que disminuye en aquellas partes del sistema de distribución más cercanas al consumidor, porque el número de usuarios también es menor, la integración de los factores de carga de todos los circuitos secundarios debe dar un valor igual al del alimentador primario y se puede utilizar un valor único para todo el sistema. Otra consideración es que, si se debe escoger el factor de carga del sistema o del secundario: Ambos casos son posibles, siempre y cuando en el primero, las pérdidas de potencia consideradas son las máximas coincidentes con la hora pico y en el segundo, las pérdidas de potencia sean las máximas del circuito particular en la hora pico [14]. Las pérdidas de potencia calculadas con este método, corresponden al valor pico de la demanda del circuito. Para las pérdidas de energía se calculan mediante el factor de pérdidas, por lo tanto, es necesario conocer factor de pérdidas para cada año que permita transformar esas pérdidas al valor que tendría en todo el período de tiempo considerado.

## 3.2 ELEMENTOS Y DATOS DE COSTOS.

En esta sección se presentan los elementos de análisis económico. Mediante la evaluación económica de cada una de las alternativas con las cuales se diseñe la red, se podrá realizar la comparación económica y determinar la conveniencia de la utilización de una de ellas.

El análisis será solamente un compromiso entre los costos de inversión y el

valor presente de los costos de pérdidas anuales.

El costo total debe incluir un costo de inversión y un costo de pérdidas. El costo de inversión abarca costos en conductores y transformadores. El costo de postes y accesorios que también son elementos que intervienen en la inversión, es una inversión común para las alternativas, razón por la cual se deja fuera del análisis. En una configuración de los circuitos establecida, los niveles óptimos de pérdidas, se encontrará, mediante el cambio del calibre de conductor utilizado. Por lo tanto, el costo de postes y accesorios no influirá en el análisis comparativo de cada una de las alternativas estudiadas. De esta manera, el costo de circuitos primarios y secundarios, es función solamente de la longitud de los circuitos y del costo de conductores que lo conforman [4], entonces:

$$\text{Costo de conductores} = \text{Costo por Km} * \text{Longitud (Km)} \quad (3.22)$$

La misma metodología es utilizada para encontrar el costo por instalación de conductores. Entonces, la expresión para calcular el costo debido a la instalación será:

$$\text{Costo inst. conduct} = \text{Costo por Km de línea} * \text{Longitud (Km)} \quad (3.23)$$

Con el análisis anterior, se puede establecer los elementos que intervienen en la evaluación económica de las alternativas y se puede establecer las siguientes:

- Costos de transformadores.
- Costos de conductores, tanto en alimentadores primarios como en circuitos secundarios.
- Costos de pérdidas de energía en, alimentador primario, circuitos secundarios y transformadores de distribución de toda la red.
- Costos de instalación de conductores y transformadores.

Para los cálculos económicos serán considerados los tres siguientes componentes: valor presente de costos de inversión, valor presente de costos de pérdidas por demanda, valor presente de costos de pérdidas de energía. los dos últimos elementos de costos se encuentran integrados dentro del valor presente del costo total de pérdidas anuales [2].

La metodología que se utilizará para determinar el porcentaje óptimo de pérdidas para cada valor de demanda, es obtener una alternativa, en el sistema de distribución, que represente el menor valor presente del costo total, considerando a la inversión que esto implica y evaluando económicamente las pérdidas eléctricas en todo el período de vida útil y que cumpla con los límites de caída de tensión.

### 3.3 ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD DE PERDIDAS.

El análisis de sensibilidad del nivel óptimo de pérdidas, puede ser resuelto mediante una solución directa del problema o mediante la interpolación resultado de un análisis general.

Puesto que la solución para el problema planteado, está dada por la alternativa que presente el costo mínimo, el análisis directo, sería encontrar una función objeto, para minimizar, definida mediante el arreglo de la configuración del circuito analizado. La minimización del costo de la red, solo puede dar como resultado el aumento de pérdidas de energía y de forma contraria, la minimización del costo de pérdidas de energía, puede dar como resultado un incremento en el costo de inversión de la red. Por lo tanto, la función objeto podría ser función de ambos. Esto presenta dificultad, debido a que el costo de materiales, debería expresarse como ecuaciones, lo cual en la práctica resulta difícil por la fluctuación de los precios de los materiales en el mercado, de acuerdo a la demanda. Otra dificultad, es llegar a determinar el valor óptimo para configuraciones de circuitos que no se pueden dar; por ejemplo, como resultado para la solución óptima, puede resultar un valor de calibre de conductor no estandarizado. Por lo tanto, con un análisis como el mencionado, presentaría como resultados valores continuos de los calibres de conductores, siendo en la práctica los calibres de conductores valores discretos.

Mediante la interpolación, el análisis se basa en términos y condiciones generales, siendo las soluciones encontradas resultado de valores discretos, que dependerán de las variables que están relacionadas con la evaluación técnico-económica de pérdidas. De esta manera, podrá ser analizada la influencia de las variables en los resultados que arroje el análisis. Por lo tanto, este método es el más apropiado para el análisis de sensibilidad de pérdidas.

Para el análisis de sensibilidad, primero se debe establecer la configuración de los circuitos secundarios, de acuerdo al tipo de abonado ( demanda ), pues, el análisis que se describe, se repite para cada valor de demanda que corresponde a la clasificación de abonados.

El principio general para calcular las pérdidas de potencia, es dividir el circuito en segmentos, entonces, el cálculo partirá de modelar la carga en cada segmento como una corriente a un factor de potencia dado.

Para el circuito secundario, se escoge un calibre de conductor y sobre éste se calcula la corriente de carga, en todos los segmentos del circuito. La corriente en cada segmento, depende del número de consumidores acumulados, así como de las pérdidas acumuladas. De esta manera, con el valor de la corriente en cada segmento, se realiza el cálculo de pérdidas acumuladas desde la última carga hacia el transformador. En cada tramo considerado, se descompone la carga en KW y KVAR, los cuales sumados con los KW y KVAR de pérdidas acumuladas de los tramos anteriores, se utilizarán para el cálculo de la corriente en el siguiente tramo.

El cálculo de pérdidas se lo realiza para cada año, en base a la demanda proyectada, hasta el año de vida útil del proyecto. Calculadas las pérdidas de potencia, se puede calcular las pérdidas de energía y el costo de pérdidas año a año. Para esto se debe tomar en cuenta el efecto del crecimiento del factor de carga y los costos de potencia y energía que ya fueron analizados en los numerales anteriores.

Para el transformador de distribución, que sirve al circuito secundario, se calcula las pérdidas con la corriente total que circula por el transformador, que por supuesto no será la nominal. Las pérdidas en vacío se toman de las especificaciones del fabricante. Estas son relativamente pequeñas, en relación a las pérdidas en conductores. Al igual que en el circuito secundario, se calcula las pérdidas en vacío y en carga año a año, así como el costo de pérdidas de energía, para luego evaluar el valor presente del costo de pérdidas en el circuito secundario más el costo de pérdidas en el transformador de distribución. Se escoge otro calibre de conductor y se nuevamente realiza el proceso de cálculo descrito.

Este proceso de cálculo se repite para el rango de calibres de conductores que

se utilizan en los circuitos secundarios, para una configuración dada. En los cálculos se analiza la caída de voltaje, de tal manera, que su valor no sobrepase los valores establecidos por las normas.

Para la misma configuración del circuito secundario, se realiza la evaluación técnica-económica del alimentador primario, que alimenta a estos circuitos secundarios, siguiendo el mismo procedimiento aplicado para el secundario y de manera similar se varía el calibre de conductor del alimentador primario para los cálculos. En el cálculo de pérdidas en el alimentador primario, se debe tener presente que se lo realizará con los datos de carga real del circuito secundario, concentrado en cada transformador. Esos datos son los obtenidos en los cálculos de pérdidas en la red secundaria.

Tanto en circuitos secundarios, como en alimentadores primarios, al realizar la evaluación de pérdidas en cada circuito, deberá calcularse los KW de carga, para determinar el porcentaje de pérdidas.

Para la configuración dada y el calibre de conductor utilizado, se realiza la evaluación de los costos de inversión, para de esta manera, al sumar costos de inversión más costo de pérdidas, establecer el nivel óptimo de pérdidas para cada una de las configuraciones y tipos de usuarios dados.

Para cada caso se obtiene el costo total en función del porcentaje de pérdidas, tanto en el primario como en el secundario y al reunir estos dos costos, podremos encontrar el costo total del sistema de distribución diseñado.

Los períodos de diseño deben ser plenamente observados, es decir, que para el caso del cálculo de pérdidas en circuitos secundarios, a partir del año 10 la demanda permanece constante, por lo tanto, las pérdidas de potencia también permanecerán constantes, al igual que las pérdidas de energía, puesto que depende del factor de pérdidas que permanece constante a partir del año 10, para este caso. El mismo análisis es válido para el caso del alimentador primario, siendo el período de diseño para este caso de 15 años.

Como una herramienta de ayuda, para observar cual será el nivel óptimo de pérdidas, se elabora una curva que relacione el costo total de cada una de las

alternativas ( en valor presente ), con el porcentaje de pérdidas , tanto para el alimentador primario, como circuitos secundarios y reuniendo estas dos curvas, se encontrará la combinación que indique el nivel óptimo de pérdidas al costo mínimo.

### 3.4 PROCESO DE CALCULO.

Un resumen del proceso de cálculo desarrollado, se presenta en esta sección, describiendo la secuencia de pasos que se siguen para el análisis, con lo cual se puede comprender mejor el método desarrollado.

El cálculo es realizado en dos secciones, la primera, cálculo de pérdidas en circuitos secundarios y transformador de distribución, la segunda, cálculo de pérdidas en alimentador primario. De esta forma se tiene mayor facilidad para el análisis.

Como ayuda en el proceso de cálculo, este fue desarrollado en base a una hoja electrónica (QUATTRO PRO), en la cual una vez diseñada la hoja, se pueden variar los datos básicos, como son : demanda por consumidor, datos del conductor utilizado, datos del transformador, datos de costos, etc. La hoja esta diseñada de acuerdo a cada configuración por tipo de usuario, presentando como resultado, el valor presente de los costos anuales de pérdidas para cada uno de los calibres de conductores escogidos. Para que sea aplicada la hoja electrónica a otra configuración, debe ser rediseñada. El propósito de utilizar una hoja electrónica, es la facilidad que presenta en los cálculos, mediante la interrelación de datos y de una manera rápida. Se utiliza un formato de hoja de cálculo para circuitos secundarios y transformador de distribución y otro formato para el cálculo de pérdidas en alimentadores primarios.

Para el caso de cálculos en los circuitos secundarios, los pasos a seguir son:

- 1.- Se toma un tipo de usuario, al cual se realizará el análisis, estableciendo de esta forma el valor de la demanda. Escojer el tipo de usuario, simplemente implica establecer el valor de la demanda, más no elegir selectivamente uno de ellos, pues podría comenzarse con cualquiera de los tipos de usuarios establecidos en el ejemplo de aplicación.

- 2.- Se modela el circuito secundario, de acuerdo al tipo de usuario, para la demanda establecida, en la cual se debe especificar el nivel de voltaje primario y secundario, número de nodos, longitud de cada tramo, número de usuarios servidos en cada nodo, número de fases, así como datos que intervienen en la proyección de la demanda.

- 3.- Se establece los datos del circuito, como son resistencia y reactancia de acuerdo al calibre de conductor, así como resistencia de los

- 2.- Se modela el circuito secundario, de acuerdo al tipo de usuario, para la demanda establecida, en la cual se debe especificar el nivel de voltaje primario y secundario, número de nodos, longitud de cada tramo, número de usuarios servidos en cada nodo, número de fases, así como datos que intervienen en la proyección de la demanda.
- 3.- Se establece los datos del circuito, como son resistencia y reactancia de acuerdo al calibre de conductor, así como resistencia de los devanados y pérdidas en vacío y en carga de los datos del transformador de distribución.
- 4.- Se realizan los cálculos de pérdidas de potencia y energía así como de caída de voltaje y de la carga real del circuito, para luego con los resultados tanto de carga total de circuito, como de pérdidas totales de circuito, que será la carga total que sirve el transformador, calcular las pérdidas en el mismo.
- 5.- Se calcula el porcentaje de pérdidas, como la relación entre las pérdidas totales de potencia con la carga total del circuito.
- 6.- Se ejecuta el cálculo de la proyección del factor de pérdidas, con lo cual se realiza la evaluación de pérdidas de energía, tanto en líneas como en el transformador de distribución.
- 7.- Mediante los valores del costo pérdidas de potencia y de energía, se calcula el costo anual de pérdidas de toda la red y como paso final, se realiza el cálculo del valor presente del costo de pérdidas en base a la tasa de actualización, con lo cual se finaliza el cálculo relacionado con las pérdidas, tanto de potencia como de energía así como su evaluación económica.
- 8.- Para terminar con el proceso de cálculo, que es el de optimización, se evalúa el costo de inversión de la red, para el tipo de usuario establecido, que incluye el costo de conductores y transformador más el costo de instalación de los mismos, con lo cual se tiene un costo

total que incluye costos de inversión más costos totales de pérdidas.

- 9.- Se repiten los pasos del 3 al 8, para el resto de calibres de conductores.
- 10.- Se repiten los pasos del 1 al 9, para otro valor de demanda, hasta cubrir todo el rango que comprenden los tipos de usuarios estudiados.

Para el caso del cálculo en el alimentador primario, se utiliza la misma secuencia de pasos, utilizando los valores de demanda total calculados en las redes secundarias, exceptuando, que en este caso, no hay cálculos de pérdidas en transformador de distribución.

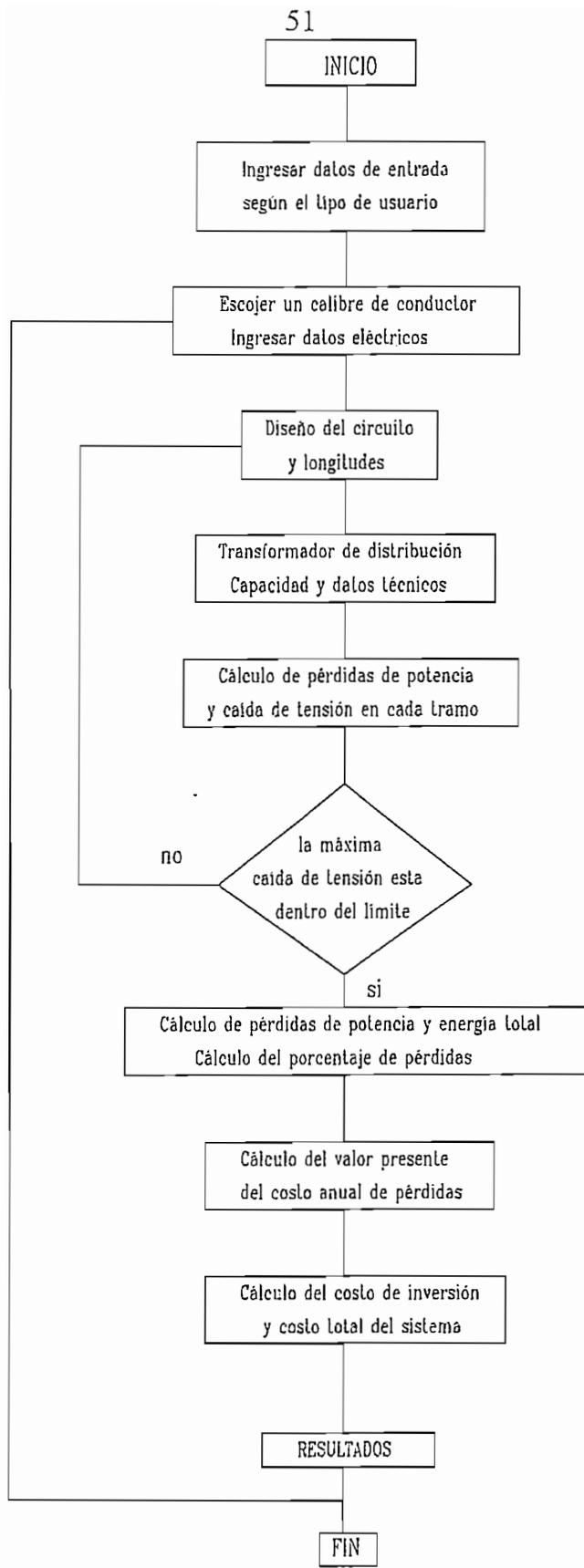
En el diagrama de flujo de la página siguiente resume el proceso de cálculo descrito anteriormente.

Una vez realizados los cálculos para todos los calibres de conductores, se puede hacer una comparación de los resultados, para establecer el nivel óptimo de pérdidas, para el tipo de usuario establecido, escogiendo la solución que presente el menor costo total.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de pérdidas, se presentan en el anexo 3. A continuación se describe un resumen de los datos requeridos para la evaluación técnica económica, una vez establecida la red que se analice.

Datos para la evaluación técnica.

- Parámetros eléctricos de conductores y transformadores tomados de tablas y datos del fabricante.
- Pérdidas en vacío y carga de los transformadores de distribución, tomados de datos de los fabricantes.
- Demanda máxima unitaria de acuerdo al tipo de usuario.
- Tasa de crecimiento anual, de acuerdo al tipo de usuario.
- Factor de potencia de la carga.
- Factor de diversidad de acuerdo al número de usuarios.



Datos para la evaluación económica.

- Costos de conductores y transformadores, cuyos valores son tomados de los precios de estos productos en el mercado.
- Costos de instalación de conductores y transformadores, cuyos valores referenciales son tomados de estudios de costos que al respecto tienen las Empresas Eléctricas.
- Valor del costo de pérdidas de potencia y de energía.
- Tasa de actualización.

En el apéndice A se presenta un formulario, en el cual se resumen los datos requeridos, para el análisis de sensibilidad de pérdidas.

### **3.5 RESULTADOS OBTENIDOS.**

Para cada tipo de usuario, se resumen los siguientes resultados: en la red de baja tensión que constituye el circuito secundario y T/D, el porcentaje de pérdidas en líneas, en el T/D y en el total de la red de baja tensión. Se presenta también, el costo de instalación ( que incluye costo de materiales e instalación ), el costo de pérdidas, y el costo total que es la suma de los dos anteriores, además, se presenta el porcentaje de caída de tensión, para todas las combinaciones de calibres de conductores, tanto en circuitos secundarios, así como, de alimentadores primarios. En el caso del alimentador primario, no existirá datos de T/D. Estos resultados se presentan para todos los calibres de conductores utilizados, tanto en redes secundarias, como en el alimentador primario.

En el apéndice B se presenta un cuadro en el cual se resumen los resultados que se obtendrán de los cálculos realizados.

Luego del análisis de los resultados, se puede establecer cuales son los calibres de conductores más recomendables, tanto en alimentadores primarios como, en circuitos secundarios, de acuerdo a cada tipo de usuario.

## **CAPITULO IV EJEMPLO DE APLICACION**

53

### **CAPITULO IV EJEMPLO DE APLICACION**

Como ejemplo de aplicación, el estudio es realizado sobre el Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA), con las características técnicas y de carga que presenta este sistema. Para este propósito es apropiado hacer una descripción general del sistema. Dentro de esta descripción se establecen: el área de servicio, voltajes de operación, configuración de los circuitos, rangos de demanda para cada tipo de consumidor.

## CAPITULO IV

### EJEMPLO DE APLICACION

Como ejemplo de aplicación, el estudio es realizado sobre el Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA), con las características técnicas y de carga que presenta este sistema. Para este propósito es apropiado hacer una descripción general del sistema. Dentro de esta descripción se establecen: el área de servicio, voltajes de operación, configuración de los circuitos, rangos de demanda para cada tipo de consumidor.

#### 4.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA.

La Empresa Eléctrica " Riobamba " S.A., distribuye y comercializa energía eléctrica en la provincia del Chimborazo, la que tiene una superficie de 6522 Km<sup>2</sup>. En la actualidad las redes de distribución de la empresa cubre una gran parte de las cabeceras cantonales y centros poblados y por ende localidades comprendidas entre ellas.

El sistema eléctrico de la EERSA está compuesto por una red de Subtransmisión con 119 km de líneas de 69 kV que lo unen al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de la Subestación Riobamba de 230/69 kV. Además cuenta con las siguientes subestaciones (S/E):

S/E No.1 69/13,8 kV (10 MVA); 13,8/4,16 kV (1,25 MVA)

S/E No.2 69/13,8 kV (10 MVA)

S/E No.3 69/13,8 kV (10 MVA)

San Juan 69/4,16 kV (5,6 MVA)

Cajabamba 69/13,8 kV (2,5 MVA)

Guamote 69/13,8 kV (2,5 MVA)

Alausí 69/13,8 kV (6 MVA).

Con el fin de mejorar y optimizar el servicio de energía eléctrica a sus clientes, actualmente la Empresa progresivamente está reemplazando el nivel de voltaje de 4,16 kV por el de 13,8 kV; razón por la cual el estudio se realiza para el nivel de voltaje de 13,8 KV.

A continuación se presenta la información básica y los datos propios del sistema de la Empresa Eléctrica Riobamba que intervienen en el estudio. El campo de aplicación específico está dirigido al sistema de distribución eléctrico radial, en el área residencial urbana de Riobamba.

#### **4.1.1 EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA DE ESTUDIO.**

En esta sección se realiza una breve descripción de los elementos y componentes del sistema de distribución, los cuales están relacionados en el diseño de las redes de distribución de energía eléctrica.

##### **4.1.1.1 VOLTAJES DE OPERACION:**

Los valores nominales del voltaje de operación en los componentes que forman parte del sistema de distribución, son los siguientes:

- Alimentadores, líneas y redes primarias de distribución 13,8/7,9 (KV)
- Circuitos secundarios trifásicos 210/121 (V)
- Circuitos secundarios monofásicos.  
3 conductores ( 2 fases y neutro ) 240/120 (V)  
2 conductores ( 1 fase y neutro ) 120 (V).

##### **4.1.1.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NORMALIZADOS.**

Los transformadores, corresponden a la clase de distribución. La EERSA en su mayor parte trabaja con transformadores ECUATRAN los mismos que son: unos autoprotectidos ( monofásico ) y otros convencionales ( monofásicos o trifásicos ). Un detalle de las características constructivas, así como datos técnicos y pruebas se puede encontrar en la referencia [9].

Los transformadores normalmente utilizados a nivel de tensión de 13,8 KV son los siguientes:

- Transformadores trifásicos 13,8 KV, voltaje secundario 210/121 V.
- Transformadores monofásicos 13,8 GRDY/ 7,9 KV, voltaje secundario 240/120 V.

La potencia nominal depende de los requerimientos de la red que sea analizada. Esta potencia se refiere al valor de potencia en KVA de salida en régimen continuo. La potencia nominal, así como, las características técnicas de los transformadores se presentan en el cuadro 4.1.[9]

CUADRO 4.1 DATOS DE TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

KVA	A.T. (KV)	B.T. (V)	Pv (KW)	Pcu (KW)	Z (%)	R (%)	X (%)	ZB (Ω)	r (Ω)	x (Ω)
10	13.2 GRDY/7.62	120/240	0.0320	0.2725	3.06	2.72	1.39	5,806.44	158.20	80.88
15	13.8 GRDY/7.97	120/240	0.0427	0.3751	2.98	2.50	1.62	4,234.73	105.89	68.65
25	13.8 GRDY/7.97	120/240	0.0603	0.5147	3.29	2.06	2.57	2,540.84	52.31	65.20
37.5	13.2 GRDY/7.62	120/240	0.0969	0.6938	2.49	1.85	1.67	1,548.38	28.65	25.80
50	13.2 GRDY/7.62	120/240	0.1492	0.6673	1.88	1.33	1.32	1,161.29	15.50	15.38
75	13.8 GRDY/7.97	120/240	0.2185	0.7460	1.43	0.99	1.03	846.95	8.42	8.70

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

KVA	A.T. (KV)	B.T. (V)	Pv (KW)	Pcu (KW)	Z (%)	R (%)	X (%)	ZB (Ω)	r (Ω)	x (Ω)
30	13.2	210/121	0.2023	0.6742	3.22	2.25	2.31	5,808.00	130.52	133.95
50	13.8	210/121	0.2032	1.0587	3.94	2.12	3.32	3,808.80	80.65	126.56
75	13.2	210/121	0.2329	1.6033	4.06	2.14	3.45	2,323.20	49.66	80.19
100	13.8	210/121	0.2870	1.7467	4.18	1.75	3.80	1,904.40	33.26	72.32

donde:

KVA	KVA nominales del transformador.
AT BT	tensiones nominales.
Pv	pérdidas en vacío (KW).
PCu	pérdidas a plena carga en el cobre (KW).
Z	impedancia del transformador en %.
R	resistencia del transformador en %.

X	reactancia del transformador en %.
$Z_B$	Impedancia base referido al lado de AT ( $\Omega$ ).
r	resistencia referida al lado de AT ( $\Omega$ ).
x	reactancia referida al lado de AT ( $\Omega$ ).

#### 4.1.1.3 CONDUCTORES Y CALIBRES NORMALIZADOS.

Los tipos de conductores normalmente utilizados por la EERSA en el diseño y construcción de redes de distribución son:

- Para circuitos secundarios se dispone de conductores de aluminio ASC, con un rango de calibres del 2 AWG al 4/0; los cuales son utilizados para el estudio de sensibilidad.
- Para los circuitos primarios se dispone de conductores ACSR, con un rango de calibres del 2 AWG al 4/0; los cuales son utilizados en el estudio de sensibilidad.

En el cuadro 4.2, se presentan los datos técnicos de los conductores que se utilizan en el estudio y además, se resumen los cálculos de KVA-m y cálculos de reactancia inductiva de los conductores, dependiendo de la configuración de los circuitos. En el anexo 2, se presenta un resumen de como se realizó el cálculo de las reactancias inductivas y de los KVA-m, así como, los datos que intervienen para el cálculo.

CUADRO 4.2 CIRCUITOS SECUNDARIOS CONDUCTOR ASC

Cond calibre	DMG=Deq (cm)		RMG (cm)	r ( $\Omega$ /Km)	x( $\Omega$ /Km)		KVA-m	
	1 $\Phi$	3 $\Phi$			1 $\Phi$	3 $\Phi$	3 $\Phi$ 4h	1 $\Phi$ 3h
4/0	20.00	25.20	0.48	0.30	0.28	0.30	1,092.71	730.28
3/0	20.00	25.20	0.43	0.38	0.29	0.31	921.17	613.78
2/0	20.00	25.20	0.38	0.48	0.30	0.32	771.95	513.01
1/0	20.00	25.20	0.34	0.60	0.31	0.32	640.44	424.64
2 AWG	20.00	25.20	0.27	0.96	0.32	0.34	432.24	285.55
4 AWG	20.00	25.20	0.21	1.53	0.34	0.36	286.55	188.82

## CIRCUITOS PRIMARIOS CONDUCTOR ACSR

Cond calibre	DMG=Deq (cm)		RMG (cm)	r ( $\Omega/kM$ )	x( $\Omega/Km$ )		KVA-km	
	1 $\Phi$	3 $\Phi$			1 $\Phi$	3 $\Phi$	3 $\Phi$	1 $\Phi$
4/0	120.00	100.79	0.4060	0.28	0.43	0.42	4,427.46	1,456.41
3/0	120.00	100.79	0.3559	0.35	0.44	0.43	3,818.04	1,258.22
2/0	120.00	100.79	0.3171	0.44	0.45	0.43	3,259.58	1,075.97
1/0	120.00	100.79	0.2825	0.55	0.46	0.44	2,760.61	912.62
2 AWG	120.00	100.79	0.2318	0.88	0.47	0.46	1,926.90	638.60
4 AWG	120.00	100.79	0.1982	1.39	0.48	0.47	1,306.41	433.76

Donde:

1 $\Phi$ ,3 $\Phi$	monofásico y trifásico, respectivamente.
DMG	Distancia Media Geométrica.
RMG	Radio Medio Geométrico.
r	resistencia del conductor ( $\Omega/Km$ ).
x	reactancia del conductor 1 $\Phi$ , 3 $\Phi$ ( $\Omega/Km$ ).
KVA-m (Km)	KVA-L para 1% de caída de tensión.
COS $\Phi$	para los cálculos se tomo 0,9

#### 4.1.2 CLASIFICACION DE LOS CONSUMIDORES.

Para la clasificación del tipo de consumidores, se procede a realizarlo en función de la energía facturada para los consumidores del sector residencial urbano, pertenecientes a la Empresa Eléctrica Riobamba.

En base al cuadro de distribución de frecuencias, en la cual se establece el rango de tarifas (KWH), consumo y número de abonados, se puede obtener información clara, para establecer una tipificación de consumidores. Del cuadro de distribución de frecuencias, se estableció que el máximo valor de consumo a nivel de abonados residenciales, estaba en el rango de los 1000 KWH/mes y superiores, entendiéndose por superiores, consumos mensuales que no sobrepasan los 1500 KWH mensuales. La siguiente tabla presenta una clasificación de usuarios, que se estableció para el estudio:

Usuario Tipo	Consumo mensual (KWH-mes)
A	1001 - Superior
B	501 - 1000
C	201 - 500
D	101 - 200
E	0 - 100

En esta clasificación no se ha tomado en cuenta la parte urbanística de las viviendas de los consumidores, es decir, no se ha considerado el tipo de vivienda, extensión de terreno, área de construcción etc. En esta clasificación solamente se ha tomado en cuenta, el consumo de energía por abonado.

Si se realiza el estudio para abonados cuyo consumo mensual sobrepasa los 1.500 KWH/mes, estos usuarios pueden ser considerados como usuarios tipo A.

#### 4.1.2.1 DEMANDAS MAXIMAS UNITARIAS

Con la información presentada en el numeral anterior, se puede establecer la demanda media del consumidor, que será la energía consumida en el mes, dividido para el período de consumo, que será para este caso de 720 horas. Conocido el valor de la demanda media, mediante el factor de carga y el factor de potencia de la carga, se puede establecer la demanda máxima actual en KVA. En el cuadro siguiente, se presentan los resultados obtenidos.

KWH - mes	Demd. media (KW)	Fcarga	Demd.max(KVA)
0 - 100	0.00 - 0.14	0.3056	0.0 - 0.5
101 - 200	0.14 - 0.28	0.32	0.5 - 0.9
201 - 500	0.28 - 0.69	0.3636	0.9 - 2.0
501 - 1000	0.69 - 1.38	0.5353	2.0 - 2.7
1001 - SUP	1.38 - SUP	0.5582	2.7 - 3.5

Para establecer los valores de demanda máxima, el dato del factor de carga  $F_c$ , se tomo de la información elaborada por la división de estudios de carga eléctrica de INECEL, sobre las demandas máximas típicas por estratos de consumo para el sector residencial. Esta información, presenta factores de carga para cada estrato de consumo (KWH-mes). Además, se realizo una comparación con un

estudio que se presenta en la referencia [19]. La comparación se indica en el anexo 4. Para establecer la demanda máxima en KVA, el factor de potencia utilizado se tomo del estudio realizado en la referencia [8], en la cual se realizaron mediciones de datos de carga, recogidos mediante un analizador de carga, para varios transformadores de distribución del sector urbano de Riobamba, datos que presentan un factor de potencia de la carga de alrededor de 0.9.

Como se revisó en el capítulo II, la proyección de la demanda se la realiza en función de la tasa de crecimiento acumulativa anual "Ti". Para que este estudio tenga validez en su aplicación, se ha visto la necesidad de revisar los valores de la tasa de crecimiento, debido a que en la EERSA no se ha establecido valores al respecto. De esta manera, para la proyección de la demanda, la tasa de crecimiento acumulativa anual, se establece en base a los valores históricos, definidos a partir de datos estadísticos al respecto, registradas por la Empresa y que en cierta forma establecen tendencias válidas que conducirán a resultados con un grado de precisión razonable para el propósito del estudio.

Con los valores indicados en los registros de facturación de energía por tipo de usuario, recogidos del centro de computo de la EERSA para el período comprendido entre 1989 a 1993, se establecen valores confiables de la variación de la energía consumida, de esta manera, se puede establecer la tasa de crecimiento acumulativa anual de los consumos específicos por cada tipo de usuario. Estos valores se presentan en las tablas del anexo 4 y se definen a continuación:

- Número de abonados: se indica la evolución del número de abonados.
- Energía facturada: se presenta la evolución del consumo de energía anual del total de los consumidores.
- Consumo específico: se indica la evolución de los KWH por abonado.

Del análisis de estos valores, se obtienen los valores de " Ti ", los cuales se han establecido con una visión optimista en el crecimiento de consumo, pues, para algunos rangos de consumo, se ve que no ha existido aumento en el consumo, tendiendo mas bien a un decrecimiento en el consumo.

Los valores establecidos de las tasas " Ti ", se presentan a continuación :

Consumo mensual	" Ti "
0 - 500	0.5 - 2.0
501 - SUP	0.0 - 0.5

Para los cálculos en el presente estudio, se ha tomado los valores más altos, dependiendo el tipo de usuario, con lo cual se tendrá los valores más altos de demanda máxima unitaria proyectada.

Se presenta la división por rangos de consumo, debido a que el crecimiento de consumo para rangos entre 501 KWH-mes y superiores es muy baja, observando que el mayor índice de crecimiento, se presenta para el nivel de consumo hasta los 500 KWH por mes.

#### 4.1.2.2 FACTOR DE DIVERSIDAD

Para el presente caso se realizó un análisis para establecer estos valores que sean aplicables a los abonados residenciales de la Empresa Eléctrica Riobamba. Para esto, con la información de la referencia [20], sobre mediciones de voltaje y corriente en transformadores de distribución, y siguiendo la metodología de la referencia [21], se estableció el factor de diversidad para los abonados residenciales. Las mediciones fueron realizadas en la hora de máxima demanda. La metodología y procedimiento seguido, se presentan en el anexo 5 y como resultados se presentan los siguientes valores del factor de diversidad en función del número de abonados.

#ab.	FDiv	# Ab.	FDiv	#ab.	FDiv	# Ab.	FDiv
1	1.0	14	1.782	27	1.893	40	1.963
2	1.491	15	1.794	28	1.899	41	1.967
3	1.547	16	1.804	29	1.906	42	1.972
4	1.589	17	1.814	30	1.912	43	1.976
5	1.622	18	1.824	31	1.917	44	1.980
6	1.649	19	1.833	32	1.923	45	1.984
7	1.672	20	1.842	33	1.928	46	1.988
8	1.693	21	1.850	34	1.934	47	1.992
9	1.712	22	1.858	35	1.939	48	1.996
10	1.728	23	1.865	36	1.944	49	2.000
11	1.743	24	1.873	37	1.949	50	2.003

12	1.757	25	1.880	38	1.954
13	1.770	26	1.887	39	1.958

#### 4.1.2.3 VARIACION DEL FACTOR DE CARGA.

Para el estudio realizado, la ecuación (2.27) no tendría validez, puesto que ha sido determinado para otro sistema ([17] la India), por lo cual, a continuación se analiza el desarrollo de una expresión para proyectar el factor de carga que sea válido, para el sistema en estudio.

El crecimiento anual del factor de carga se puede aproximar por interpolación estadística, mediante regresión lineal, en la cual tenemos la ecuación  $Y = a_0 + a_1 * k$ . En esta ecuación Y, será el factor de carga proyectado y k, es el año en el cual se desea conocer al factor de carga.

La proyección, se basa en el análisis de la variación de la curva de carga anual de un alimentador a 13,8 KV que parte de la subestación 2, que recorre zonas urbanas de la ciudad de Riobamba y cuyo consumo es predominantemente residencial. Esta variación es la experimentada en los últimos 7 años, comprendido entre 1987 a 1993. La EERSA dispone de la información del Centro de despacho de carga de la variación de la demanda para todos los alimentadores de las subestaciones. Los datos se recopilaron de los archivos de partes diarios del centro de despacho. Los valores de la curva de carga para cada año, corresponden al día de máxima demanda del alimentador mencionado y estos datos se presentan en las tablas del anexo 1. Con esta información se calcula el factor de carga y el factor de pérdidas, así como la constante que los relaciona, valores que se resumen en la tabla 4.3.

Tabla 4.3

AÑO	Fc	Fp	Kte = A
1987	0,5300	0,3073	0,1062
1988	0,5562	0,3393	0,1214
1989	0,4626	0,2498	0,1440
1990	0,5384	0,3283	0,1546
1991	0,5381	0,3206	0,1249
1992	0,5538	0,3329	0,1058
1993	0,5456	0,3278	0,1216

La relación entre  $F_c$  y  $F_p$  como se estableció en el punto 2.1.3 es la ecuación (2.7). Con los datos presentados, el valor promedio de la constante  $A$  es 0,1255, por lo tanto, la ecuación será:

$$F_p = 0,1255 * F_c + 0,8745 * F_c^2 \quad (4.1)$$

De la tabla anterior, se puede encontrar la expresión para encontrar el factor de carga futuro. Mediante la ecuación de la regresión lineal mencionada anteriormente, se tiene la siguiente expresión:

$$F_{c_k} = 0,5195 + 4,19 \times 10^{-3} * k \quad (4.2)$$

Entonces, para un factor de carga presente  $F_{c_p}$ , el factor de carga futuro para el año  $k$ , se puede calcular con la expresión :

$$F_{c_k} = F_{c_p} + a_1 * k \quad (4.3)$$

reemplazando esta ecuación, en la ecuación (4.1), se puede tener la ecuación para la proyección del factor de pérdidas, que será la utilizada en el estudio :

$$F_{c_k} = 0,1255 * (F_{c_p} + a_1 * k) + 0,8745 * (F_{c_p} + a_1 * k)^2 \quad (4.4)$$

Esta ecuación se utiliza en los cálculos de pérdidas de energía.

El correspondiente factor de pérdidas proyectado, puede considerar el incremento del factor de carga en el modelo. Sin embargo, aunque el aumento de la carga, tanto en alimentadores primarios como circuitos secundarios es limitado a  $M$  años, el incremento del factor de carga más allá de los  $M$  años son ignorados [17]. Para cada caso  $M$ , será el período de diseño de los circuitos.

#### 4.1.3 CONFIGURACION DE LOS CIRCUITOS.

El área dentro de la cual se va a realizar la aplicación, comprende la zona residencial urbana de la ciudad de Riobamba. Dentro de esta zona mencionamos a continuación, la configuración adoptada para servir la energía eléctrica.

Los alimentadores primarias son a nivel de 13,8 KV entre fases, 7,9 KV fase neutro. el conductor de neutro es corrido, sólidamente puesto a tierra, a partir del punto neutro de la subestación de distribución y común con los circuitos secundarios.

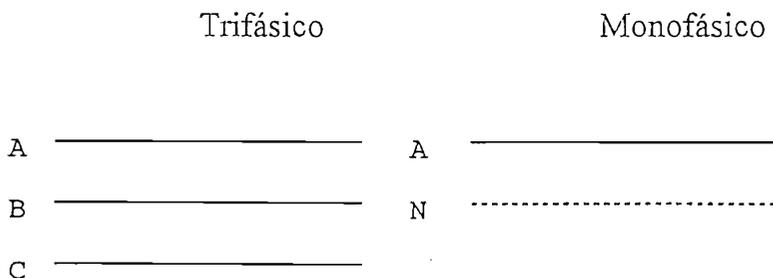
En general, las redes de distribución son aéreas. Aunque en el estudio no se ha considerado redes subterráneas la EERSA, sirve con esta disposición en la calle principal de la ciudad, siendo esta, la única que se presenta en el sistema. La mayor parte del sistema eléctrico a nivel residencial, es servida con distribución aérea, siendo los circuitos radiales. Los alimentadores primarios son trifásicos en sus recorridos principales y monofásicos a uno y dos fases para ramales.

Los circuitos secundarios asociados con las redes primarias, son predominantemente monofásicos a dos y tres conductores. La configuración de los circuitos secundarios se establecen en función del tipo de usuario considerado, relacionado con la demanda y tipo de instalación. Para el estudio, la siguiente tabla indica las configuraciones para los tipos de usuario establecido.

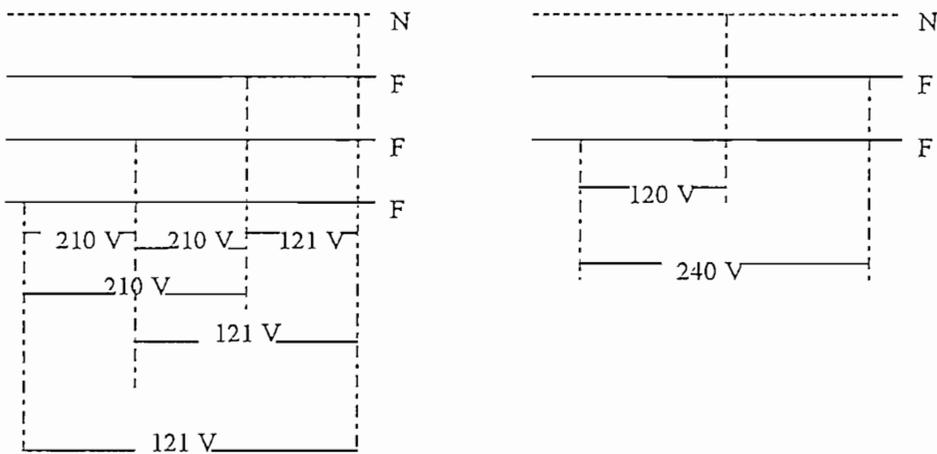
Usuario tipo	Configuración de la red secundaria
A	trifásica o monofásica.
B, C, D, E	monofásica. ( 3 conductores)

La configuración de los circuitos analizados se presentan a continuación

- Redes primarias sistema 13,8 - 7,9 KV



- Circuitos secundarios 240/120 V , 210/121 V.



De acuerdo a la demanda máxima unitaria, se diseña la configuración física de las redes de distribución, tanto primarias, como secundarias. Los diagramas de las configuraciones utilizadas para servir el área de carga en todo el rango de demanda establecida, se presentan en el anexo 6. A continuación se elabora una pequeña descripción de la configuración física de los circuitos elaborados de acuerdo al tipo de usuario.

#### USUARIO TIPO A

- Para el caso de la configuración secundaria a tres conductores, el número total de T/D que sirve el alimentador primario es de 90 . Cada transformador de distribución, da servicio a 16 abonados bajo una red secundaria monofásica constituida por 4 postes, cubriendo de esta manera un total de 1440 abonados, servidos por el alimentador primario. La demanda máxima unitaria para este tipo de usuario es de 3,5 KVA.
- Para el caso de la red secundaria trifásica, el número de postes que forman la red secundaria es de 7. El número de abonados servidos por el alimentador primario, es de 1400, para los cual se requiere de 50 transformadores de distribución, sirviendo cada uno de ellos a 28 abonados, con una demanda máxima unitaria por abonado de 3.5 KVA.

## USUARIO TIPO B

- El número total de T/D es de 90. Cada transformador de distribución, da servicio a 16 abonados servidos por una red secundaria monofásica ( 3 hilos ), constituida por 4 postes, cubriendo de esta manera un total de 1440 abonados, que serán servidos por el alimentador primario. La demanda máxima unitaria para este tipo de usuario, es de 2,7 KVA.

## USUARIO TIPO C

- El número de postes que forman la red secundaria es de 7. El número de abonados servidos por el alimentador primario es de 1400, para los cual se requiere de 50 transformadores de distribución monofásicos, sirviendo cada uno de ellos, a 28 abonados que abarca cada circuito secundario, con una demanda máxima unitaria por abonado de 2.0 KVA.

## USUARIO TIPO D

- En la red diseñada, para este tipo de usuario, se tiene un total de 40 T/D . Cada transformador de distribución, da servicio a 36 abonados servidos por la red secundaria monofásica ( 3 hilos ), constituida por 9 postes, cubriendo de esta manera un total de 1440 abonados, que son servidos por el alimentador primario. La demanda máxima unitaria para este tipo de usuario es de 0,9 KVA.

## USUARIO TIPO E

- El número de postes que forman la red secundaria, es de 10. El número de abonados servidos por el alimentador primario, es de 1440, para los cual se requiere de 36 transformadores de distribución, sirviendo cada uno de ellos a 40 abonados con una demanda máxima unitaria por abonado de 0,5 KVA.

Otra consideración importante dentro de la configuración de los circuitos, es el espaciamiento entre los conductores que depende del tipo de estructura utilizada

para el tendido de redes. A continuación indicamos el espaciamiento entre conductores.

En circuitos primarios.- En el área urbana de la ciudad de Riobamba, las estructuras utilizadas son trifásicas, con crucetas en volado de 2,4 metros, con una distancia entre conductores de 0.8 metros, de acuerdo a lo normalizado para niveles de tensión de 13,8 KV. Para el caso de derivaciones de ramales monofásicos, se utiliza estructuras monofásicas con una distancia entre conductores de 1,2 metros, entre fase y neutro.

En circuitos secundarios.- los conductores van ubicados en bastidores de 3 y 4 vías, con un espaciamiento entre conductores de 20 cm.

En el anexo 2 se presenta un gráfico con la disposición de los conductores y el espaciamiento en una estructura.

#### **4.1.3.1 AREA PLANIFICADA PARA EL ESTUDIO.**

Para el presente análisis de pérdidas, se ha planificado ejecutarla sobre una área de aproximadamente 1.2 Km<sup>2</sup>, la cual, está constituida por bloques (cuadras) de 100 metros de lado, separados por calles de 10 metros de ancho. Esta característica urbanística, es la que generalmente se encuentra en las zonas residenciales de Riobamba. De igual forma la disposición de postes es: El poste estará ubicado a una distancia de 20 metros de la esquina de la cuadra, con lo cual, la distancia entre postes de una misma cuadra, será de 60 metros. El número de abonados servidos por cada poste, es de cuatro, incluso, en el poste que lleva el transformador de distribución. Estas condiciones se mantienen, para todos los tipos de usuarios que se establecen en la siguiente sección.

#### **4.1.4 DATOS DE COSTOS.**

Los costos de conductores y transformadores, así como los costos de instalación de los mismos, son precios que la Empresa Eléctrica Riobamba presupuesta en sus proyectos, los cuales se encuentran tabulados en el anexo 7.

Para la proyección del costo de energía, dependerá únicamente de la política

tarifaria establecida en las Empresas suministradoras de energía (INECEL), de acuerdo a los incrementos anuales que se tenga planificado. En este punto vale mencionar, que pese a tener estudios de variación de costos de energía, en la práctica estas proyecciones no tienen aplicación, puesto que en la mayoría de los casos, la política económica de los gobiernos de turno, se imponen a los estudios que sobre este campo se realicen. Es así que se puede mencionar, que a partir de Junio de 1993 no se ha experimentado incrementos en los costos de energía y que a la fecha se encuentran vigentes las tarifas indicadas en el anexo 7, con las cuales se ha realizado la evaluación de costos de pérdidas, manteniendo el mismo valor para todos los años. Este valor contante para el costo de pérdidas tanto de potencia como de energía, es evaluado en dólares constantes para todo el período de vida útil de la red.

#### 4.1.4.1 TASA DE ACTUALIZACION.

Los costos anuales deberán ser analizados en valor presente, respecto al año en el cual se realiza el estudio, para lo cual el análisis económico se lleva a cabo con una tasa del 12 %.

Esta variable puede ser analizada, estudiando el efecto que produce sobre la solución del nivel óptimo de pérdidas, resultado de la aplicación. Para el efecto se evalúa el valor presente del costo de pérdidas con valores de la tasa de actualización del 10, 12 y 14 %, evaluación que se presenta en el numeral 4.5.2.

## 4.2 RESULTADOS OBTENIDOS.

De acuerdo con lo expuesto en los capítulos anteriores, así como el procedimiento para el cálculo descrito en el capítulo III, los resultados obtenidos se resumen en los siguientes cuadros, en los cuales se destaca, para que tipo de abonado pertenecen los cálculos. Como ya se anota anteriormente los circuitos primarios y secundarios establecidos para el estudio, están dentro de las condiciones promedio del sistema de distribución de la EERSA. Por lo tanto, los resultados pueden ser aplicables en sistemas semejantes, bajo las condiciones adoptadas para el estudio de pérdidas, en el diseño de redes de distribución.

Conductor  
secundario  
CONF AB

Abonado A

calibre ASC	% Pérdidas Lineas	% Pérdidas T/D	% Pérdidas C/S	Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
4/0	0.94	2.11	3.05	\$0.1617	\$0.0819	\$0.2435	2.10
3/0	1.18	2.12	3.3	\$0.1533	\$0.0896	\$0.2429	2.50
2/0	1.49	2.11	3.6	\$0.1444	\$0.0992	\$0.2436	3.00
1/0	1.87	2.12	3.99	\$0.1357	\$0.1116	\$0.2472	3.62
2 AWG	2.96	2.13	5.09	\$0.1264	\$0.1470	\$0.2735	5.40
4AWG	4.64	2.15	6.79	\$0.1224	\$0.2036	\$0.3260	8.19
					Mínimo	\$0.2429	

Aliment.  
Primario

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Lineas	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	3/0	0.36	\$0.0296	\$0.0091	\$0.0387
3/0	3/0	0.45	\$0.0244	\$0.0114	\$0.0358
2/0	3/0	0.57	\$0.0187	\$0.0144	\$0.0331
1/0	3/0	0.71	\$0.0150	\$0.0181	\$0.0331
2 AWG	3/0	1.13	\$0.0098	\$0.0288	\$0.0386
4AWG	3/0	1.79	\$0.0066	\$0.0459	\$0.0525
				Mínimo	\$0.0331

En el  
sistema

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Totales	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	3/0	3.66	\$0.1829	\$0.0987	\$0.2816
3/0	3/0	3.75	\$0.1777	\$0.1010	\$0.2787
2/0	3/0	3.87	\$0.1721	\$0.1040	\$0.2761
1/0	3/0	4.01	\$0.1683	\$0.1077	\$0.2760
2 AWG	3/0	4.43	\$0.1631	\$0.1184	\$0.2815
4AWG	3/0	5.09	\$0.1599	\$0.1355	\$0.2954
				Mínimo	\$0.2760

Conductor  
secundario  
CONF A3

Abonado A Trifásico

calibre ASC	% Pérdidas Lineas	% Pérdidas T/D	% Pérdidas C/S	Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
4/0	1.01	2.94	3.95	\$0.1748	\$0.1280	\$0.3028	1.99
3/0	1.27	2.95	4.22	\$0.1643	\$0.1362	\$0.3004	2.37
2/0	1.59	2.95	4.54	\$0.1540	\$0.1463	\$0.3004	2.83
1/0	2.00	2.96	4.96	\$0.1447	\$0.1594	\$0.3041	3.41
2 AWG	3.17	2.97	6.14	\$0.1340	\$0.1969	\$0.3310	5.06
4AWG	4.96	3.00	7.96	\$0.1289	\$0.2570	\$0.3859	7.67
					Mínimo	\$0.3004	

Aliment.  
Primario

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Lineas	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	2/0	0.36	\$0.0383	\$0.0077	\$0.0460
3/0	2/0	0.46	\$0.0316	\$0.0097	\$0.0413
2/0	2/0	0.57	\$0.0243	\$0.0122	\$0.0365
1/0	2/0	0.72	\$0.0194	\$0.0154	\$0.0348
2 AWG	2/0	1.14	\$0.0127	\$0.0245	\$0.0371
4AWG	2/0	1.81	\$0.0085	\$0.0390	\$0.0475
				Mínimo	\$0.0348

En el  
sistema

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Totales	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	2/0	4.90	\$0.1923	\$0.1540	\$0.3464
3/0	2/0	5.00	\$0.1856	\$0.1560	\$0.3416
2/0	2/0	5.12	\$0.1783	\$0.1586	\$0.3368
1/0	2/0	5.26	\$0.1734	\$0.1617	\$0.3351
2 AWG	2/0	5.68	\$0.1667	\$0.1708	\$0.3375
4AWG	2/0	6.35	\$0.1626	\$0.1853	\$0.3479
				Mínimo	\$0.3351

Conductor  
secundario  
CONF AB

Abonado B

calibre ASC	% Pérdidas Lineas	% Pérdidas T/D	% Pérdidas C/S	Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
4/0	0.73	1.56	2.29	\$0.1496	\$0.0804	\$0.2300	1.63
3/0	0.91	2.57	3.48	\$0.1413	\$0.0852	\$0.2265	1.94
2/0	1.15	2.56	3.71	\$0.1323	\$0.0912	\$0.2235	2.32
1/0	1.45	2.57	4.02	\$0.1236	\$0.0988	\$0.2224	2.81
2 AWG	2.29	2.58	4.87	\$0.1144	\$0.1208	\$0.2351	4.18
4AWG	3.60	2.60	6.2	\$0.1103	\$0.1557	\$0.2660	6.34
					Mínimo	\$0.2224	

Alimen.  
Primario

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Lineas	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	1/0	0.28	\$0.0296	\$0.0064	\$0.0360
3/0	1/0	0.35	\$0.0244	\$0.0081	\$0.0324
2/0	1/0	0.45	\$0.0187	\$0.0102	\$0.0289
1/0	1/0	0.56	\$0.0150	\$0.0128	\$0.0278
2 AWG	1/0	0.89	\$0.0098	\$0.0204	\$0.0301
4AWG	1/0	1.41	\$0.0066	\$0.0324	\$0.0390
				Mínimo	\$0.0278

En el  
sistema

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Totales	Cinst	CPérdidas	Costo total
4/0	1/0	4.30	\$0.1532	\$0.1052	\$0.2584
3/0	1/0	4.37	\$0.1480	\$0.1069	\$0.2549
2/0	1/0	4.47	\$0.1424	\$0.1090	\$0.2514
1/0	1/0	4.58	\$0.1386	\$0.1116	\$0.2502
2 AWG	1/0	4.91	\$0.1334	\$0.1192	\$0.2526
4AWG	1/0	5.43	\$0.1302	\$0.1312	\$0.2615
				Mínimo	\$0.2502

Conductor secundario CONF C		Abonado C			Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
calibre ASC	% Pérdidas	% Pérdidas	% Pérdidas					
	Lineas	T/D	C/S					
4/0	1.04	1.52	2.56	\$0.1107	\$0.0362	\$0.1469	2.00	
3/0	1.31	1.52	2.83	\$0.1037	\$0.0407	\$0.1444	2.38	
2/0	1.64	1.53	3.17	\$0.0961	\$0.0464	\$0.1424	2.84	
1/0	2.07	1.52	3.59	\$0.0888	\$0.0536	\$0.1424	3.44	
2 AWG	3.27	1.53	4.80	\$0.0809	\$0.0744	\$0.1554	5.13	
4AWG	5.12	1.54	6.66	\$0.0775	\$0.1077	\$0.1852	7.79	
					Mínimo	\$0.1424		
Aliment. Primario								
Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Lineas	Cinst	CPérdidas	Costo total			
4/0	1/0	0.24	\$0.0251	\$0.0029	\$0.0279			
3/0	1/0	0.30	\$0.0207	\$0.0036	\$0.0243			
2/0	1/0	0.38	\$0.0159	\$0.0046	\$0.0204			
1/0	1/0	0.47	\$0.0127	\$0.0057	\$0.0184			
2 AWG	1/0	0.75	\$0.0083	\$0.0091	\$0.0174			
4AWG	1/0	1.19	\$0.0056	\$0.0145	\$0.0201			
				Mínimo	\$0.0174			
En el sistema								
Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas Totales	Cinst	CPérdidas	Costo total			
4/0	1/0	3.83	\$0.1138	\$0.0565	\$0.1703			
3/0	1/0	3.89	\$0.1094	\$0.0572	\$0.1666			
2/0	1/0	3.97	\$0.1046	\$0.0582	\$0.1628			
1/0	1/0	4.06	\$0.1015	\$0.0593	\$0.1608			
2 AWG	1/0	4.34	\$0.0970	\$0.0627	\$0.1598			
4AWG	1/0	4.78	\$0.0944	\$0.0681	\$0.1625			
				Mínimo	\$0.1598			

Conductor secundario  
CONF D

Abonado D

calibre ASC	% Pérdidas	% Pérdidas	% Pérdidas	Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
	Lineas	T/D	C/S				
4/0	0.68	2.23	2.91	\$0.0879	\$0.0188	\$0.1067	1.19
3/0	0.85	2.24	3.09	\$0.0810	\$0.0202	\$0.1012	1.42
2/0	1.07	2.24	3.31	\$0.0733	\$0.0220	\$0.0954	1.70
1/0	1.35	2.24	3.59	\$0.0659	\$0.0243	\$0.0902	2.05
2 AWG	2.14	2.25	4.39	\$0.0580	\$0.0310	\$0.0890	3.06
4AWG	3.37	2.26	5.63	\$0.0546	\$0.0415	\$0.0961	4.64
					Mínimo	\$0.0890	

Aliment.  
Primario

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas	Cinst	CPérdidas	Costo total
		Lineas			
4/0	2 AWG	0.12	\$0.0237	\$0.0008	\$0.0244
3/0	2 AWG	0.15	\$0.0195	\$0.0010	\$0.0204
2/0	2 AWG	0.19	\$0.0150	\$0.0012	\$0.0162
1/0	2 AWG	0.24	\$0.0120	\$0.0015	\$0.0135
2 AWG	2 AWG	0.37	\$0.0078	\$0.0024	\$0.0102
4AWG	2 AWG	0.59	\$0.0053	\$0.0038	\$0.0091
				Mínimo	\$0.0091

En el  
sistema

Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas	Cinst	CPérdidas	Costo total
		Totales			
4/0	2 AWG	4.51	\$0.0817	\$0.0317	\$0.1134
3/0	2 AWG	4.54	\$0.0775	\$0.0319	\$0.1094
2/0	2 AWG	4.58	\$0.0730	\$0.0322	\$0.1052
1/0	2 AWG	4.63	\$0.0700	\$0.0325	\$0.1025
2 AWG	2 AWG	4.76	\$0.0658	\$0.0334	\$0.0992
4AWG	2 AWG	4.98	\$0.0633	\$0.0348	\$0.0981
				Mínimo	\$0.0981

Conductor secundario CONF E		Abonado E			Cinst	CPérdidas	Costo total	%ΔV <sub>máx</sub>
calibre ASC	% Pérdidas	% Pérdidas	% Pérdidas					
	Lineas	T/D	C/S					
4/0	0.49	2.80	3.29	\$0.0795	\$0.0133	\$0.0928	1.05	
3/0	0.62	2.80	3.42	\$0.0721	\$0.0140	\$0.0861	1.22	
2/0	0.78	2.81	3.59	\$0.0642	\$0.0148	\$0.0789	1.49	
1/0	0.99	2.79	3.78	\$0.0566	\$0.0158	\$0.0724	1.80	
2 AWG	1.56	2.82	4.38	\$0.0484	\$0.0187	\$0.0671	2.69	
4AWG	2.47	2.83	5.30	\$0.0448	\$0.0233	\$0.0681	4.07	
					Mínimo	\$0.0671		
Aliment. Primario								
Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas	Cinst	CPérdidas	Costo total			
		Lineas						
4/0	2 AWG	0.06	\$0.0238	\$0.0002	\$0.0240			
3/0	2 AWG	0.08	\$0.0196	\$0.0003	\$0.0199			
2/0	2 AWG	0.10	\$0.0150	\$0.0004	\$0.0154			
1/0	2 AWG	0.12	\$0.0120	\$0.0005	\$0.0125			
2 AWG	2 AWG	0.20	\$0.0078	\$0.0007	\$0.0086			
4AWG	2 AWG	0.31	\$0.0053	\$0.0012	\$0.0065			
				Mínimo	\$0.0065			
En el sistema								
Cond Primario	Cond Secund	% Pérdidas	Cinst	CPérdidas	Costo total			
		Totales						
4/0	2 AWG	4.44	\$0.0722	\$0.0189	\$0.0911			
3/0	2 AWG	4.46	\$0.0680	\$0.0190	\$0.0870			
2/0	2 AWG	4.48	\$0.0635	\$0.0191	\$0.0825			
1/0	2 AWG	4.50	\$0.0604	\$0.0192	\$0.0796			
2 AWG	2 AWG	4.58	\$0.0563	\$0.0194	\$0.0757			
4AWG	2 AWG	4.69	\$0.0537	\$0.0199	\$0.0736			
				Mínimo	\$0.0736			

### 4.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS.

El análisis de los resultados, se lo realiza sobre la base de los cuadros presentados en el apartado anterior, en los cuales se debe hacer una división del análisis. Esta división, es básicamente de acuerdo a los circuitos analizados, es decir, un análisis de los circuitos secundarios, otro de los alimentadores primarios y una tercera opción que sería la del sistema total. Partiendo con esta aclaración, a manera de una ayuda didáctica, se han elaborado curvas de análisis, las que relacionan el porcentaje de pérdidas, con los costos totales, para de esta manera observar el comportamiento de los resultados y de la solución óptima. La construcción de dichas curvas se detallarán más adelante.

El valor utilizado para evaluar el porcentaje óptimo de pérdidas en una red es el costo total del sistema (compuesta por el costo de inversión, costo de instalación y costo de pérdidas tanto en circuitos secundarios, como en alimentadores primarios). Para el caso de las redes secundarias el costo total se obtiene de la siguiente forma: primero evaluando el costo para una red y luego el total para todos los circuitos secundarios será igual, al número de transformadores servidos por el alimentador primario, multiplicado por el costo de inversión más instalación y más pérdidas en conductores y transformador de distribución del circuito secundario calculado.

Otro parámetro útil para la evaluación, es el límite de caída de tensión en el diseño. La solución óptima del porcentaje de pérdidas, debe estar dentro de límite de caída de tensión permitido en los componentes de la red.

Otro parámetro considerado en el análisis, es el número de abonados servidos por el circuito secundario y el número total de abonados servidos por el alimentador primario. En el primer caso, será analizado más adelante, observando como influye la variación del número de abonados servidos por cada poste, en la solución óptima del porcentaje de pérdidas en la red secundaria, así como, en la red primaria y en el sistema de total. En el segundo caso, mantener el mismo número de abonados servidos por el alimentador primario, nos permite hacer una comparación de la variación de costos de las soluciones óptimas en función de la demanda del usuario. Al aumentar la demanda del consumidor, da como consecuencia, disminuir la longitud de los circuitos secundarios, para de esta forma, compensar las caídas de

tensión en las redes. Por lo tanto, como consecuencia y como resulta lógico pensar, para cubrir el mismo número de abonados servidos por el alimentador primario, si se disminuye la longitud de los circuitos secundarios, aumentará el número de circuitos secundarios y por lo consiguiente, el número de transformadores de distribución.

Sobre la solución óptima, también se observa el efecto que producen dos parámetros que vale la pena sean analizados, estos son: la tasa de actualización  $R\%$  y como se anota anteriormente el número de usuarios por poste. Estos son importantes, pues inciden directamente sobre el costo total de pérdidas y sobre el porcentaje de pérdidas respectivamente. Este análisis se presenta más adelante.

Como puede observarse el análisis de pérdidas es función: de la carga, factor de potencia de la carga, del nivel de voltaje, que para el caso de redes primarias en de 13,8 KV y en circuitos secundarios depende si es monofásico o trifásico, así como, del calibre de conductor utilizado. De estos parámetros, los que se mantienen constantes son, el factor de potencia y el nivel de voltaje en los primarios de distribución. Dentro de los parámetros económicos para la evaluación, básicamente estos son: El costo de pérdidas de potencia y energía, la tasa de actualización  $R\%$ , costo de instalación y costo de materiales.

#### **4.4 CURVAS PARA EL ANALISIS Y NIVELES OPTIMOS DE PERDIDAS.**

De los resultados presentados en el apartado 4.2, para cada valor de demanda que corresponde a un tipo de usuario considerado, con los datos de porcentajes de pérdidas y con los datos de costos, se han elaborado las curvas de análisis, las cuales se presentan en el anexo 8. Las curvas de análisis que se obtienen grafican el costo total en función del porcentaje de pérdidas, para el alimentador primario, circuito secundario, así como, para el total del sistema .

Para los usuarios B, C, D, E, en el circuito secundario, se tiene una sola curva de análisis, puesto que estos son servidos con circuitos secundarios monofásicos, no así, para el usuario A que tendrán 2 curvas de análisis, las cuales corresponden: una para la configuración secundaria monofásica y otra para la secundaria trifásica. Para el caso del alimentador primario, se tienen también una

sola curva de análisis, que corresponde a la variación del calibre de conductor del alimentador primario, con la combinación del resultado de la solución óptima del circuito secundario. Para un mismo calibre de conductor del alimentador primario, se obtendrá seis resultados del porcentaje de pérdidas y costos, puesto que, los datos de carga para evaluar el alimentador primario, dependen del calibre de conductor utilizado en el circuito secundario. En el numeral 4.2 solamente se presenta la evaluación de pérdidas, de la variación del calibre de conductor del alimentador primario, con la solución del porcentaje óptimo de pérdidas que resulta para el circuito secundario.

Como ya se anota anteriormente, para cada tipo de usuario, se tiene una configuración de los circuitos secundarios, así como, del alimentador primario. De los resultados de ambos circuitos, se elaborarán las curvas de análisis para el costo total, en función del porcentaje de pérdidas total, de tal forma que, para un tipo de usuario dado, la curva del secundario se asocia con la curva del primario, para tener el análisis del sistema. De esta manera, se encuentra la combinación que presente porcentaje de pérdidas óptimo total.

#### 4.4.1 USUARIO TIPO A

Para este tipo de usuario según lo descrito en el apartado 4.1.3, se sirve bajo dos configuraciones, una monofásica ( 3 hilos ) y otra trifásica. Las configuraciones de los circuitos se presentan en el anexo 6. Los resultados obtenidos para este tipo de usuario, son los siguientes:

- Para el caso de la red secundaria monofásica, la capacidad del transformador de distribución monofásico es de 37,5 KVA.
- La capacidad total instalada, que sirve el alimentador primario es de 3.2 MVA, compuesto por una potencia activa de 2.88 MW y potencia reactiva de 1.39 MVAR, alimentador que sirve a nivel de 13,8 KV.
- Para el caso de la red secundaria trifásica, la capacidad del transformador de distribución trifásico es de 50 KVA.
- La capacidad total instalada que sirve el alimentador primario, que

para este caso en todo sus recorridos es trifásico, es de 2.83 MVA, compuesto por una potencia activa de 2.43 MW y potencia reactiva de 1.43 MVAR, alimentador que sirve a nivel de 13,8 KV.

Los resultados obtenidos del porcentaje de pérdidas óptimo para estos dos casos analizados, se presentan a continuación:

- Configuración monofásica

Alimentadores primarios	0,71 %
Circuito secundario y T/D	3,3 %

- Configuración trifásica

Alimentadores primarios	0,72 %
Circuito secundario y T/D	4.54 %

#### 4.4.2 USUARIO TIPO B

En la descripción hecha en el punto 4.1.3, se establece, que a este abonado, al igual que los abonados C, D y E, son servidos con red secundaria monofásica 3 hilos. Las características físicas de los circuitos primarios así como del circuito secundario, se describen en el anexo 6. Para este tipo de usuario se obtuvieron los siguientes resultados:

- La capacidad del transformador de distribución que sirve a la red secundario, es de 25 KVA monofásicos.
- La capacidad total instalada que sirve el alimentador primario es de 2.5 MVA, compuesto por una potencia activa de 2.25 MW y potencia reactiva de 1.1 MVAR, alimentador que sirve a nivel de 13,8 KV.

Los resultados de porcentajes de pérdidas óptimo, se presentan a continuación.

Alimentadores primarios	0,56 %
Circuito secundario y T/D	4,02 %

#### 4.4.3 USUARIO TIPO C

La característica de la configuración de los circuitos se presenta en el anexo 6. Para este tipo de usuario, se obtienen los siguientes resultados:

- La capacidad del transformador de distribución que sirve a la red secundario, es de 50 KVA monofásicos.
- La capacidad total instalada que sirve el alimentador primario es de 1.9 MVA, compuesto por una potencia activa de 1.74 MW y potencia reactiva de 0.82 MVAR, alimentador que sirve a nivel de 13,8 KV.

Los resultados de porcentajes de pérdidas óptimos se presentan a continuación.

Alimentadores primarios	0,75 %
Circuito secundario y T/D	3,59 %

#### 4.4.4 USUARIO TIPO D

La característica de los circuitos, se presentan en el anexo 6, tanto para el primario, como para el secundario. La longitud de los circuitos secundarios es menor, que la que corresponde al usuario E, pues disminuye la longitud para compensar límites de voltaje. Para este tipo de usuario, se tiene los siguientes resultados:

- En la red diseñada, para este tipo de usuario, la capacidad del transformador de distribución es de 25 KVA monofásicos.
- La capacidad total instalada que sirve el alimentador primario, es de 1.00 MVA, compuesto por una potencia activa de 0.91 MW y potencia reactiva de 0.42 MVAR, alimentador que sirve a nivel de 13,8 KV.

Los resultados de porcentajes de pérdidas óptimo se presentan a continuación.

Alimentadores primarios	0,59 %
Circuito secundario y T/D	4,39 %

#### 4.4.5 USUARIO TIPO E

La característica de la configuración de los circuitos secundarios, así como el del alimentador primario, se presentan en el anexo 6. Para este tipo de usuario, se obtuvieron los siguientes resultados:

- La capacidad del transformador de distribución que sirve a la red secundario, es de 15 KVA monofásicos.
- El alimentador primario que sirve a nivel de tensión de 13,8 KV, tiene una capacidad total instalada de 0.58 MVA compuesta por una potencia activa de 0,53 MW y una potencia reactiva de 0.23 MVAR.

Los resultados de porcentajes de pérdidas óptimos, se resumen de los cuadros del punto 4.2 y se presentan a continuación.

Alimentadores primarios	0,31 %
Circuito secundario y T/D	4,38 %

Un resumen de los resultados se presenta a continuación:

Usuario	% Pérdidas en C/S	% Pérdidas en T/D	% Pérdidas en baja tensión	% Pérdidas en A/P
E	1,56	2,82	4,38	0,31
D	2,14	2,25	4,39	0,59
C	2,07	1,52	3,59	0,75
B	1,45	2,57	4,02	0,56
A monofás.	1,18	2,12	3,3	0,71
A trifás.	1,59	2,95	4,54	0,72

Con los resultados obtenidos, podemos relacionar los porcentaje óptimos de pérdidas en función de la demanda del usuario, lo cual se presenta en el gráfico 4.1

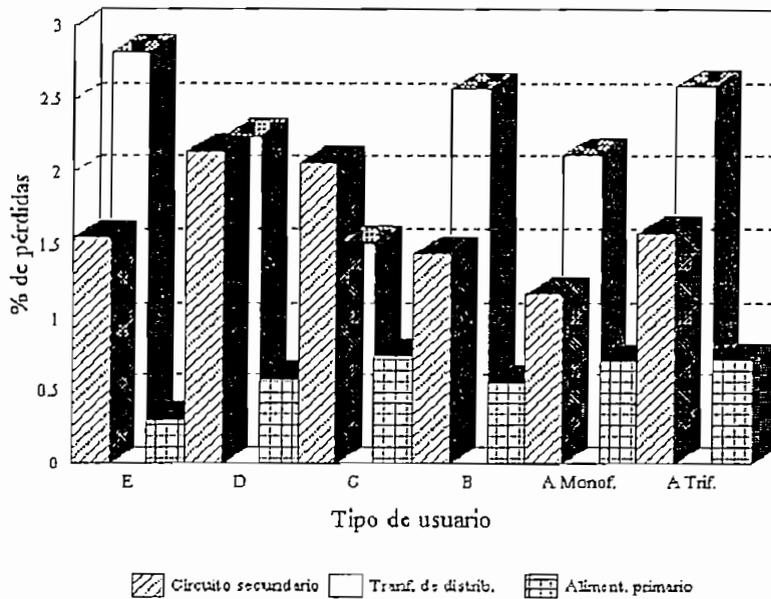


Fig. 4.1 Porcentaje de Pérdidas Vs. Tipo de Usuario.

La variación del porcentaje de pérdidas depende de la longitud de los circuitos, calibre de conductor utilizado, de la demanda de los usuarios.

De los parámetros que intervienen en los cálculos del nivel óptimo de pérdidas, vale la pena revisar la influencia en el análisis de pérdidas.

#### 4.5 EFECTO DE LA VARIACION DE PARAMETROS.

Como se indicó en el numeral 4.3, es importante hacer un análisis de la variación de los parámetros más importantes que intervienen en la evaluación de pérdidas, pues, de los valores que tomen estos parámetros en los cálculos, dependerá la solución del problema. A continuación, se presentan los resultados que se obtienen al variar estos parámetros.

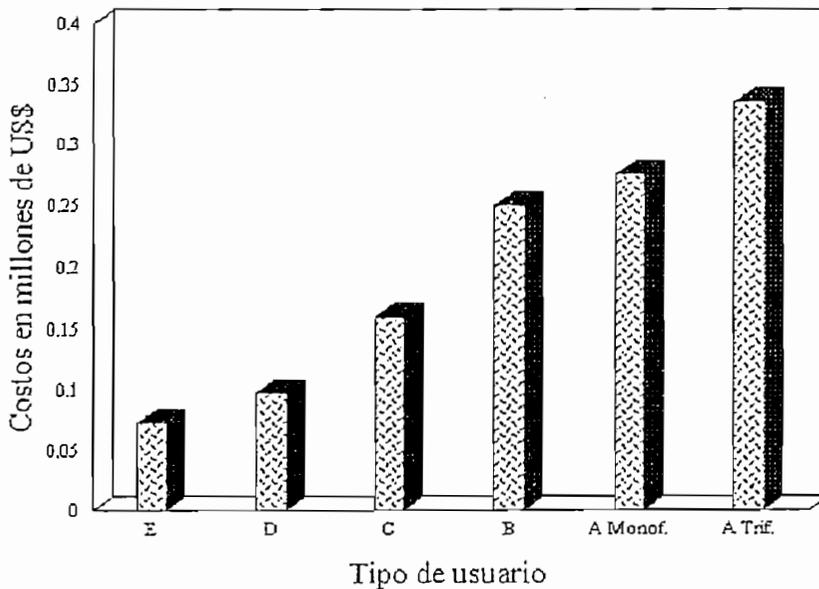
##### 4.5.1 VARIACION DE LA DEMANDA.

Para hacer comparaciones de costos sobre las soluciones, en función de la demanda por consumidor, para cada uno de los tipos de usuarios se deberá

mantener el número de usuarios servidos por el alimentador primario, lo cual resulta útil.

Dependiendo de la demanda de los usuarios, las configuraciones físicas de los circuitos que sirven a los usuarios varía, es así que, mientras aumenta la demanda de consumo, las longitudes de los circuitos disminuye, cumpliendo de esta manera restricciones como es límites de caída de tensión. De esta manera, para cubrir el mismo número total de abonados servidos por el alimentador primario, el número de redes secundarias, es mayor y por lo tanto aumentará el número de Transformadores de distribución.

En los figuras 4.2 y 4.3 se encuentran graficados los costos totales y el desglose de costos, respectivamente, en función de la demanda, para las soluciones óptimas .



**Fig. 4.2** Costo Total Vs. Tipo de Usuario.

En el anexo 9, se presenta un ejemplo del calculo de pérdidas en los circuitos secundarios para el año 10, con las condiciones que presentan, la solución óptima del porcentaje de pérdidas, de cada uno de los tipos de usuarios. De ahí, se puede hacer las siguientes observaciones : si mantenemos una misma configuración en los circuitos, como es el caso de los usuarios A y B monofásicos, al aumentar la

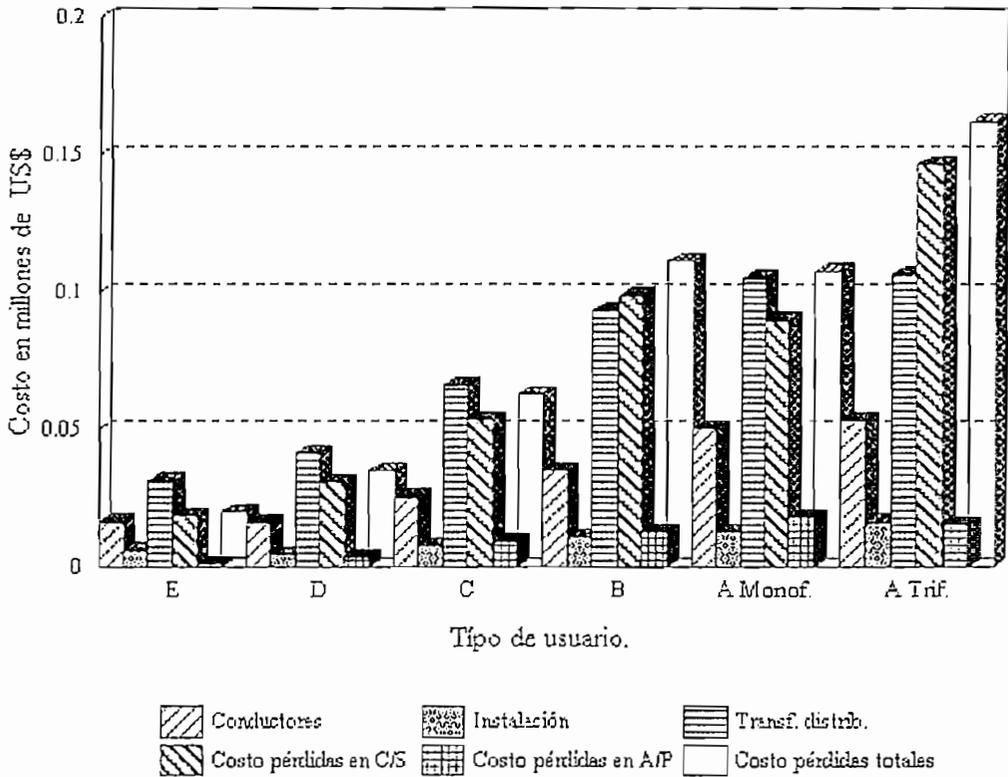


Fig. 4.3 Costos Vs. Tipo de Usuario.

demanda, da como resultado el aumento de las pérdidas y por lo tanto aumentara el costo de pérdidas. Este análisis también puede ser realizado variando el número de usuarios por poste, análisis que se presenta más adelante. Para el caso de los usuarios C, D, E, la longitud de los circuitos secundarios, disminuye mientras aumenta la demanda; sin embargo el valor de pérdidas es creciente, lo cual dará como resultado que el costo de pérdidas sea creciente. Por lo tanto, de acuerdo al resumen presentado en el numeral 4.4 se observa que el nivel óptimo de pérdidas varía dependiendo de la demanda.

#### 4.5.2 VARIACION DE LA TASA DE ACTUALIZACION.

A continuación se presenta los efectos que produce la variación de parámetros como son: tasa de actualización R%, número de usuarios y longitud de los circuitos sobre la solución óptima.

La tasa de actualización utilizada para los cálculos es del 12 % . En este apartado es analizado, como influye este valor en la solución óptima. Para esto se puede tomar cualquiera de los tipos de usuarios establecidos y sobre la solución, variar el valor de R%. Para el análisis, se considerará al usuario tipo B y se varió el valor de la tasa de actualización con valores de 10%, 11%, 12%, 13% y 14%. Los resultados de la variación, se presentan en el anexo 10 (A.10.1). De estos resultados se puede observar que al aumentar la tasa de actualización por sobre el 12 % el costo de pérdidas disminuye con lo cual el costo total también disminuye; así mismo, para el caso de que R% varíe con valores menores que el 12 % el costo de pérdidas aumenta y por lo tanto aumenta el costo total.

En el anexo 11 se presenta las curvas de la variación del costo total, en función del porcentaje de pérdidas al variar la tasa de actualización. De estas curvas se puede observar, que la solución del nivel óptimo de pérdidas no sufre variación, si la tasa de actualización aumenta por sobre el 12 %; mientras que, para el caso en que la tasa de actualización es menor al 12 % la solución se desplaza ubicandose en valores de porcentaje de pérdidas menores.

#### 4.5.3 VARIACION DEL COSTO DE ENERGIA.

Otro parámetro importante en el análisis, es el costo de pérdidas de potencia y costo de pérdidas de energía, pues, al igual que la tasa de actualización influye en la solución óptima. De igual forma que el apartado anterior, para el análisis se torna el usuario tipo B. Para este caso, se puede analizar desde dos puntos de vista: el primero, será variar el costo tanto pérdidas de energía, como el de potencia con un porcentaje de incremento anual a lo largo de la vida útil de la red. el segundo punto de vista será, variar el valor inicial del costo de pérdidas tanto de potencia, como de energía y mantenerlo constante durante toda la vida útil de la red.

En el primer caso el incremento de los valores de costos de pérdidas ( de potencia y energía ), se lo hace en base a una tasa de interés anual, la cual tendrá el mismo valor para todos los años, hasta el año de vida útil del proyecto. Los resultados se resumen en el anexo 10 (A.10.2 ), para tasas de interés de 2, 4, 6 y 8 %.

En el anexo 11 se grafica la variación del costo total en función del

porcentaje de pérdidas de energía, para una variación anual del costo de pérdidas de potencia y energía. Como se puede ver de los resultados obtenidos, el aumentar el porcentaje de incremento anual del costo de pérdidas, aumenta el costo de pérdidas y por lo tanto aumenta el costo total. Al variar el porcentaje de incremento anual, solamente varía el costo de pérdidas. Lo mismo sucede con la variación de la tasa de actualización, puesto que los costos de inversión permanecen fijos. La solución óptima sufre desplazamiento perceptible, ubicándose en porcentajes de pérdidas menores.

Para el segundo caso se observa que, si se incrementa el costo de pérdidas de potencia ó el costo de pérdidas de energía ó los dos costos a la vez, la solución óptima sufre un desplazamiento de igual forma que en el caso anterior, ubicándose en porcentajes de pérdidas menores.

#### **4.5.4 VARIACION DEL NUMERO DE USUARIOS POR POSTE.**

Un factor importante que ya se mencionó anteriormente y que se ha considerado en el estudio, es la variación del número de usuarios por poste, pues está directamente relacionado con las pérdidas producidas en los circuitos primarios y secundarios y de esta variación también dependerá la capacidad del transformador de distribución, así como sus pérdidas.

Para el análisis se utiliza el mismo modelo tomado en los análisis anteriores, esto es el modelo del usuario tipo B. En el circuito se varía el número de usuarios entre dos y cuatro y para cada una de estas alternativas se analiza, como varía la solución óptima. En el anexo 10 (A.10.3) se presenta los resultados de la variación del costo total al variar el número de usuarios por poste. De estos resultados, se pueden graficar las figuras 4.4 y 4.5 que presentan la variación de las pérdidas y del porcentaje de pérdidas en función del número de usuarios.

En el anexo 12 se grafican la variación de los costos totales en función del porcentaje de pérdidas con la variación del número de usuarios. Se puede observar, que al aumentar el número de usuarios por poste, aumentará las pérdidas y por lo tanto, el valor presente del costo de pérdidas y costo total. De aquí se observa, que la tendencia de la solución, óptima se desplaza hacia tener porcentajes de pérdidas menores.

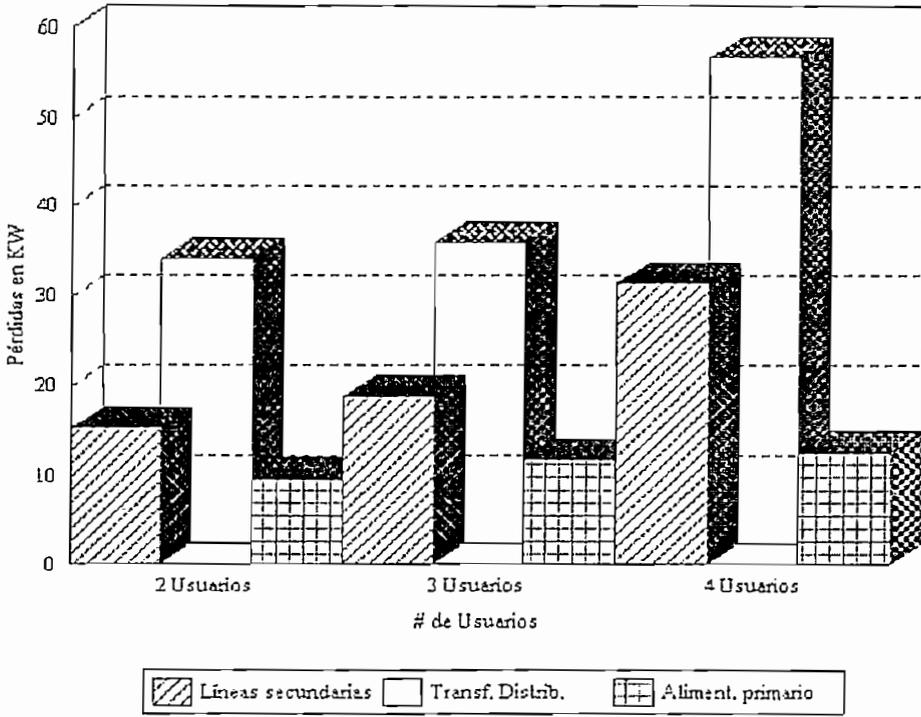


Fig. 4.4 Pérdidas en KW en función del número de usuarios.

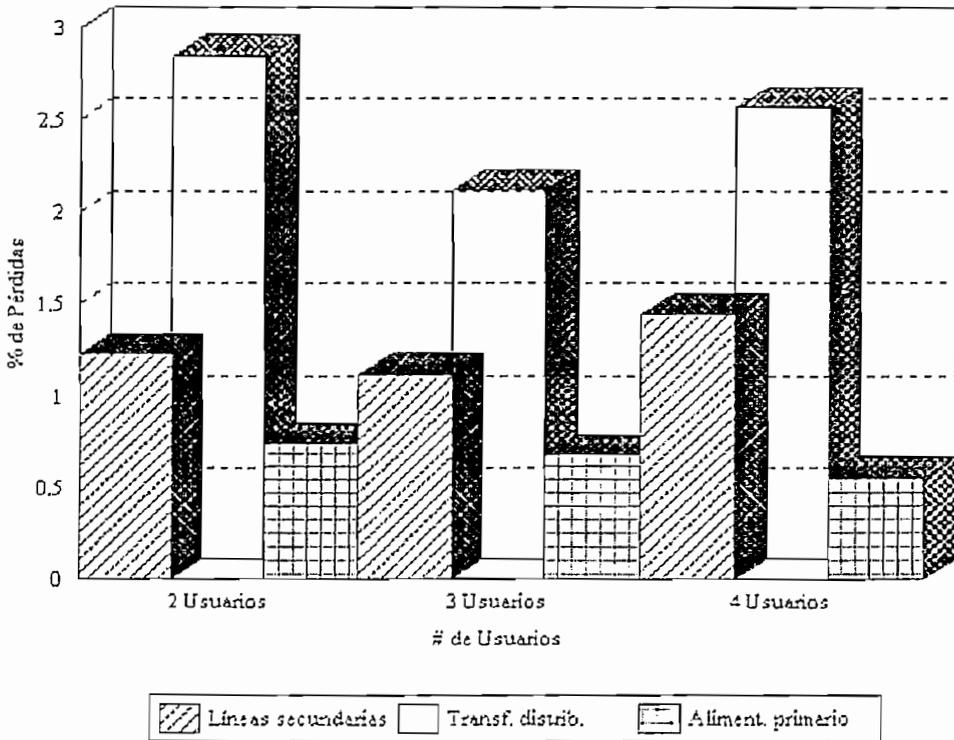


Fig. 4.5 Porcentaje de pérdidas en función del número de usuarios.

#### 4.5.5 VARIACION DE LA LONGITUD DE LOS CIRCUITOS.

Para este análisis se consideran los siguientes términos: En las redes diseñadas (configuraciones físicas) presentadas para cada uno de los tipos de usuarios, se usa un mismo valor de demanda. De esta manera, para el usuario (demanda) sobre el cual se realice el análisis, se efectúan los cálculos en el alimentador primario y circuito secundario respectivamente. De esta manera, se varía la longitud de los circuitos. Para el estudio se considera los datos del abonado tipo D. En este caso, los cálculos se realizarán sobre 4 configuraciones físicas diseñadas, siendo la red secundaria del usuario E, la que tiene la mayor longitud de los circuitos ( mayor longitud por el número de tramos que los constituyen ) y para el caso de las redes del tipo de usuario A monofásico, se tienen los circuitos secundarios más cortos.

Los resultados obtenidos se presentan en el anexo 10 (A.10.4), de los cuales se pueden graficar la variación de las pérdidas y del porcentaje de pérdidas en función de la longitud de los circuitos, gráficas que se presentan en las figuras 4.6 y 4.7 respectivamente.

En el anexo 13 se grafican la variación de los costos totales en función del porcentaje de pérdidas, con la variación de la longitud de los circuitos. De los resultados observados en las curvas del anexo 13, se puede mencionar que al mantener la misma demanda y al aumentar la longitud de los circuitos secundarios las pérdidas también aumentan, pues, aumenta el número de tramos que integran al circuito secundario. Además al aumentar la longitud de los circuitos secundarios, se está aumentando el número de usuarios servidos por la red, por lo tanto se requiere aumentar la capacidad nominal de los transformadores de distribución y las pérdidas en éstos, dependerá de la capacidad de los mismos. De esta manera, la tendencia de aumentar la longitud de los circuitos, implica que el costo de pérdidas aumente y por lo tanto el costo total, de tal forma que el porcentaje óptimo de pérdidas se desplaza, siendo perceptible este desplazamiento para los circuitos secundarios; mientras que para el alimentador primario el porcentaje óptimo de pérdidas se mantiene constante.

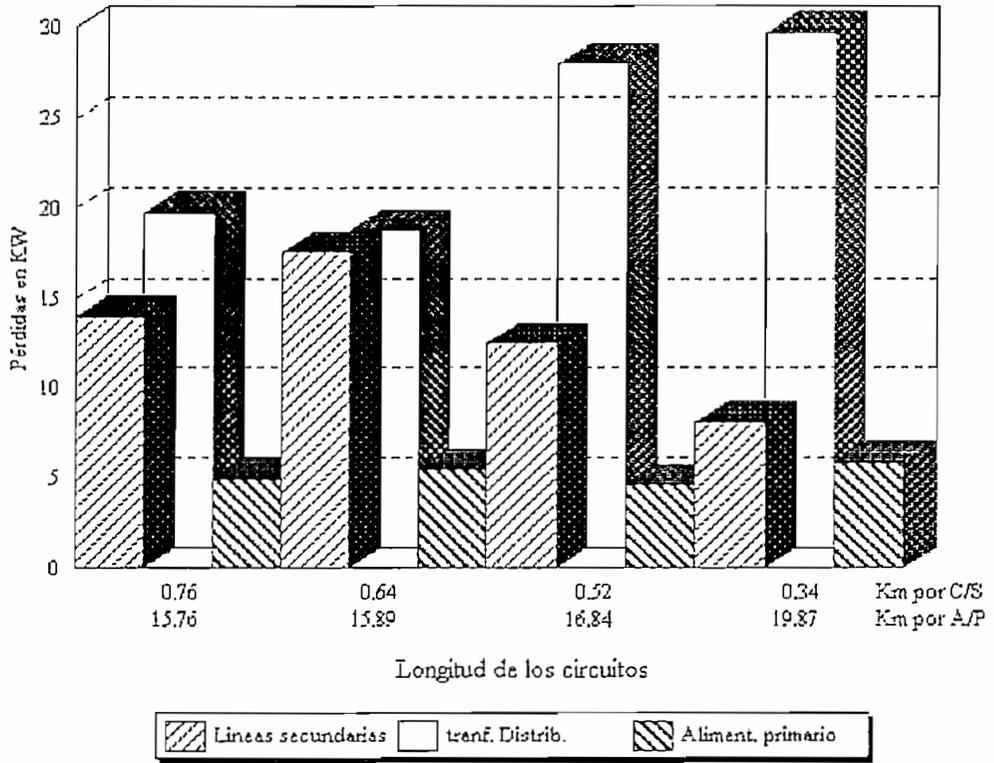


Fig. 4.6 Pérdidas en KW en función de la longitud de los circuitos.

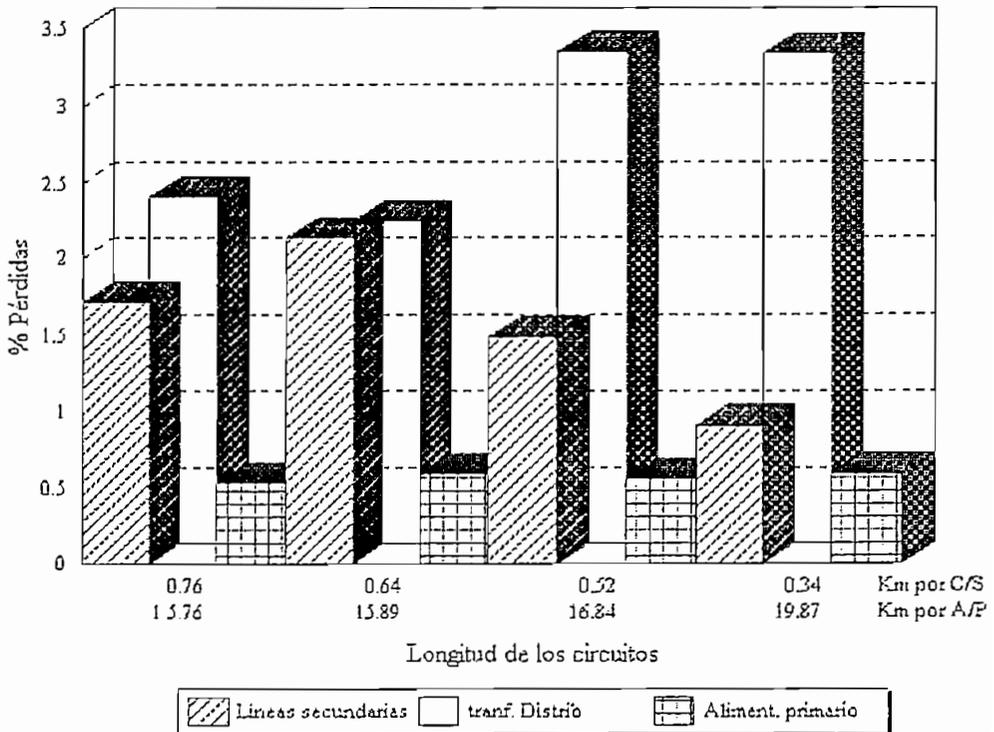


Fig.4.7 % de pérdidas en función de la longitud de los circuitos.

#### 4.6 CALIBRES DE CONDUCTORES RECOMENDADOS.

Con los resultados obtenidos de los cálculos de pérdidas que se presentan en las curvas del anexo 8, determinan los calibres de conductores con los cuales se obtiene el porcentaje de pérdidas óptimo, tanto en circuitos secundarios, como alimentador primario. El calibre de conductor recomendado, depende del tipo de usuario, de acuerdo a la descripción hecha en el apartado 4.1.2.2, es decir, del valor de demanda, para la cual se realizó los cálculos respectivos. El cuadro siguiente, resume los resultados de los calibres de conductores recomendados.

Usuario	Alimentador primario	Circuito secundario
A monofásico	1/0	3/0
A trifásico	1/0	2/0
B	1/0	1/0
C	2 AWG	1/0
D	4 AWG	2 AWG
E	4 AWG	2 AWG

De estos calibres de conductores, la combinación de conductores en el primario y secundario, para cada tipo de usuario, es el que presenta la solución óptima, pues no se podría usar separadamente.

**CAPITULO V**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones, producto del trabajo de tesis escrito; con lo cual se espera que el trabajo realizado sirva para orientar parte del trabajo que desarrolla de Empresa Eléctrica Riobamba en este campo y además sea de apoyo a quienes tengan inquietudes sobre el análisis de pérdidas.

#### 5.1 CONCLUSIONES GENERALES.

- Para realizar una evaluación técnica-económica de pérdidas se requiere, el conocimiento y manejo adecuado de información, la cual es obtenida de diferentes departamentos que integran una empresa distribuidora de energía eléctrica.
- Un programa de reducción de pérdidas, se traduce en menores gastos de operación, mejoramiento en la calidad de servicio y una reducción del pico de carga, que da como resultado una mayor disponibilidad de la capacidad instalada y un incremento de los ingresos de las Empresas Eléctricas. Así mismo, esta reducción evita la necesidad de aumentar la capacidad instalada para cubrir iguales requerimientos de potencia y energía. Esto no quiere decir, que se deje de planificar futuras fuentes de energía, sino más bien, mejorar el uso de las existentes.

#### 5.2 CONCLUSIONES ESPECIFICAS DEL EJEMPLO.

- a)- Dentro del estudio realizado se observa que los principales parámetros que intervienen en la evaluación técnica-económica de las pérdidas tanto de potencia como de energía, son: Demanda máxima unitaria, tasas de crecimiento de la demanda, configuración de los circuitos, resistencia eléctrica de los conductores y calibre de conductores, pérdidas en el transformador de distribución, límites de caída de tensión, costos de pérdidas y costos de inversión.

- b)- De los resultados obtenidos, se concluye que, el mayor porcentaje de pérdidas se produce en la red de baja tensión (red secundaria y transformador de distribución), encontrándose que este tiene un valor promedio de alrededor del 4 % . De igual forma, dentro de la red de baja tensión en el transformador de distribución se presenta el mayor porcentaje de pérdidas, con valores promedios de alrededor del 2,4 %.
- c)- Si consideramos las pérdidas totales del sistema como el 100%, las pérdidas en el alimentador primario son relativamente bajas, representando un valor promedio del 13 % del total de pérdidas del sistema de distribución. Al realizar la misma comparación en los circuitos secundarios, las pérdidas representan un valor promedio de 36% del total de pérdidas del sistema. En el caso del transformador de distribución, este presenta las mayores pérdidas del sistema, representando un valor promedio 51 % del total de pérdidas del sistema.
- d)- Para cada uno de los tipos de usuarios, se encuentra que el nivel óptimo de pérdidas tiene valores específicos que dependen de la configuración de los circuitos, así como de la demanda máxima unitaria para la cual se hace el análisis, como se resume en el capítulo IV. Como resultado de lo indicado anteriormente, se puede concluir que , un porcentaje óptimo de pérdidas para el circuito secundario y de acuerdo al tipo de usuario, varía entre 1 y 2,2 % . En el transformador de distribución este porcentaje varía entre 1,5 y 3 % y para el alimentador primario, entre 0,3 y 0,76. Por lo tanto, se pueden tomar como niveles óptimos de pérdidas en el diseño de redes de distribución, los siguientes valores promedios, que presentan los menores costos totales:
- |                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| - Alimentador primario :         | 0.5 % |
| - Transformador de distribución: | 2.4 % |
| - Circuito secundario:           | 1.6 % |
- e)- El análisis de pérdidas no es un estudio aislado de la calidad de servicio, ya que los resultados que se consiguen con los niveles óptimos de pérdidas, automáticamente satisfacen los requerimientos de diseño contemplados desde el punto de vista de la máxima caída de tensión permitida. Por lo tanto el

porcentaje de de pérdidas también es un indicativo de la calidad de servicio.

- f)- La tasa de actualización ( $R \%$ ) tiene una relación inversa con la evaluación de pérdidas, mientras menor es el valor de  $R\%$  el costo de pérdidas aumenta. Del análisis realizado en el capítulo IV, la tasa de actualización influye sobre la solución óptima, ya que al aumentar su valor por sobre el  $12 \%$ , la solución del porcentaje óptimo de pérdidas, se desplaza hacia porcentajes de pérdidas mayores; lo cual implica como solución escoger calibres de conductores más delgados. Sin embargo de esto, el porcentaje óptimo de pérdidas se encuentra dentro de los rangos descritos en el literal d).
- g)- El incremento anual del costo de energía, tienen una relación directa con el costo de pérdidas; cualquier aumento en el costo de pérdidas de potencia y energía, implicará un aumento en el valor presente del costo total de pérdidas. La variación los costos de pérdidas tiene un efecto contrario a la variación de la tasa de actualización. Un aumento anual del costo de pérdidas desplaza la solución hacia valores de porcentajes de pérdidas menores, lo cual implica utilizar calibres de conductores más gruesos. Para este caso incrementos elevados de los costos, hacen que la solución del porcentaje óptimo de pérdidas para el caso de las redes secundarias tenga valores menores a  $1\%$ , mientras que en el transformador de distribución y alimentador primario, se mantienen dentro del rango especificado en el literal d).
- h)- Al considerar un mismo número de abonados servidos por el alimentador primario, se puede observar que, si se disminuye la longitud de los circuitos secundarios, las pérdidas al igual que el porcentaje de pérdidas son menores que si los circuitos secundarios fueran de mayor longitud. Disminuir la longitud de los circuitos, implica cubrir un menor número de usuarios por transformador de distribución y tener un mayor número de transformadores servidos por el alimentador primario, para cubrir un mismo número de abonados. Del análisis realizado en el capítulo IV, al disminuir la longitud de los circuitos secundarios, el porcentaje óptimo de pérdidas en las redes secundarias, llega a ser menor que el  $1 \%$ , las pérdidas en el transformador de distribución es mayor que el  $3\%$ , mientras que en el alimentador primario cumple con el rango descrito en el literal d).

- i)- Al aumentar el número de usuarios por poste, da como resultado el aumento de las pérdidas en todo el sistema de distribución, en tanto que, el porcentaje óptimo de pérdidas aumenta en la red secundaria, mientras que en el transformador de distribución y alimentador primario, los porcentajes óptimos de pérdidas disminuye. Sin embargo, con estas variaciones se observa que el porcentaje óptimo de pérdidas, está dentro de los rangos establecidos en el literal d).

### 5.3 RECOMENDACIONES

- a)- Las Empresas Eléctricas, regularmente, deben realizar estudios y evaluaciones sobre las pérdidas eléctricas en sus sistemas, con la finalidad de asegurar de que estos operen con la mayor eficiencia posible, siendo esta eficiencia tanto técnica como económica.
- b)- Es necesario que cada empresa eléctrica cuente con datos ( valores normalizados ) sobre las características técnicas y de diseño dentro de su sistema. Esto implica que cada una desarrolle sus propias normas de diseño, que reflejen el comportamiento real del sistema, normas con las cuales se pueda elaborar los proyectos de expansión de sus redes.
- c)- Realizar un estudio técnico económico para la ubicación y selección de la capacidad óptima del transformador de distribución, puesto que de los resultados obtenidos, se observa que en estos se presenta el mayor porcentaje de pérdidas dentro del sistema de distribución.
- d)- En base a los porcentajes óptimos de pérdidas encontrados, La EERSA debe aplicar estos valores, en los diseños que lleva a cabo, de acuerdo a los tipos de usuarios establecidos para el presente trabajo. Sin embargo, se puede realizar el diseño, desde el punto de vista del porcentaje de pérdidas, en base a valores promedios establecidos en el literal d) del numeral 5.2. Estos valores promedios para el diseño serán : Para circuitos secundarios y transformador de distribución 1.6 % y 2.3 % respectivamente, con una variación de  $\pm 30\%$ , y para el caso de el alimentador primario 0.6 % con una variación de  $\pm 25\%$ .

- e)- Realizar el diseño de la red, en base al nivel óptimo de pérdidas, puesto que sobre esta base se satisfacen también los requerimientos de diseño de la red desde el punto de vista del límite de caída de tensión.
- f) Realizar la evaluación del costo de pérdidas con una tasa de actualización determinada, que para el presente trabajo es del 12 %. Esto se puede considerar, debido a que, la influencia de la variación de la tasa de actualización sobre los porcentajes óptimos encontrados no es marcada, observándose que estos se encuentran dentro de los rangos indicados en 5.2.d).
- g)- Actualizar los análisis de los niveles óptimos, si se presentan variaciones importantes de los costos de pérdidas, puesto que el porcentaje óptimo de pérdidas es muy sensible a este parámetro.
- h)- Que el diseño de circuitos secundarios se trate de mantener en un menor número de usuarios por poste y longitudes pequeñas de circuitos secundarios, puesto que de no ser así, los porcentajes de pérdidas son mayores y los costos totales de los esquemas tienden a ser mayores.
- i)- Realizar estudios detallados de los siguientes parámetros: demanda máxima unitaria, factor de diversidad, así como, tasa de crecimiento acumulativo anual, puesto que la información que se dispone no es suficientemente confiable.
- j)- Realizar, como continuación del estudio presentado, un trabajo de tesis relacionado con las metodologías para el mejoramiento de los niveles de pérdidas técnicas en un sistema de Distribución

## APENDICES

APENDICE A  
FORMULARIO PARA DATOS REQUERIDOS PARA  
EL ESTUDIO DE SENSITIVIDAD.



APENDICE B  
FORMULARIO PARA RESUMEN DE RESULTADOS

En alimentador primario.

Conductor Primario	Conductor Secundario	% Perdidas en líneas	Costo de instalación S/. ó US\$	Valor presente Costo pérdidas S/. ó US\$	Costo total S/. ó US\$	caída de tensión máxima

En alimentador primario.

Conductor Primario	Conductor Secundario	% Perdidas en líneas	Costo de instalación S/. ó US\$	Valor presente Costo pérdidas S/. ó US\$	Costo total S/. ó US\$

En el sistema.

Conductor Primario	Conductor Secundario	% Perdidas total	Costo de instalación S/. ó US\$	Valor presente Costo pérdidas S/. ó US\$	Costo total S/. ó US\$

## ANEXOS

## POTENCIA 50 KVA TRIFASICO

HORA	KW	V-AN	F.P.	HORA	KW	V-AN	F.P.
	7,548	127.9	0.888	12:00	10,860	128.6	0.887
00:00	6,483	127.5	0.888	12:30	12,760	127.2	0.887
00:30	6,037	126.1	0.889	13:00	7,956	128.3	0.887
01:00	6,017	128.9	0.889	13:30	6,531	128.3	0.086
01:30	6,277	129.0	0.889	14:00	9,447	127.7	0.086
02:00	6,369	129.0	0.888	14:30	6,431	127.9	0.885
02:30	5,959	129.6	0.889	15:00	9,529	126.2	0.885
03:00	6,391	129.1	0.889	15:30	8,369	127.1	0.885
03:30	6,548	129.0	0.889	16:00	9,492	126.3	0.885
04:00	6,480	129.0	0.888	16:30	7,386	126.9	0.885
04:30	6,571	128.8	0.889	17:00	9,873	127.3	0.885
05:00	6,117	126.2	0.886	17:30	8,809	127.7	0.885
05:30	6,162	126.9	0.886	18:00	8,504	127.6	0.885
06:00	6,683	129.4	0.886	18:30	9,600	126.1	0.885
06:30	11,280	129.2	0.889	19:00	15,520	122.6	0.885
07:00	13,590	128.2	0.886	19:30	19,590	122.5	0.886
07:30	16,810	128.0	0.889	20:00	17,450	123.0	0.887
08:00	8,579	127.3	0.889	20:30	21,830	125.7	0.888
08:30	10,960	126.2	0.889	21:00	16,480	127.0	0.888
09:00	10,170	127.2	0.889	21:30	14,860	127.0	0.889
09:30	12,120	126.4	0.889	22:00	15,780	127.7	0.889
10:00	8,442	126.3	0.889	22:30	12,990	126.3	0.889
10:30	8,494	126.6	0.889	23:00	11,840	128.0	0.890
11:00	11,230	127.7	0.888	23:30	10,470	128.3	0.890
11:30	10,860	126.6	0.887	24:00	7,192	128.9	0.889

Factor de Carga (Fc) : 0,445012

Factor de Pérdidas (Fp) : 0,223446

$$Fp = 0,1028 * Fc + 0,8971 * Fc^2$$

$$Fp = A * Fc + (1 - A) * Fc^2$$

## ALIMENTADOR A1/2

30 DICIEMBRE DE 1987

12 DE FEBRERO DE 1988

2 MAYO DE 1989

HORA	fp	MW	MW <sup>2</sup>	HORA	fp	MW	MW <sup>2</sup>	HOR	fp	MW	MW <sup>2</sup>
01:00	0.82	1.01	1.02	01:00	0.76	1.03	1.06	01:00	0.77	0.35	0.12
02:00	0.82	1.00	1.00	02:00	0.76	1.02	1.04	02:00	0.77	0.34	0.12
03:00	0.81	0.98	0.96	03:00	0.77	1.00	1.00	03:00	0.77	0.32	0.10
04:00	0.81	0.95	0.90	04:00	0.78	0.98	0.96	04:00	0.76	0.31	0.10
05:00	0.83	1.04	1.08	05:00	0.78	1.00	1.00	05:00	0.78	0.34	0.12
06:00	0.85	1.14	1.30	06:00	0.82	1.19	1.42	06:00	0.86	0.49	0.24
07:00	0.86	1.34	1.80	07:00	0.86	1.65	2.72	07:00	0.85	0.70	0.49
08:00	0.86	1.59	2.53	08:00	0.87	1.80	3.24	08:00	0.85	0.71	0.50
09:00	0.87	1.67	2.79	09:00	0.85	1.80	3.24	09:00	0.82	0.64	0.41
10:00	0.86	1.60	2.56	10:00	0.83	1.56	2.43	10:00	0.79	0.58	0.34
11:00	0.85	1.40	1.96	11:00	0.79	1.45	2.10	11:00	0.78	0.55	0.30
12:00	0.8	1.37	1.88	12:00	0.79	1.45	2.10	12:00	0.77	0.52	0.27
13:00	0.78	1.38	1.90	13:00	0.77	1.40	1.96	13:00	0.77	0.52	0.27
14:00	0.81	1.14	1.30	14:00	0.76	1.15	1.32	14:00	0.79	0.53	0.28
15:00	0.82	1.17	1.37	15:00	0.77	1.33	1.77	15:00	0.79	0.50	0.25
16:00	0.82	1.28	1.64	16:00	0.76	1.40	1.96	16:00	0.8	0.57	0.32
17:00	0.8	1.26	1.59	17:00	0.79	1.43	2.04	17:00	0.81	0.58	0.34
18:00	0.86	1.50	2.25	18:00	0.83	1.77	3.13	18:00	0.83	0.62	0.38
18:30	0.9	1.80	3.24	18:30	0.88	2.00	4.00	18:30	0.87	1.07	1.14
19:00	0.94	2.52	6.35	19:00	0.93	2.67	7.13	19:00	0.9	1.20	1.44
19:30	0.92	2.68	7.18	19:30	0.94	2.73	7.45	19:30	0.91	1.32	1.74
20:00	0.95	2.78	7.73	20:00	0.94	2.70	7.29	20:00	0.91	1.30	1.69
21:00	0.93	2.35	5.52	21:00	0.93	2.47	6.10	21:00	0.89	1.06	1.12
22:00	0.92	1.90	3.61	22:00	0.89	1.95	3.80	22:00	0.87	0.83	0.69
23:00	0.91	1.80	3.24	23:00	0.85	1.46	2.13	23:00	0.82	0.65	0.42
00:00	0.91	1.60	2.56	00:00	0.79	1.10	1.21	00:00	0.76	0.50	0.25
Fc=	0.530			Fc=	0.556			Fc=	0.463		
Fp=	0.307			Fp=	0.339			Fp=	0.250		
A=	0.106			A=	0.121			A=	0.144		

06:00	0.83	0.50	0.25	06:00	0.81	0.59	0.35	06:00	0.81	0.67	0.45
07:00	0.83	0.83	0.69	07:00	0.87	0.90	0.81	07:00	0.85	0.84	0.71
08:00	0.84	0.80	0.64	08:00	0.83	0.76	0.58	08:00	0.84	0.87	0.76
09:00	0.81	0.73	0.53	09:00	0.81	0.66	0.44	09:00	0.81	0.76	0.58
10:00	0.8	0.65	0.42	10:00	0.76	0.65	0.42	10:00	0.77	0.74	0.55
11:00	0.77	0.60	0.36	11:00	0.78	0.74	0.55	11:00	0.74	0.64	0.41
12:00	0.77	0.60	0.36	12:00	0.78	0.70	0.49	12:00	0.76	0.72	0.52
13:00	0.76	0.63	0.40	13:00	0.77	0.75	0.56	13:00	0.78	0.73	0.53
14:00	0.79	0.61	0.37	14:00	0.79	0.55	0.30	14:00	0.78	0.63	0.40
15:00	0.82	0.72	0.52	15:00	0.82	0.66	0.44	15:00	0.81	0.63	0.40
16:00	0.79	0.75	0.56	16:00	0.8	0.63	0.40	16:00	0.79	0.67	0.45
17:00	0.78	0.75	0.56	17:00	0.79	0.65	0.42	17:00	0.79	0.70	0.49
18:00	0.85	0.98	0.96	18:00	0.87	0.85	0.72	18:00	0.85	0.80	0.64

## ALIMENTADOR A1/2

2 ABRIL DE 1990

29 ABRIL DE 1991

20 DE MAYO DE 1992

HORA	fp	MW	MW <sup>2</sup>	HORA	fp	MW	MW <sup>2</sup>	HOR	fp	MW	MW <sup>2</sup>
								A			
01:00	0.82	0.45	0.20	01:00	0.74	0.46	0.21	01:00	0.74	0.47	0.22
02:00	0.8	0.40	0.16	02:00	0.74	0.43	0.18	02:00	0.74	0.46	0.21
03:00	0.78	0.37	0.14	03:00	0.74	0.43	0.18	03:00	0.74	0.45	0.20
04:00	0.79	0.40	0.16	04:00	0.74	0.40	0.16	04:00	0.74	0.46	0.21
05:00	0.82	0.45	0.20	05:00	0.78	0.48	0.23	05:00	0.76	0.47	0.22
06:00	0.83	0.50	0.25	06:00	0.81	0.59	0.35	06:00	0.81	0.67	0.45
07:00	0.83	0.83	0.69	07:00	0.87	0.90	0.81	07:00	0.85	0.84	0.71
08:00	0.84	0.80	0.64	08:00	0.83	0.76	0.58	08:00	0.84	0.87	0.76
09:00	0.81	0.73	0.53	09:00	0.81	0.66	0.44	09:00	0.81	0.76	0.58
10:00	0.8	0.65	0.42	10:00	0.76	0.65	0.42	10:00	0.77	0.74	0.55
11:00	0.77	0.60	0.36	11:00	0.78	0.74	0.55	11:00	0.74	0.64	0.41
12:00	0.77	0.60	0.36	12:00	0.78	0.70	0.49	12:00	0.76	0.72	0.52
13:00	0.76	0.63	0.40	13:00	0.77	0.75	0.56	13:00	0.78	0.73	0.53
14:00	0.79	0.61	0.37	14:00	0.79	0.55	0.30	14:00	0.78	0.63	0.40
15:00	0.82	0.72	0.52	15:00	0.82	0.66	0.44	15:00	0.81	0.63	0.40
16:00	0.79	0.75	0.56	16:00	0.8	0.63	0.40	16:00	0.79	0.67	0.45
17:00	0.78	0.75	0.56	17:00	0.79	0.65	0.42	17:00	0.79	0.70	0.49
18:00	0.85	0.98	0.96	18:00	0.87	0.85	0.72	18:00	0.85	0.80	0.64
18:30	0.91	1.27	1.61	18:30	0.91	1.10	1.21	18:30	0.91	1.10	1.21
19:00	0.92	1.28	1.64	19:00	0.93	1.25	1.56	19:00	0.94	1.27	1.61
19:30	0.92	1.32	1.74	19:30	0.93	1.30	1.69	19:30	0.94	1.30	1.69
20:00	0.91	1.30	1.69	20:00	0.93	1.23	1.51	20:00	0.93	1.25	1.56
21:00	0.9	1.20	1.44	21:00	0.9	1.15	1.32	21:00	0.91	1.00	1.00
22:00	0.92	0.86	0.74	22:00	0.86	0.78	0.61	22:00	0.9	0.87	0.76
23:00	0.86	0.66	0.44	23:00	0.81	0.60	0.36	23:00	0.84	0.64	0.41
00:00	0.83	0.53	0.28	00:00	0.76	0.53	0.28	00:00	0.82	0.60	0.36
Fc=	0.538			Fc=	0.538			Fc=	0.554		
Fp=	0.328			Fp=	0.321			Fp=	0.333		
A=	0.155			A=	0.125			A=	0.106		

ALIMENTADOR A1/2  
 28 DE DISCIEMBRE DE  
 1993

HORA	fp	MW	MW <sup>2</sup>
01:00	0.86	0.48	0.23
02:00	0.86	0.44	0.19
03:00	0.86	0.42	0.18
04:00	0.74	0.46	0.21
05:00	0.77	0.49	0.24
06:00	0.81	0.60	0.36
07:00	0.85	0.75	0.56
08:00	0.83	0.73	0.53
09:00	0.8	0.74	0.55
10:00	0.78	0.74	0.55
11:00	0.79	0.76	0.58
12:00	0.79	0.76	0.58
13:00	0.78	0.75	0.56
14:00	0.8	0.76	0.58
15:00	0.81	0.92	0.85
16:00	0.79	0.85	0.72
17:00	0.79	0.93	0.86
18:00	0.8	0.86	0.74
18:30	0.86	1.10	1.21
19:00	0.89	1.24	1.54
19:30	0.9	1.38	1.90
20:00	0.91	1.30	1.69
21:00	0.89	1.20	1.44
22:00	0.86	0.85	0.72
23:00	0.81	0.59	0.35
00:00	0.89	0.48	0.23

Fc= 0.546

Fp= 0.328

A= 0.122

**ANEXO 2**

**CALCULO DE LOS PARAMETROS  
ELECTRICOS  
EN CONDUCTORES  
Y  
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.**

### A.7.1 PARAMETROS ELECTRICOS DE CONDUCTORES.

Para el cálculo de los KVA-m en conductores utilizamos la ecuación 3.10 presentada en el capítulo III.

$$\text{KVA-m} = \frac{10 * N_f * KV_{in}^2}{r * \cos\Phi + x * \sin\Phi}$$

Los datos de la resistencia  $r$  se tomaron de la referencia [17], mientras que para el cálculo de la reactancia se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$x = 0,1736 \text{ Log} \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica que depende del espaciamiento entre los conductores y RMG es el radio medio geométrico que viene dado en tablas. Del RMG se tomaron los datos de la referencia [17].

El RMG también puede ser calculado a partir del radio de un hilo del conductor. La construcción de los conductores, para el rango utilizado es de 7 y 19 hilos por conductor, de esta clasificación tenemos lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{RMG (7 hilos)} &= 2,177 r = 0,411 * A^{1/2}. \\ &= 0,0343 \times 10^{-3} * A^{1/2}. \\ \text{RMG (19 hilos)} &= 3,681 r = 0,422 * A^{1/2}. \\ &= 0,0352 \times 10^{-3} * A^{1/2}. \end{aligned}$$

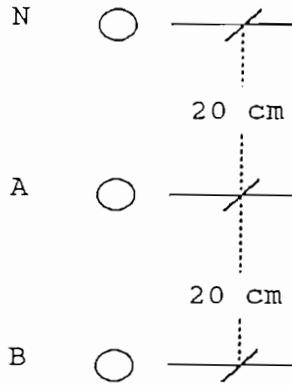
Donde  $A$  es el área transversal de cada conductor en mils,  $r$  es el radio de un hilo.

Los resultados de los cálculos se presenta en el capítulo IV apartado 4.1.3.

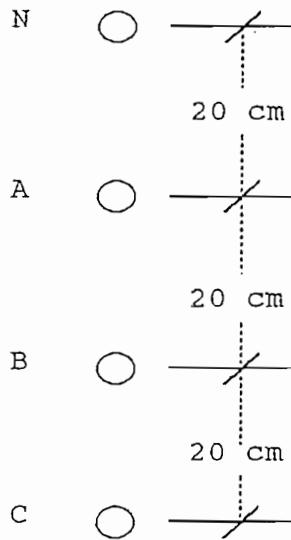
Para el cálculo de DMG se tomaron los siguientes valores de espaciamiento entre conductores.

- Circuitos secundarios.

- monofásicos 3 conductores. DMG = 20 cm

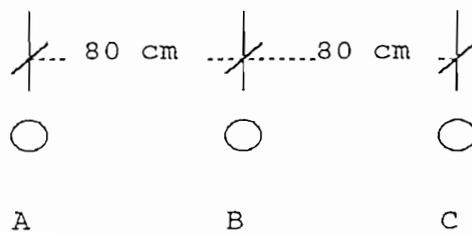


- Trifásico 4 conductores. DMG = 25,2 cm

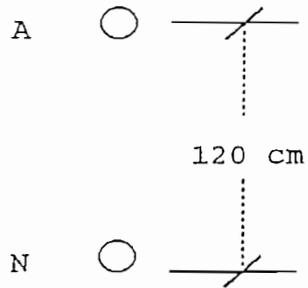


- Alimentadores Primarios 13,8 KV.

- trifásico 13,8 KV. DMG = 100,79 cm



- Monofásico 7,9 KV. DMG = 120 cm



$$DMG = \sqrt{d1 * d2 * d3 * ... * dn}$$

donde:

n es el número de conductores.

d1, d2, d3, ..., dn es la distancia entre conductores.

**ANEXO 3**

**FORMULAS UTILIZADAS PARA EL CALCULO**

A continuación presentamos las formulas utilizadas en el proceso de cálculo, tanto de pérdidas como de caída de tensión.

### A.2.1 CALCULO DE PERDIDAS.

Para el caso de circuitos secundarios y para los tipos de usuarios A,B,C,D,E, la configuración utilizada en las redes es monofásica 3 hilos ( 2 fases y neutro ), con voltajes de 240/120 V. Para este caso la corriente de la sección ( tramo) considerada y las pérdidas serán:

$$I_{secc} = \frac{KVA_{secc}}{2 * KV_{fn}}$$

$$KWP_{secc} = \frac{2}{1000} * I_{secc}^2 * r_{secc} * L_{secc} = \frac{1}{2 * 1000} \left( \frac{KVA_{secc}}{KV_{fn}} \right)^2 * r_{secc} * L_{secc}$$

$$KWP_{secc} = \frac{2}{1000} * I_{secc}^2 * X_{secc} * L_{secc} = \frac{1}{2 * 1000} \left( \frac{KVA_{secc}}{KV_{fn}} \right)^2 * X_{secc} * L_{secc}$$

Para el caso de los abonados tipo A, también son servidos con redes secundarias con configuración trifásica 4 hilos ( 3 fases y neutro ). Por lo tanto las ecuaciones serán:

$$I_{secc} = \frac{KVA_{secc}}{3 * KV_{fn}}$$

$$KWP_{secc} = \frac{3}{1000} * I_{secc}^2 * r_{secc} * L_{secc} = \frac{1}{3 * 1000} \left( \frac{KVA_{secc}}{KV_{fn}} \right)^2 * r_{secc} * L_{secc}$$

$$KWP_{secc} = \frac{3}{1000} * I_{secc}^2 * X_{secc} * L_{secc} = \frac{1}{3 * 1000} \left( \frac{KVA_{secc}}{KV_{fn}} \right)^2 * X_{secc} * L_{secc}$$

donde :

$KWP_{secc}$	son las perdidas de potencia activa en KW
$KVARP_{secc}$	son las pérdidas reactivas en KVAR
$KVA_{secc}$	carga total de la sección en KVA.

$I_{secc}$	corriente calculada para la sección.
$K_{fn}$	voltaje en KV.
$r_{secc}, x_{secc}$	resistencia y reactancia del conductor que integra la sección ( $\Omega/Km$ ).
$L_{secc}$	longitud de la sección considerada Km.

Para los dos casos anteriores tenemos que, en la carga de la sección se va acumulando la carga de las secciones anteriores a esta, así como las pérdidas acumuladas. Por lo tanto en cada sección debemos considerar lo siguiente:

$$KW_{secc} = KW_{\text{carga total acumulada en la sección}} + KWP_{\text{acumulados en la sección}}$$

$$KVAR_{secc} = KVAR_{\text{carga total acumulada en la sección}} + KVARP_{\text{acumulados en la sección}}$$

$$KVA_{secc} = \sqrt{KW_{secc}^2 + KVAR_{secc}^2}$$

Para el transformador de distribución, se debe tomar en cuenta la carga total del mismo, que para los cálculos será:

$$KW_{\text{Carga T/D}} = KW_{\text{Carga total de la red}} + KWP_{\text{total acumuladas de la red}}$$

$$KVAR_{\text{Carga T/D}} = KVAR_{\text{Carga total de la red}} + KVARP_{\text{total acumuladas de la red}}$$

$$KVA_{\text{carga T/D}} = \sqrt{KW_{\text{carga T/D}}^2 + KVAR_{\text{carga T/D}}^2}$$

Para los cálculos de pérdidas en el transformador tenemos:

- Para transformador monofásico

$$I_{T/D} = \frac{KVA_{\text{carga T/D}}}{KV_{fn}}$$

$$KWP_{T/D} = I_{T/D}^2 * r_{T,D} + P_v = \left( \frac{KVA_{\text{carga T/D}}}{KV_{fn}} \right)^2 * r_{T,D} + KWP_{P_v}$$

ó

$$KVARP_{T/D} = I_{T/D}^2 * X_{T/D} = \left( \frac{KVA_{carga\ T/D}}{KV_{fn}} \right)^2 * X_{T/D}$$

$$KWP_{T/D} = KWP_{Cu\ nominales} * \left( \frac{KVA_{carga\ T/D}}{KVA_{nominales\ T/D}} \right)^2 + KWP_{Pv}$$

- Para transformadores trifásico

$$I_{T/D} = \frac{KVA_{carga\ T/D}}{\sqrt{3} * KV_{fn}} = \frac{KVA_{carga\ T/D}}{3 * KV_{fn}}$$

$$KWP_{T/D} = I_{T/D}^2 * r_{T/D} + P_v = \left( \frac{KVA_{carga\ T/D}}{\sqrt{3} * KV_{fn}} \right)^2 * r_{T/D} + KWP_{Pv}$$

ó

$$KVARP_{T/D} = I_{T/D}^2 * X_{T/D} = \left( \frac{KVA_{carga\ T/D}}{\sqrt{3} * KV_{fn}} \right)^2 * X_{T/D}$$

$$KWP_{T/D} = KWP_{Cu\ nominales} * \left( \frac{KVA_{carga\ T/D}}{KVA_{nominales\ T/D}} \right)^2 + KWP_{Pv}$$

donde:

r<sub>T/D</sub> resistencia de los bobinados del T/D en KΩ.x<sub>T/D</sub> reactancia de los bobinados del T/D en KΩ.P<sub>v</sub> o KWP<sub>Pv</sub> pérdidas en el hierro del T/D en KΩ.

Para los circuitos primarios, la carga de cada transformador servido por el alimentador primario será:

$$KW_{primario} = KW_{carga\ T/D} + KW_{PT/D}$$

$$KVAR_{primario} = KVAR_{carga\ T/D} + KVAR_{T/D}$$

### A.2.2 CALCULO DE CAIDA DE TENSION.

De acuerdo a la configuración de los circuitos primarios y secundarios, para

el cálculo de caída de tensión se derivan las siguientes formulas:

- Abonados A, B, C, D, E, circuitos secundarios monofásicos 3 conductores ( dos fases y neutro ).

$$I_{\text{secc}} = \frac{\text{KVA}_{\text{secc}}}{2 * \text{KV}_{\text{in}}}$$

en la ecuación del capítulo II 2.32 tenemos que, para este caso  $N_f=2$  por lo tanto la ecuación para el calculo de  $\Delta V\%$  será:

$$\Delta V \% = \frac{\text{KVA}_{\text{total secc}} * L_{\text{secc}} * (r * \cos\Phi + x * \text{sen}\Phi)}{2 * \text{KV}_{\text{in}}^2 * 10}$$

- Abonado A con circuitos secundarios trifásicos 4 conductores ( tres fases y neutro ).

$$I_{\text{secc}} = \frac{\text{KVA}_{\text{secc}}}{\sqrt{3} * \text{KV}_{\text{in}}}$$

en la ecuación del capítulo II 2.32 tenemos que, para este caso  $N_f=3$  por lo tanto la ecuación para el calculo de  $\Delta V\%$  será:

$$\Delta V \% = \frac{\text{KVA}_{\text{total secc}} * L_{\text{secc}} * (r * \cos\Phi + x * \text{sen}\Phi)}{3 * \text{KV}_{\text{in}}^2 * 10}$$

Se debe tener presente que el valor de  $x$  varia, dependiendo de la configuración de los circuitos y de la distancia entre los conductores.

Para el caso del alimentador primario, en la configuración trifásica, cumplirá con la ecuación anterior. Para el caso del alimentador primario circuito monofásico (dos conductores) tenemos que el  $\Delta V\%$  será:

$$\Delta V \% = \frac{2 * \text{KVA}_{\text{total secc}} * L_{\text{secc}} * (r * \cos\Phi + x * \text{sen}\Phi)}{\text{KV}_{\text{in}}^2 * 10}$$

Este es el resumen de las formulas utilizadas en el ejemplo de aplicación tanto para el cálculo de pérdidas técnicas, como el de caída de tensión, en el diseño de las redes de distribución.

ANEXO 4

COMPARACION DE DATOS DE  
DEMANDA MAXIMA  
Y  
TASAS DE CRECIMIENTO PARA  
LA PROYECCION DE LA DEMANDA

#### A.4.1 COMPARACION DE LAS DEMANDAS MAXIMAS UNITARIAS ESTABLECIDAS.

Para la revisión de los valores presentados en el apartado 4.1.2.3 del capítulo IV, se realizó una comparación con valores experimentados y analizados en la referencia [11], en la cual se determina la demanda máxima unitaria, mediante una curva de carga teórica y en función de la energía facturada.

El modelo parte del conocimiento del comportamiento aproximado de la carga, es decir, parte de la curva de carga teórica antes mencionada, la cual se presenta en la figura A.4 en la cual se gráfica la curva de carga en p.u. es decir dividida para el valor máximo de demanda de la curva. El área bajo la curva será la energía consumida, por lo que se divide la curva en siete áreas y los porcentajes de estas componentes de área con respecto al área total son los siguientes<sup>1</sup>:

$$A1 \% = 1,2905$$

$$A2 \% = 2,3229$$

$$A3 \% = 4,4522$$

$$A4 \% = 29.4232$$

$$A5 \% = 2,8391$$

$$A6 \% = 57,8139$$

$$A7 \% = 1,8583$$

El punto máximo pertenece a la parte de la curva que esta sobre el área 6. Si  $W_d$  es la energía consumida por un usuario, es decir la energía facturada dividida para el número de días que corresponda al período de consumo, entonces para hallar el pico de consumo se procede como se indica a continuación:

$$(A) \quad WA4 = A4 \text{ p.u.} * W_d \quad A4 \text{ p.u.} = A4 \% / 100$$

donde  $WA4$  es la energía proporcional a una área equivalente a  $A4$ , bajo la curva de carga en valores reales cuya equivalencia total es  $W_d$ . Por otro lado, se observa en la figura que el área  $A4$  corresponde a un rectángulo de base ( 16 - 6,5 ) horas y una altura  $h_1$  en KW, entonces :

$$WA4 = ( 16 - 6,5 ) [\text{hrs}] * h_1 [\text{KW}] = 9,5 [\text{hrs}] * h_1 [\text{KW}]$$

<sup>1</sup> El detalle del cálculo de los porcentajes de área, se puede encontrar en la referencia [11].

## Curva Teórica de carga

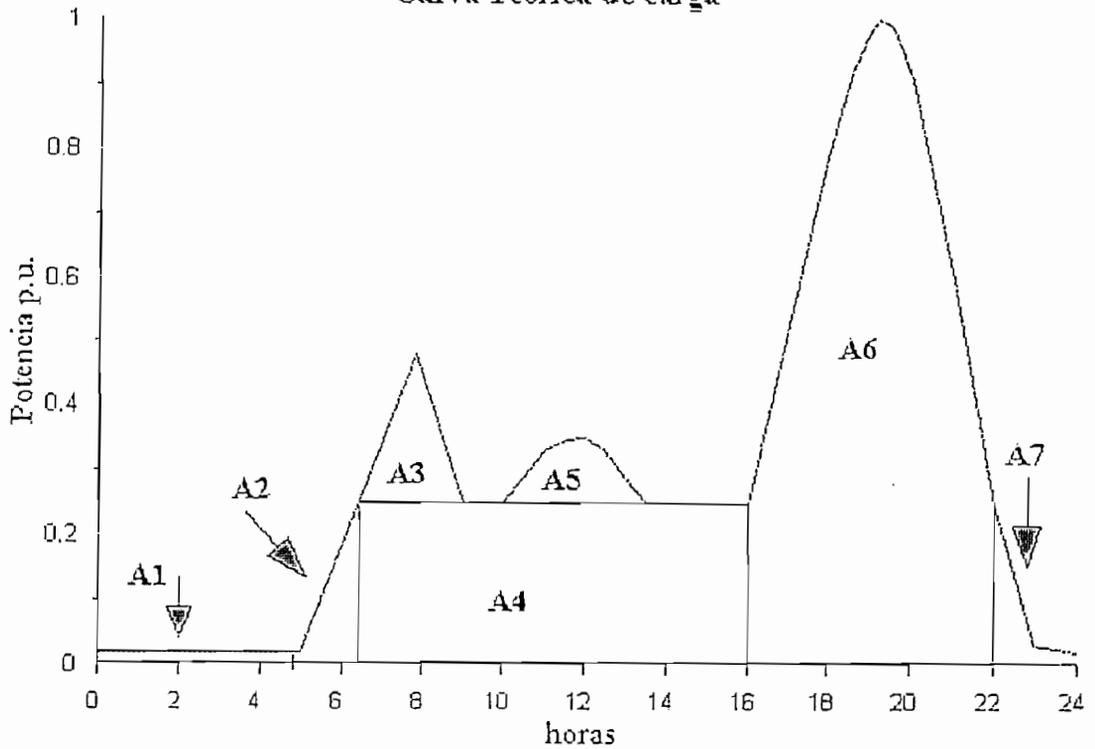


Fig. A4. Curva de carga teórica.

Si expresamos a  $h_1$  en función de la demanda máxima tenemos que  $h_1 = 0,24 h_{max}$ . Reemplazando en la ecuación anterior tenemos que:

$$(B) \quad WA_4 = 9,5 \text{ [hrs]} * 0,24 h_{max} \text{ [KW]}$$

Igualando las ecuaciones (A) y (B) podremos encontrar el valor de la demanda máxima en KW, mediante la siguiente expresión:

$$h_{max} = \frac{A_{4,p.u.} * W_d}{9,5 * 0,24}$$

Si consideramos la energía consumida en el período de un mes,  $W_d$  será los KWH-mes dividido para treinta días del mes. Reemplazando en la expresión anterior así como el valor de  $A_4$  p.u. tenemos la siguiente expresión:

El cuadro presenta el número de abonados, consumo de energía anual y consumo específico anual. En base a este resumen se estableció la tasa de crecimiento acumulativa anual, para cada tipo de usuario, con las cuales se

realizaron los cálculos es en estudio de pérdidas. El cuadro se presenta a continuación:

		Consumo 0-100 KWH		0-0.5 kva	
AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti	
1989	8,593	5,397,917	628.18		
1990	8,416	5,395,351	641.09	2.06	
1991	9,115	5,821,887	638.73	(0.37)	
1992	8,323	5,361,475	644.19	0.85	
1993	9,901	6,410,751	647.48	0.51	
			promedio	0.76	

		Consumo 101-200 KWH		0.5-0.97 kva	
AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti	
1989	4,279	7,049,545	1,647.36		
1990	4,178	6,953,018	1,664.29	1.03	
1991	5,100	8,375,641	1,642.21	(1.33)	
1992	5,055	8,585,975	1,698.61	3.43	
1993	5,525	9,454,924	1,711.20	0.74	
			promedio	0.95	

		Consumo 201-500 KWH		0.97-2.1 KVA	
AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti	
1989	1,499	4,819,349	3,214.74		
1990	1,303	4,278,319	3,284.28	2.16	
1991	1,465	4,692,647	3,202.93	(2.48)	
1992	1,771	5,843,716	3,300.42	3.04	
1993	1,577	5,480,045	3,475.72	5.31	
			promedio	1.97	

## Consumo 501-1000 KWH 2.1-2.96 KVA

AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti
1989	129	999,873	7,742.38	
1990	92	721,131	7,800.70	0.75
1991	98	741,953	7,553.82	(3.16)
1992	196	1,402,792	7,175.41	(5.01)
1993	106	765,506	7,229.33	0.75
			promedio	(1.70)

## Consumo 1000- SUP KWH 2.86- SUP

AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti
1989	18	364,199	20,726.77	
1990	10	174,884	17,684.90	(14.68)
1991	13	194,905	14,992.69	(15.22)
1992	49	1,302,334	26,852.25	79.10
1993	14	194,905	14,261.34	(46.89)
			promedio	(8.92)

## TOTAL DE ABONADOS RESIDENCIALES

AÑO	# Abon.	Cons KWH/Año	Cons Especif. KWH/ABN/año	Ti
1989	14,518	18,630,883	1,283.28	
1990	13,999	17,522,703	1,251.74	(2.46)
1991	15,791	19,827,033	1,255.56	0.31
1992	15,392	22,496,292	1,461.55	16.41
1993	17,123	22,306,131	1,302.73	(10.87)
			promedio	0.38

**ANEXO 5**  
**CALCULO DEL FACTOR**  
**DE**  
**DIVERSIDAD**

Para establecer el factor de diversidad, se procedió de acuerdo a lo expuesto en la referencia [24]. El estudio parte de tomas de carga en transformadores de distribución. En estas tomas de carga se registran los valores de voltaje y corriente a la hora de máxima demanda. Para el análisis, estos datos son tomados de un mantenimiento de centros de transformación en el área urbana de Riobamba, realizada por la empresa dentro de sus programas de mantenimiento y elaborada en el período de mayo a septiembre de 1994.

Con los datos de las mediciones realizadas se calcula la demanda diversificada total, que será:

$$D_{\text{divertot}} = V_{\text{in}} * I_{\text{tot}} * \cos\Phi$$

De esta demanda se resta la potencia consumida por las luminarias, (demanda por concepto de alumbrado público), para de esta manera tener la demanda diversificada solamente por abonados. Al dividir este último valor para el número de abonados, tendremos la demanda diversificada por abonado.

Para tener una tendencia de la demanda diversificada por abonado, se puede hacer un análisis de regresión en función del número de abonados.

Para establecer el factor de diversidad, debemos considerar que las demandas individuales no coincidentes son iguales. Entonces podemos decir que:

$$F_{\text{dv}(n)} = \frac{n * D_i}{D_{1+2+3+...+n}}$$

ó escrito de otra manera,

$$F_{\text{dv}(n)} = \frac{D_i}{D_{\text{diver}} / n}$$

del análisis de regresión, nos da como resultado la siguiente expresión:

$$D_{\text{div}}/\# \text{ ab.} = 0,62195 * n^{-0,09182}$$

Por lo tanto el factor de diversidad, reemplazada esta última expresión será:

$$F_{\text{divr}}(n) = D_i * n^{0,09182} / 0,62195$$

Con esta ecuación se elaboro la tabla presentada el apartado 4.1.2.4 del capítulo IV, valores con los cuales se realizo el estudio de pérdidas.

ANEXO 6

CONFIGURACION FISICA  
DE LOS CIRCUITOS  
PRIMARIOS Y SECUNDARIOS

La disposición física así como sus elementos que integran los circuitos secundarios, como de los primarios se presentan a continuación.

#### A.6.1 Circuitos secundarios.

Para los circuitos secundarios se utiliza monofásica 3 hilos para los usuarios B, C, D, E, y trifásica 4 hilos para los usuarios A trifásicos. Las configuraciones son las siguientes:

- A.6.1.1- Usuario tipo A trifásico.
- A.6.1.2- Usuarios tipo A y B
- A.6.1.3- Usuario tipo C
- A.6.1.4- Usuario tipo D
- A.6.1.5- Usuario tipo E

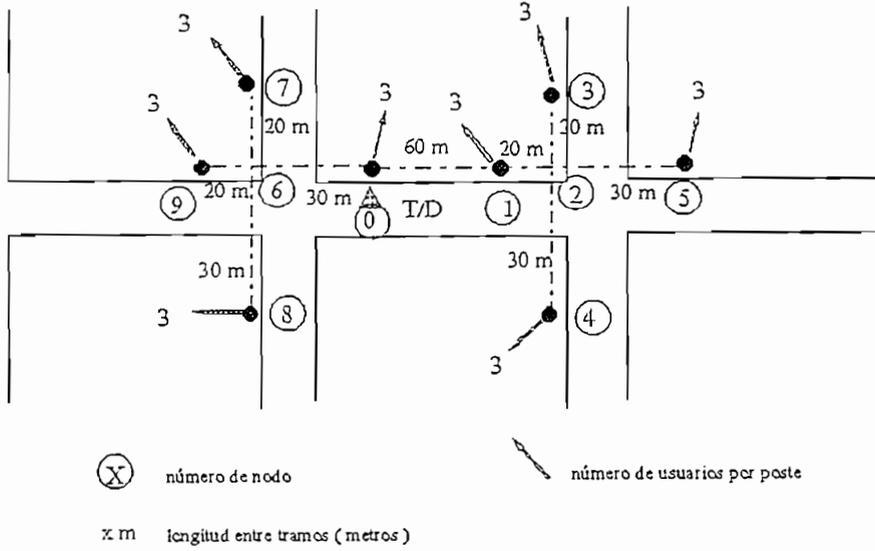
#### A.6.2 Alimentador Primario.

Para la configuración física de los alimentadores primarios, se procedió de la siguiente manera: Se alimenta a los transformadores de distribución por primarios laterales que parten del nodo principal (1), con alimentadores primarios trifásicos para troncales y monofásicos para ramales.

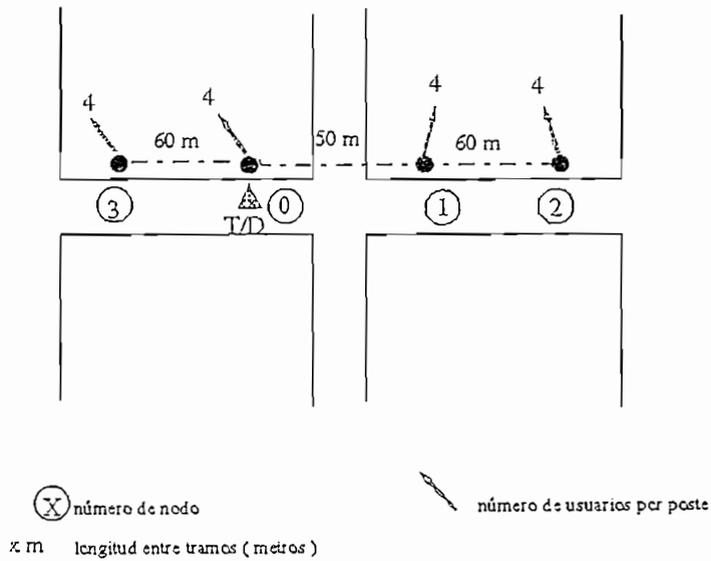
Para el caso de usuario A trifásico, los transformadores de distribución serán servidos por un alimentador primario trifásico en todos sus recorridos. Las configuraciones son las siguientes:

- A.6.2.1- Usuario tipo a trifásico.
- A.6.2.2- Usuario tipo A y B.
- A.6.2.3- Usuario tipo C.
- A.6.2.4- Usuario tipo D.
- A.6.2.5- Usuario tipo E.

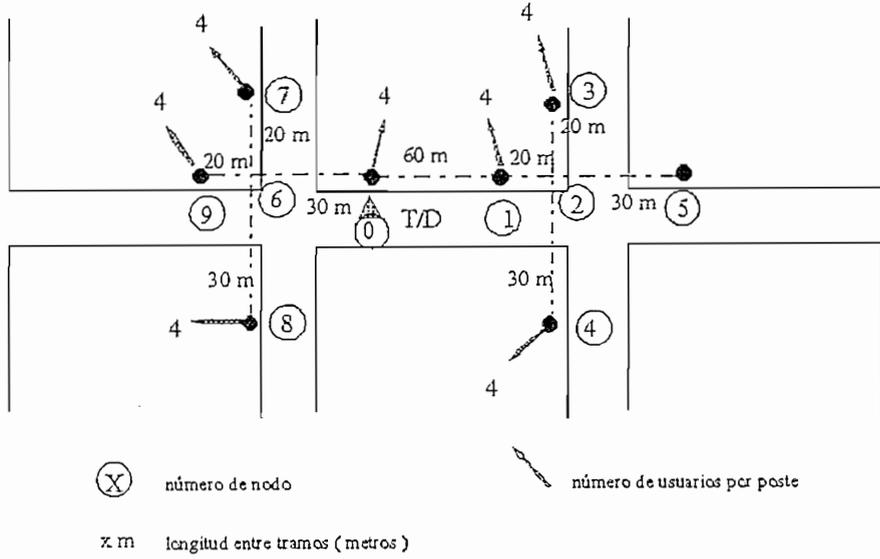
A.6.1.1 Usuario tipo A trifásico.



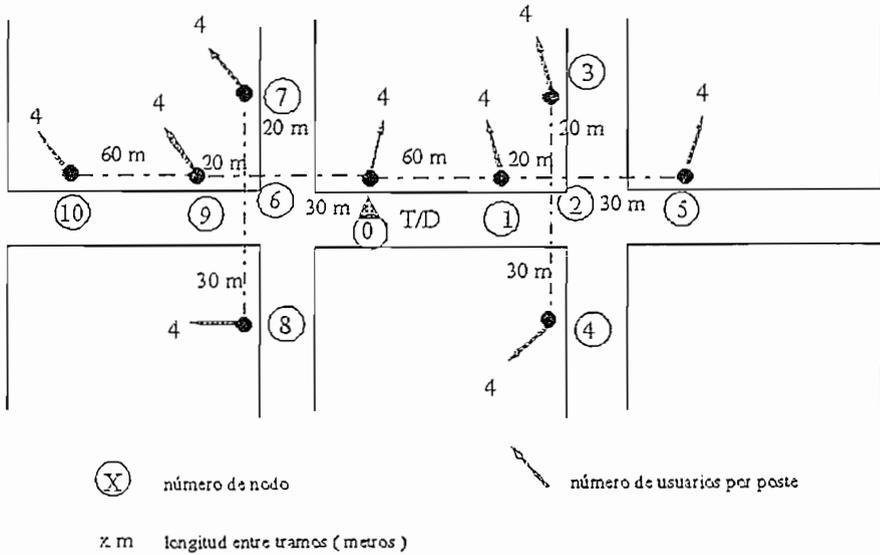
A.6.1.2 Usuario tipo A y B monofásico.



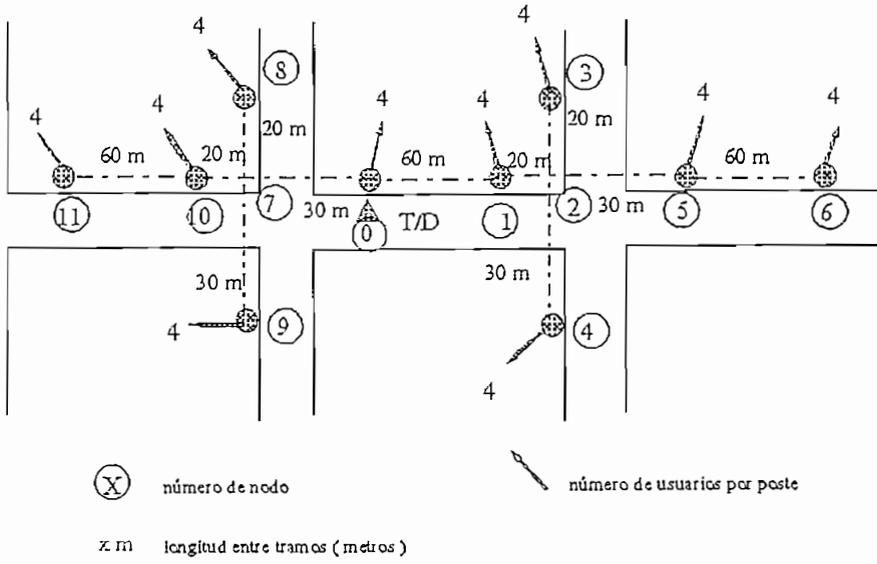
A.6.1.3 Usuario tipo C.



A.6.1.4 Usuario tipo D.



A.6.1.5 Usuario Tipo E.

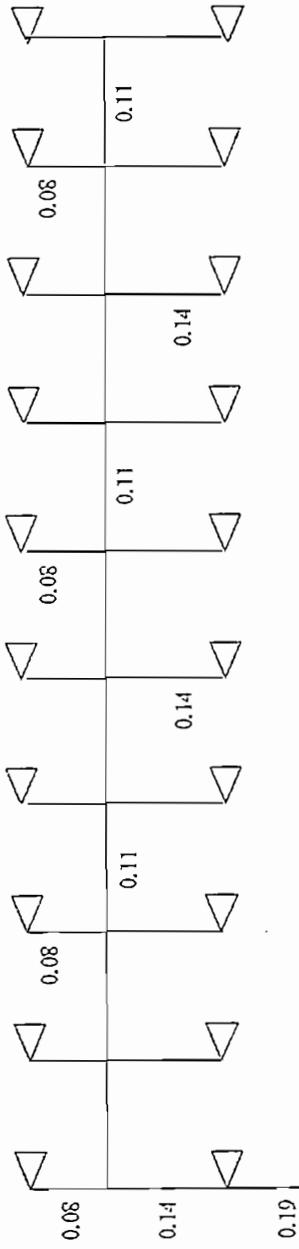






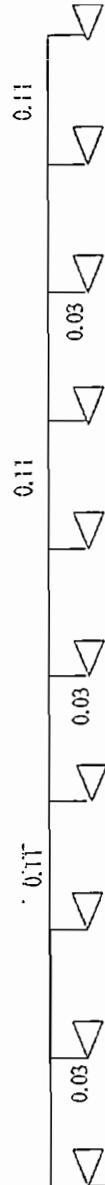
A.6.2.3 USUARIO TIPO C

ALIMENTADOR PRIMARIO



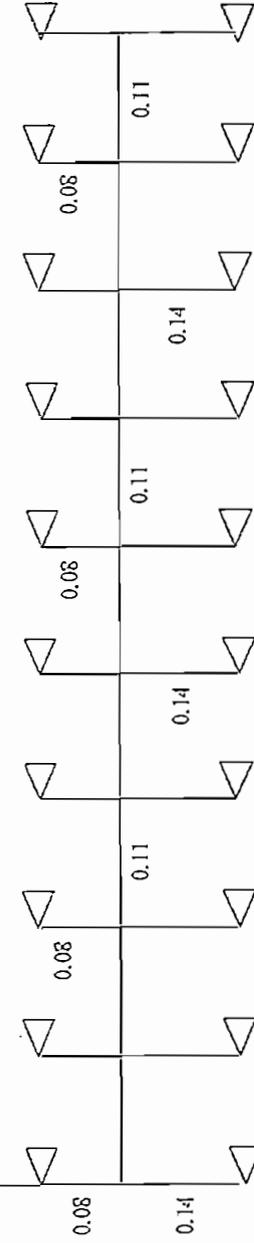
Principales trifásicos  
Ramales monofásicos

P-2X 0.5



△ Transformador de distribución

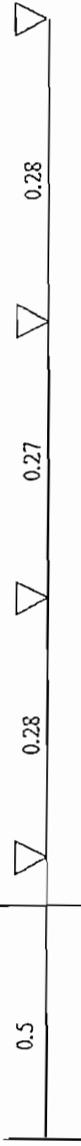
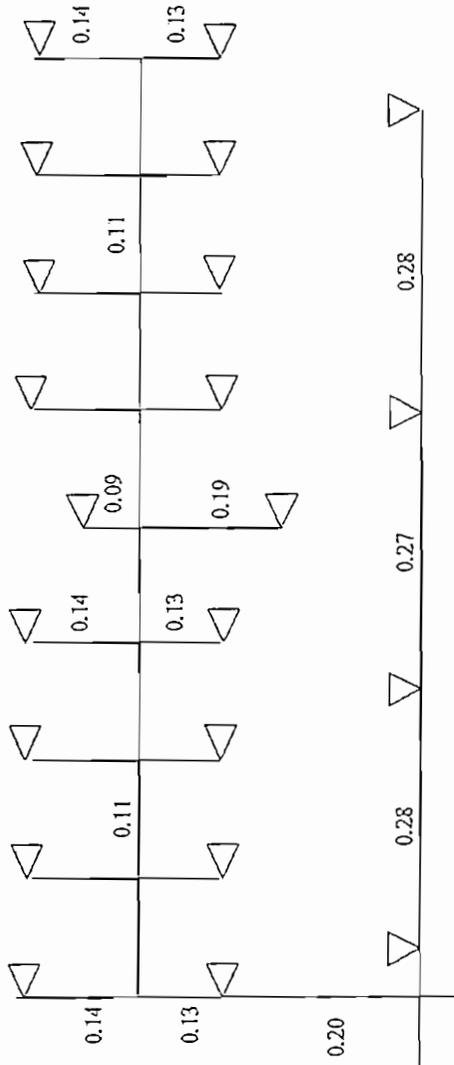
Unidades en Km



A.6.2.4 USUARIO TIPO D

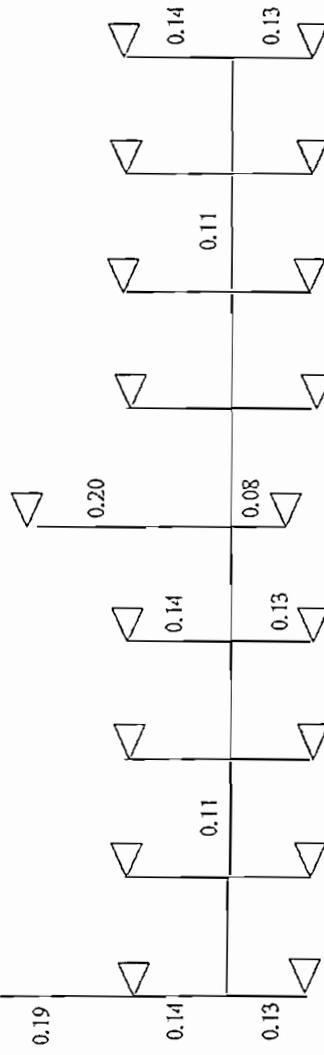
ALIMENTADOR PRIMARIO

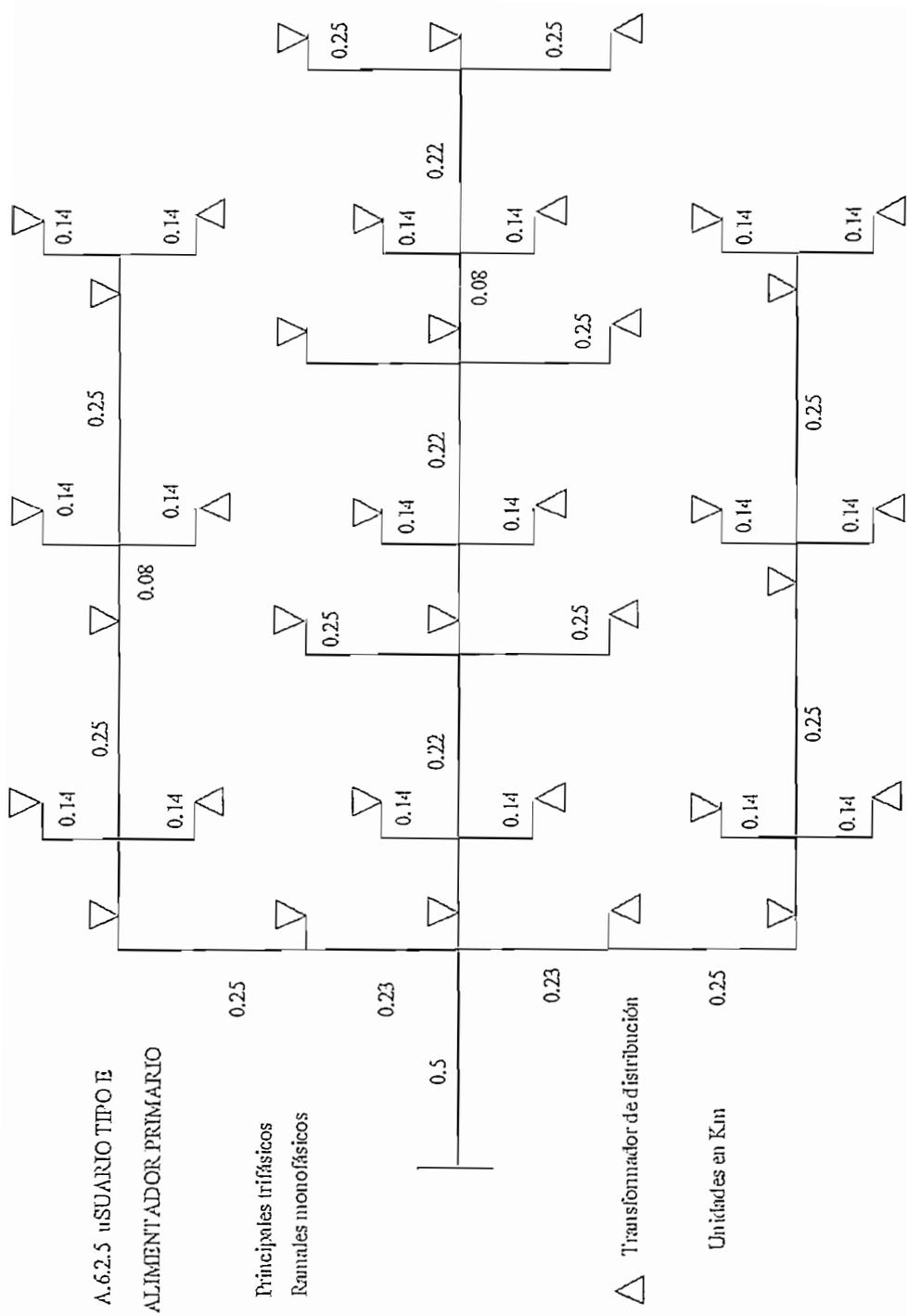
Principales trifásicos  
Ramales monofásicos



△ Transformador de distribución

Unidades en Km





**ANEXO 7**

**COSTOS DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES  
COSTOS DE INSTALACION  
Y  
COSTO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA**

### A.3.1 COSTOS DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES.

Los costos de conductores y transformadores se tomaron de los precios que actualmente la Empresa Eléctrica Riobamba, presupuesta en los proyectos. Igualmente se detallan los costos de instalación de conductores y transformadores. Estos precios se detallan a continuación en Los cuadros A.3.1 y A.3.2 respectivamente.

#### A.3.1 Costos de conductores

##### Conductores ASC

unidad	Cond	Costo material S/	Costo instalación S/.
c/u	4/0	2,380	450,267
c/u	3/0	1,882	337,700
c/u	2/0	1,492	270,160
c/u	1/0	1,184	240,142
c/u	2 AWG	744	180,107
c/u	4 AWG	471	154,377

##### Conductores ACSR

unidad	Cond	Costo material S/	Costo instalación S/.
c/u	4/0	2,750	600,356
c/u	3/0	2,220	540,321
c/u	2/0	1,761	360,214
c/u	1/0	1,425	270,160
c/u	2 AWG	906	200,119
c/u	4 AWG	578	168,850

## A.3.2 Costos de transformadores

## TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

unidad	KVA	Costo T/D S/.	Costo instalación S/.
c/u	10.00	1,811,700	91,906
c/u	15.00	1,960,200	91,906
c/u	25.00	2,325,400	91,906
c/u	37.50	2,626,800	91,906
c/u	50.00	2,970,000	91,906
c/u	75.00	3,560,000	91,906

## TRANSFORMADORES TRIFASICOS

unidad	KVA	Costo T/D S/.	Costo instalación S/.
c/u	30.00	4,284,500	311,843
c/u	50.00	4,807,000	311,843
c/u	75.00	5,461,500	311,843
c/u	100.00	6,253,500	311,843

**A.3.2 COSTO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.**

La evaluación económica de pérdidas libera recursos marginales a todo nivel. Los costos correspondientes para valorarlos son costos marginales. Es así como el valor de pérdidas por energía para una empresa es, en el caso ecuatoriano, el costo para la empresa de las compras que efectúa a INECEL a la tarifa en bloque; actualmente dicha tarifa no refleja los costos marginales de energía. Para el siguiente análisis, se supondrá que los costos de energía para la empresa corresponde al valor de la tarifa de energía de INECEL, así como la componente de los costos correspondientes al nivel de interconexión coinciden con los costos económicos para la empresa [2]. El cuadro A.3.3 resume las tarifas en bloque para transacciones entre INECEL y la Empresa Eléctrica Riobamba.

## A.3.3 Tarifas de compra a INECEL.

Tarifa de Energía S./KWh	13,00
Tarifa de capacidad S./KW-mes	10.000,00
Tarifa neta de Energía US¢/KW-año	0,578
Tarifa anual de capacidad US\$/KW	53,33

Para la valoración de las pérdidas en media tensión, se adoptan los siguientes valores:

-Para la potencia se cobra dos componentes:

- El costo de potencia comprada a INECEL, aumentada por las pérdidas en alta tensión:  $53,3 \cdot (1 + 0,027) = 54,77$  US\$/KW-Año
- El costo marginal de capacidad de los elementos de Alta tensión, equivalente a 35.6 US\$/KW-año, para un total de 90,37 US\$/KW-año.

-para la energía se cobra el valor neto de energía comprada a INECEL, incrementado por las pérdidas en Alta tensión.

Para la evaluación en baja tensión se cobra:

- El costo de la potencia para las perdidas en media tensión, incrementado por las pérdidas en media tensión y por el costo marginal de capacidad de los elementos de media tensión ( 16.2 US\$/KW-año ); el valor total resultante equivale, por lo tanto a:  $90,37 \cdot 1,027 + 16,2 = 109,01$  US\$/KW-año.

- El costo de la energía se cobra incrementando el valor asignado en media tensión por las perdidas en dicho voltaje.

El valor tomado para la evaluación de perdidas de potencia y energía se muestra en el cuadro A.3.4.

## A.3.4 Valor de costo de pérdidas.

Capacidad (US\$/KW-año)	
Pérdidas en media tensión.	90,37
Pérdidas en baja tensión.	109,01
Energía (US¢/KWH)	
Pérdidas en media tensión.	0,578
Pérdidas en baja tensión.	0,578

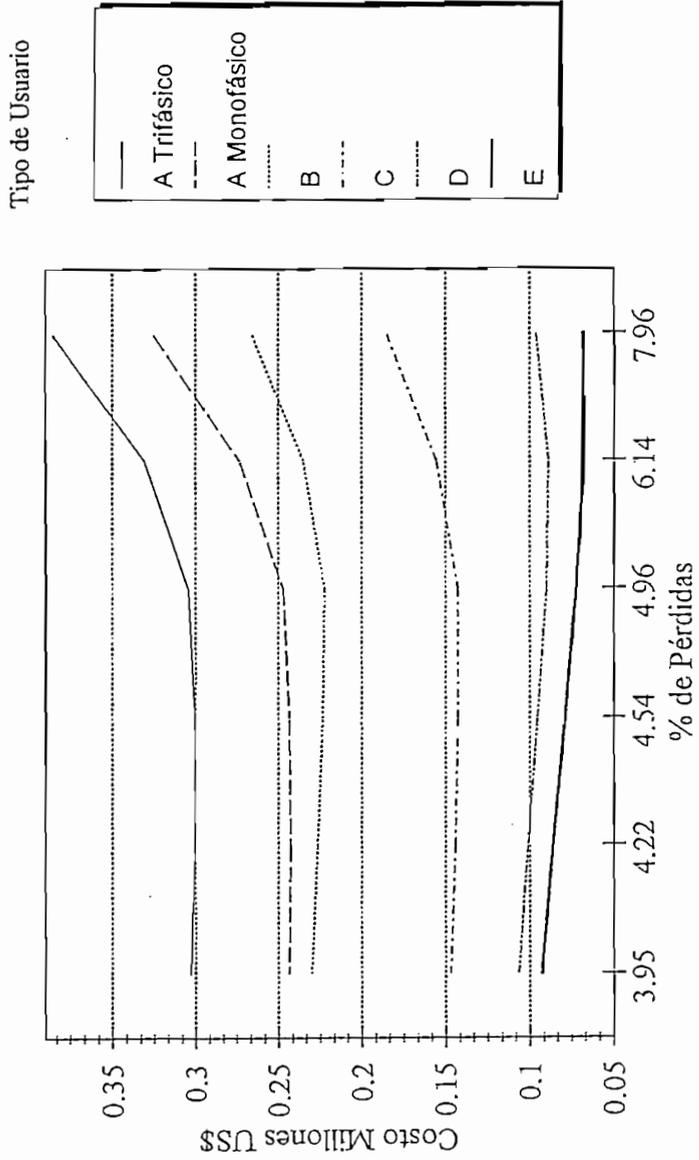
Se entiende por media tensión a tensiones inferiores a 46 KV y superiores a la baja tensión.

El concepto de costos marginales es el siguiente: el costo económico de una unidad adicional de energía es el costo incremental de construir nuevas plantas y líneas para suministrarlo. Así si se ahorra una unidad de energía a través de la conservación o mejoramiento de la eficiencia del sistema eléctrico, el ahorro se evalúa al costo marginal. Como las nuevas plantas de generación son usualmente más costosas de construir que las que existen, los costos marginales son mayores que los costos contables de las existencias [2].

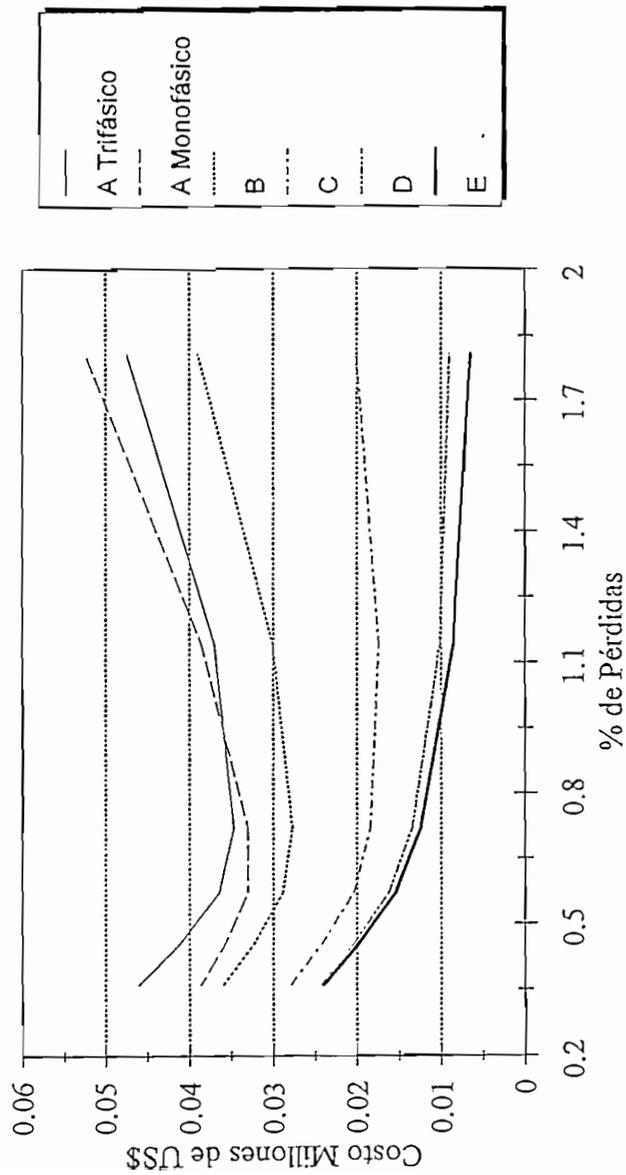
ANEXO 8

CURVAS DEL VALOR PRESENTE DE COSTOS  
EN FUNCION DEL  
PORCENTAJE DE PERDIDAS

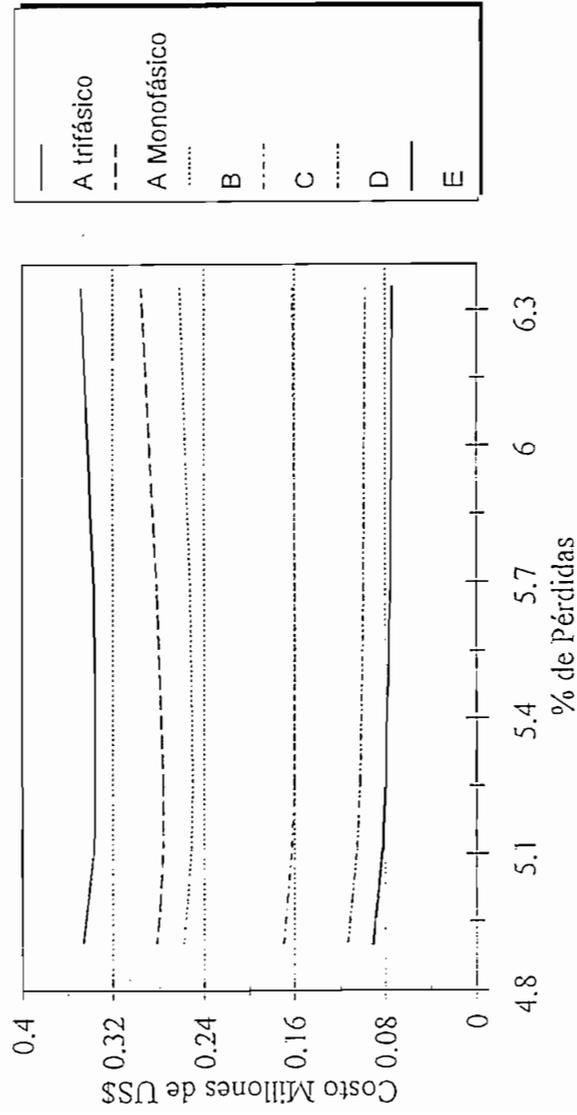
### Costos Vs. % de Pérdidas En el circuito secundario



### Costos Vs. % de Pérdidas En el alimentador primario



### Costos Vs. % de Pérdidas En el sistema



ANEXO 9

EJEMPLO DE CALCULO  
DE PERDIDAS  
EN EL SECUNDARIO.

Tipo de usuario  
E

DATOS DE LA CARGA		DATOS DE LA RED	
DMU(KV)	0.5	Vf <sub>fr</sub> (KV)	0.12
Ti(%)	2	r (Ohm/Km)	0.96
Ratio	10	x (Ohm/Km)	0.32
DMU <sub>fr</sub> (KV)	0.61	KVA-M	285.55
		KW Lumin	0.18

TRAMO	LONG(m)	ABN	F <sub>liv</sub>	cond	KVA(d)	KW(d)	KVAR(d)	KWA	KVARA	KVAT	KWP	KVARP	KVA-m	KVA-m	DROP PARCIAL	TOTAL	Luminarias #	KW
5-6	60	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67	0.01	0.00	1.69	0.0058	0.0019	285.55	101.63	0.36	2.69	1	0.18
2-5	30	8	1.69	2 AWG	2.88	2.59	1.26			3.20	0.0103	0.0035	285.55	96.14	0.34	2.33	2	0.35
2-4	30	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67			1.69	0.0029	0.0010	285.55	50.81	0.18	2.17	1	0.18
2-3	20	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67			1.69	0.0019	0.0006	285.55	33.88	0.12	2.11	1	0.18
1-2	20	16	1.80	2 AWG	5.40	4.86	2.36	0.02	0.01	6.06	0.0246	0.0063	285.55	121.29	0.42	1.99	4	0.70
0-1	60	20	1.84	2 AWG	6.62	5.96	2.89	0.05	0.02	7.45	0.1118	0.0377	285.55	447.84	1.57	1.57	5	0.88
10-11	60	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67	0.16	0.05	1.69	0.0058	0.0019	285.55	101.63	0.36	1.13	1	0.18
7-10	20	8	1.69	2 AWG	2.88	2.59	1.26	0.01	0.00	3.20	0.0069	0.0023	285.55	57.60	0.20	0.77	2	0.35
7-9	30	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67			1.69	0.0029	0.0010	285.55	46.04	0.16	0.73	1	0.18
7-8	20	4	1.59	2 AWG	1.53	1.38	0.67			1.69	0.0019	0.0006	285.55	30.69	0.11	0.68	1	0.18
0-7	30	16	1.80	2 AWG	5.40	4.86	2.36	0.02	0.01	6.06	0.0369	0.0124	285.55	162.14	0.57	0.57	4	0.70
# TOTAL DE ABON. = 40.00    F <sub>liv</sub> = 1.96 F <sub>total</sub> de Luminarias = 10    KW total por luminaria = 1.75 TOTAL DE PERDIDAS = 0.21    0.07 KVA(DT)    KW(DT)    KVAR(DT)    KWc    KVARc    KVAc(mg) 12.42    11.18    5.41    0.21    0.07    14.24 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR MONOFASICO = 15.00 RELACION DE TENSION KV = 13.80    7.97 DATOS DE CARGA PARA EL CIRCUITO PRIMARIO KW-Totale = 13.52 KVAR-Tot = 5.7050106 KVA-TOT = 14.675832 % de Pérdidas = 1.56																		
FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PERDIDAS FeN = FeO + A * N    FeN = FeO + A * N    FeN = C + FeN(1 - C) * FeN^2 C = 0.54    FeO = 0.1255    C = 0.3691 A = 0.00    N = 10.00    FeN = 0.3691 FeN = 0.58																		
PERDIDAS ANUALES DE ENERGIA EN LINEAS PEN = KW * F <sub>lv</sub> * F <sub>lv</sub> * 8760    PEN = 684.11 COSTO ANUAL DE PEN = 0.1255 C <sub>pen</sub> = C <sub>pp</sub> * N * K <sub>w</sub> * F <sub>lv</sub> * C <sub>pe</sub> * PEN    i = 0 C <sub>pp</sub> = C <sub>pp</sub> * (1 + i)^N    C <sub>pe</sub> = C <sub>pe</sub> * (1 + i)^N C <sub>pp</sub> = 109.01    C <sub>pe</sub> = 0.01 C <sub>pen</sub> = 27.02 VALOR PRESENTE DEL COSTO DE PERDIDAS VPEN = C <sub>pen</sub> / (1 + i)^N    r = 0.12 VPEN = 8.70 VALOR TOTAL DEL COSTO DE PERDIDAS VP = VPEN + VPCT																		
Drop MAXIMA = 2.69																		

PERDIDAS ANUALES EN EL TRANSFORMADOR	
C <sub>pp</sub> = C <sub>pp</sub> * N * 8760 * C <sub>pe</sub> * F <sub>lv</sub>	
C <sub>pp</sub> = 6.82	
C <sub>pe</sub> = F <sub>lv</sub> * 2 * Pe <sub>tr</sub> * (C <sub>pp</sub> * N * C <sub>pe</sub> * F <sub>lv</sub> * 8760)	
F <sub>lv</sub> = 0.95    C <sub>pe</sub> = 38.90	
C <sub>pp</sub> = C <sub>pp</sub> * N * C <sub>pe</sub> * F <sub>lv</sub>	
C <sub>pp</sub> = 45.72	
VALOR PRESENTE DEL COSTO DE PERDIDAS	
VPEN = C <sub>pen</sub> / (1 + i)^N	
VPEN = 14.72	
VP = 23.42	

ANEXO 10

RESULTADOS DE LA VARIACION  
DE  
LA TASA DE ACTUALIZACION  
COSTO DE LA ENERGIA  
NUMERO DE USUARIOS  
LONGITUD DE LOS CIRCUITOS

## A.10.1 Resultados de la variación de la tasa de actualización.

## Circuito secundario.

calibre ASC	% Perdidas lineas	% Perdidas T/D	% Perdidas C/S	R%=10	R%=11	R%=12	R%=13	R%=14
				Ctotal	Ctotal	Ctotal	Ctotal	Ctotal
4/0	0.73	2.56	3.29	\$0.2418	\$0.2355	\$0.2300	\$0.2251	\$0.2207
3/0	0.91	2.57	3.48	\$0.2390	\$0.2324	\$0.2265	\$0.2213	\$0.2167
2/0	1.15	2.56	3.71	\$0.2369	\$0.2297	\$0.2235	\$0.2179	\$0.2130
1/0	1.45	2.57	4.02	\$0.2369	\$0.2292	\$0.2224	\$0.2164	\$0.2111
2 AWG	2.29	2.58	4.87	\$0.2528	\$0.2434	\$0.2351	\$0.2278	\$0.2213
4AWG	3.60	2.60	6.20	\$0.2888	\$0.2767	\$0.2660	\$0.2566	\$0.2482

## Alimentador primario

Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas Lineas	R%=10 Ctotal	R%=11 Ctotal	R%=12 Ctotal	R%=13 Ctotal	R%=14 Ctotal
4/0	2/0	0.28	\$0.0369				
3/0	2/0	0.35	\$0.0335				
2/0	2/0	0.45	\$0.0303				
1/0	2/0	0.56	\$0.0295				
2 AWG	2/0	0.89	\$0.0329				
4AWG	2/0	1.41	\$0.0434				
4/0	1/0	0.28		\$0.0364			
3/0	1/0	0.35		\$0.0330			
2/0	1/0	0.45		\$0.0296			
1/0	1/0	0.56		\$0.0286			
2 AWG	1/0	0.89		\$0.0315			
4AWG	1/0	1.41		\$0.0412			
4/0	1/0	0.28			\$0.0360		
3/0	1/0	0.35			\$0.0324		
2/0	1/0	0.45			\$0.0289		
1/0	1/0	0.56			\$0.0278		
2 AWG	1/0	0.89			\$0.0301		
4AWG	1/0	1.41			\$0.0390		
4/0	1/0	0.28				\$0.0356	
3/0	1/0	0.35				\$0.0320	
2/0	1/0	0.45				\$0.0283	
1/0	1/0	0.56				\$0.0270	
2 AWG	1/0	0.89				\$0.0289	
4AWG	1/0	1.41				\$0.0371	
4/0	1/0	0.28					\$0.0353
3/0	1/0	0.35					\$0.0315
2/0	1/0	0.45					\$0.0278
1/0	1/0	0.56					\$0.0263
2 AWG	1/0	0.89					\$0.0279
4AWG	1/0	1.41					\$0.0354

## En el sistema de distribución

Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas totales	R%=10 Ctotal	R%=11 Ctotal	R%=12 Ctotal	R%=13 Ctotal	R%=14 Ctotal
4/0	2/0	3.99	\$0.2737				
3/0	2/0	4.06	\$0.2704				
2/0	2/0	4.16	\$0.2672				
1/0	2/0	4.27	\$0.2664				
2 AWG	2/0	4.60	\$0.2698				
4AWG	2/0	5.12	\$0.2803				
4/0	1/0	4.30		\$0.2657			
3/0	1/0	4.37		\$0.2622			
2/0	1/0	4.47		\$0.2588			
1/0	1/0	4.58		\$0.2579			
2 AWG	1/0	4.91		\$0.2607			
4AWG	1/0	5.43		\$0.2704			
4/0	1/0	4.30			\$0.2584		
3/0	1/0	4.37			\$0.2549		
2/0	1/0	4.47			\$0.2514		
1/0	1/0	4.58			\$0.2502		
2 AWG	1/0	4.91			\$0.2526		
4AWG	1/0	5.43			\$0.2615		
4/0	1/0	4.30				\$0.2520	
3/0	1/0	4.37				\$0.2484	
2/0	1/0	4.47				\$0.2447	
1/0	1/0	4.58				\$0.2434	
2 AWG	1/0	4.91				\$0.2454	
4AWG	1/0	5.43				\$0.2535	
4/0	1/0	4.30					\$0.2464
3/0	1/0	4.37					\$0.2426
2/0	1/0	4.47					\$0.2389
1/0	1/0	4.58					\$0.2374
2 AWG	1/0	4.91					\$0.2389
4AWG	1/0	5.43					\$0.2465

## A.10.2 Resultados de la variación de los costos de pérdidas.

## Circuito secundario

calibre ASC	% Perd	% Perd	% Perd	c Total				
	lineas	T/D	C/S	i%=0	i%=2	i%=4	i%=6	i%=8
4/0	0.73	2.56	3.29	\$0.2300	\$0.2432	\$0.2600	\$0.2816	\$0.3099
3/0	0.91	2.57	3.48	\$0.2265	\$0.2404	\$0.2582	\$0.2812	\$0.3111
2/0	1.15	2.56	3.71	\$0.2235	\$0.2384	\$0.2574	\$0.2819	\$0.3139
1/0	1.45	2.57	4.02	\$0.2224	\$0.2386	\$0.2592	\$0.2858	\$0.3204
2 AWG	2.29	2.58	4.87	\$0.2351	\$0.2548	\$0.2799	\$0.3124	\$0.3546
4AWG	3.60	2.60	6.2	\$0.2660	\$0.2913	\$0.3237	\$0.3654	\$0.4196

Alimentador primario

## en el alimentador primario

Cond Primario	Cond Secund	i%=0 c Total	i%=2 c Total	i%=4 c Total	i%=6 c Total	i%=8 c Total
4/0	1/0	\$0.0360				
3/0	1/0	\$0.0324				
2/0	1/0	\$0.0289				
1/0	1/0	\$0.0278				
2 AWG	1/0	\$0.0301				
4AWG	1/0	\$0.0390				
4/0	2/0		\$0.0370			
3/0	2/0		\$0.0337			
2/0	2/0		\$0.0305			
1/0	2/0		\$0.0297			
2 AWG	2/0		\$0.0332			
4AWG	2/0		\$0.0439			
4/0	2/0			\$0.0383		
3/0	2/0			\$0.0353		
2/0	2/0			\$0.0325		
1/0	2/0			\$0.0323		
2 AWG	2/0			\$0.0373		
4AWG	2/0			\$0.0504		
4/0	3/0				\$0.0399	
3/0	3/0				\$0.0373	
2/0	3/0				\$0.0350	
1/0	3/0				\$0.0355	
2 AWG	3/0				\$0.0424	
4AWG	3/0				\$0.0585	
4/0	4/0					\$0.0419
3/0	4/0					\$0.0399
2/0	4/0					\$0.0383
1/0	4/0					\$0.0396
2 AWG	4/0					\$0.0490
4AWG	4/0					\$0.0690

## En el sistema de distribución.

Cond Primario	Cond Secund	i%=0 c Total	i%=2 c Total	i%=4 c Total	i%=6 c Total	i%=8 c Total
4/0	1/0	\$0.2584				
3/0	1/0	\$0.2549				
2/0	1/0	\$0.2514				
1/0	1/0	\$0.2502				
2 AWG	1/0	\$0.2526				
4AWG	1/0	\$0.2615				

Cond Primario	Cond Secund	i%=0 c Total	i%=2 c Total	i%=4 c Total	i%=6 c Total	i%=8 c Total
4/0	2/0		\$0.2753			
3/0	2/0		\$0.2721			
2/0	2/0		\$0.2688			
1/0	2/0		\$0.2681			
2 AWG	2/0		\$0.2716			
4AWG	2/0		\$0.2823			
4/0	2/0			\$0.2957		
3/0	2/0			\$0.2927		
2/0	2/0			\$0.2899		
1/0	2/0			\$0.2897		
2 AWG	2/0			\$0.2947		
4AWG	2/0			\$0.3078		
4/0	3/0				\$0.3210	
3/0	3/0				\$0.3185	
2/0	3/0				\$0.3162	
1/0	3/0				\$0.3167	
2 AWG	3/0				\$0.3236	
4AWG	3/0				\$0.3397	
4/0	4/0					\$0.3518
3/0	4/0					\$0.3498
2/0	4/0					\$0.3482
1/0	4/0					\$0.3495
2 AWG	4/0					\$0.3589
4AWG	4/0					\$0.3789

### A.10.3 Resultados de la variación del número de usuarios.

#### Circuito secundario.

calibre ASC	% Perdidas lineas	% Perdidas T/D	% Perdidas C/S	Costo total 2 Usuarios	Costo total 3 Usuarios	Costo total 4 Usuarios
4/0	0.39	2.84	3.23	\$0.1726		
3/0	0.49	2.84	3.33	\$0.1657		
2/0	0.62	2.84	3.46	\$0.1584		
1/0	0.78	2.85	3.63	\$0.1520		
2 AWG	1.24	2.85	4.09	\$0.1491		
4AWG	1.96	2.86	4.82	\$0.1552		
4/0	0.56	2.12	2.68		\$0.1875	
3/0	0.71	2.12	2.83		\$0.1819	
2/0	0.89	2.12	3.01		\$0.1764	
1/0	1.13	2.12	3.25		\$0.1721	
2 AWG	1.78	2.13	3.91		\$0.1755	
4AWG	2.81	2.14	4.95		\$0.1914	
4/0	0.73	2.56	3.29			\$0.2300
3/0	0.91	2.57	3.48			\$0.2265
2/0	1.15	2.56	3.71			\$0.2235
1/0	1.45	2.57	4.02			\$0.2224
2 AWG	2.29	2.58	4.87			\$0.2351
4AWG	3.60	2.60	6.2			\$0.2660

Alimentador primario

## en el alimentador primario

Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas	2 Usuarios Costo total	3 Usuarios Costo total	+ Usuarios Costo total
4/0	2 AWG	0.15	\$0.0312		
3/0	2 AWG	0.19	\$0.0264		
2/0	2 AWG	0.24	\$0.0213		
1/0	2 AWG	0.30	\$0.0182		
2 AWG	2 AWG	0.48	\$0.0150		
4AWG	2 AWG	0.76	\$0.0148		
4/0	1/0	0.22		\$0.0329	
3/0	1/0	0.27		\$0.0285	
2/0	1/0	0.34		\$0.0240	
1/0	1/0	0.43		\$0.0215	
2 AWG	1/0	0.68		\$0.0202	
4AWG	1/0	1.08		\$0.0232	
4/0	1/0	0.28			\$0.0360
3/0	1/0	0.35			\$0.0324
2/0	1/0	0.45			\$0.0289
1/0	1/0	0.56			\$0.0278
2 AWG	1/0	0.89			\$0.0301
4AWG	1/0	1.41			\$0.0390

## Sistema de distribución.

Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas	2 Usuarios Costo total	3 Usuarios Costo total	+ Usuarios Costo total
4/0	2 AWG	4.24	\$0.1804		
3/0	2 AWG	4.28	\$0.1756		
2/0	2 AWG	4.33	\$0.1705		
1/0	2 AWG	4.39	\$0.1674		
2 AWG	2 AWG	4.57	\$0.1641		
4AWG	2 AWG	4.85	\$0.1640		
4/0	1/0	3.47		\$0.2050	
3/0	1/0	3.52		\$0.2006	
2/0	1/0	3.59		\$0.1961	
1/0	1/0	3.68		\$0.1936	
2 AWG	1/0	3.93		\$0.1923	
4AWG	1/0	4.33		\$0.1953	
4/0	1/0	4.30			\$0.2584
3/0	1/0	4.37			\$0.2549
2/0	1/0	4.47			\$0.2514
1/0	1/0	4.58			\$0.2502
2 AWG	1/0	4.91			\$0.2526
4AWG	1/0	5.43			\$0.2615

## A.10.4 Resultados de la variación de la longitud de los circuitos.

## Circuito secundario.

calibre ASC	Longitud del C/S (Km)			0.76	0.64	0.52	0.34
	% Perdidas líneas	% Perdidas T/D	% Perdidas C/S	Costo total	Costo total	Costo total	Costo total
4/0	0.86	2.40	3.26	\$0.1086			
3/0	1.08	2.41	3.49	\$0.1030			
2/0	1.36	2.41	3.77	\$0.0974			
1/0	1.72	2.41	4.13	\$0.0928			
2 AWG	2.72	2.42	5.14	\$0.0932			
4AWG	4.28	2.44	6.72	\$0.1032			
4/0	0.68	2.23	2.91		\$0.1067		
3/0	0.85	2.24	3.09		\$0.1012		
2/0	1.07	2.24	3.31		\$0.0954		
1/0	1.35	2.24	3.59		\$0.0902		
2 AWG	2.14	2.25	4.39		\$0.0890		
4AWG	3.37	2.26	5.63		\$0.0961		
4/0	0.47	3.33	3.80			\$0.1230	
3/0	0.59	3.34	3.93			\$0.1171	
2/0	0.75	3.33	4.08			\$0.1108	
1/0	0.94	3.34	4.28			\$0.1052	
2 AWG	1.49	1.35	2.84			\$0.1023	
4AWG	2.35	3.37	5.72			\$0.1067	
4/0	0.29	3.33	3.62				\$0.1593
3/0	0.36	3.33	3.69				\$0.1517
2/0	0.45	3.34	3.79				\$0.1435
1/0	0.57	3.34	3.91				\$0.1359
2 AWG	0.91	3.34	4.25				\$0.1298
4AWG	1.43	3.36	4.79				\$0.1307

## En el alimentador primario.

Cond Primario	Longitud del A/P (Km)		15.76	15.89	16.84	42.84
	Cond Secund	% Perdidas	Costo total	Costo total	Costo total	Costo total
4/0	1/0	0.11	\$0.0245			
3/0	1/0	0.14	\$0.0204			
2/0	1/0	0.17	\$0.0161			
1/0	1/0	0.22	\$0.0134			
2 AWG	1/0	0.34	\$0.0100			
4AWG	1/0	0.54	\$0.0088			

Longitud del A/P (Km)		15.76	15.89	16.84	42.84
Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas	Costo total	Costo total	Costo total
4/0	2 AWG	0.12		\$0.0244	
3/0	2 AWG	0.15		\$0.0204	
2/0	2 AWG	0.19		\$0.0162	
1/0	2 AWG	0.24		\$0.0135	
2 AWG	2 AWG	0.37		\$0.0102	
4AWG	2 AWG	0.59		\$0.0091	
4/0	2 AWG	0.11			\$0.0257
3/0	2 AWG	0.14			\$0.0215
2/0	2 AWG	0.18			\$0.0169
1/0	2 AWG	0.22			\$0.0140
2 AWG	2 AWG	0.35			\$0.0103
4AWG	2 AWG	0.56			\$0.0088
4/0	2 AWG	0.12			\$0.0305
3/0	2 AWG	0.15			\$0.0256
2/0	2 AWG	0.19			\$0.0202
1/0	2 AWG	0.24			\$0.0168
2 AWG	2 AWG	0.38			\$0.0127
4AWG	2 AWG	0.60			\$0.0113

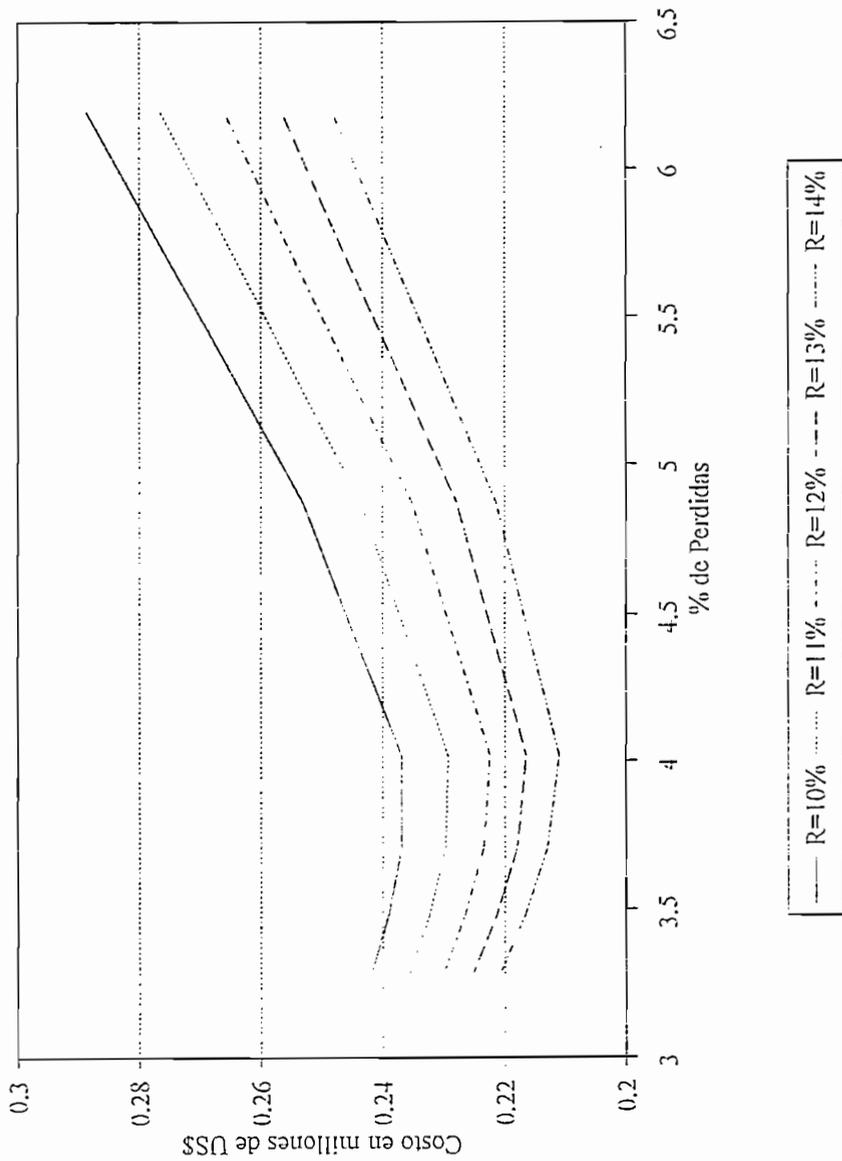
## En el sistema de distribución.

Longitud del sistema (Km)		43.12	41.49	42.84	50.47
Cond Primario	Cond Secund	% Perdidas	Costo total	Costo total	Costo total
4/0	1/0	4.24	\$0.1172		
3/0	1/0	4.27	\$0.1132		
2/0	1/0	4.30	\$0.1089		
1/0	1/0	4.35	\$0.1062		
2 AWG	1/0	4.47	\$0.1028		
4AWG	1/0	4.67	\$0.1015		
4/0	2 AWG	4.51		\$0.1134	
3/0	2 AWG	4.54		\$0.1094	
2/0	2 AWG	4.58		\$0.1052	
1/0	2 AWG	4.63		\$0.1025	
2 AWG	2 AWG	4.76		\$0.0992	
4AWG	2 AWG	4.98		\$0.0981	
4/0	2 AWG	2.95			\$0.1280
3/0	2 AWG	2.98			\$0.1238
2/0	2 AWG	3.02			\$0.1192
1/0	2 AWG	3.06			\$0.1163
2 AWG	2 AWG	3.19			\$0.1126
4AWG	2 AWG	3.40			\$0.1112
4/0	2 AWG	4.37			\$0.1604
3/0	2 AWG	4.40			\$0.1554
2/0	2 AWG	4.44			\$0.1501
1/0	2 AWG	4.49			\$0.1467
2 AWG	2 AWG	4.63			\$0.1426
4AWG	2 AWG	4.85			\$0.1412

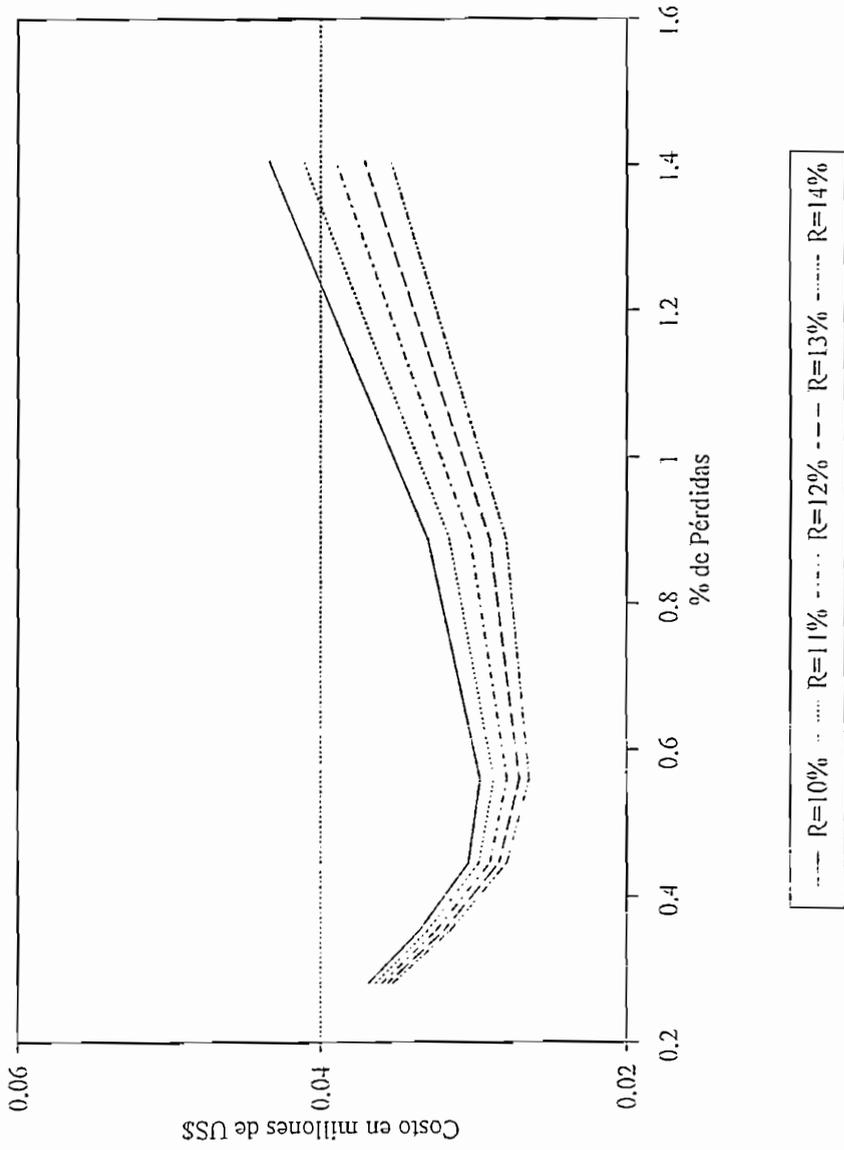
ANEXO 11

CURVAS DEL VALOR PRESENTE DE COSTOS  
EN FUNCION DEL PORCENTAJE DE PERDIDAS  
VARIANDO LA TASA DE ACTUALIZACION  
Y LOS COSTOS DE ENERGIA

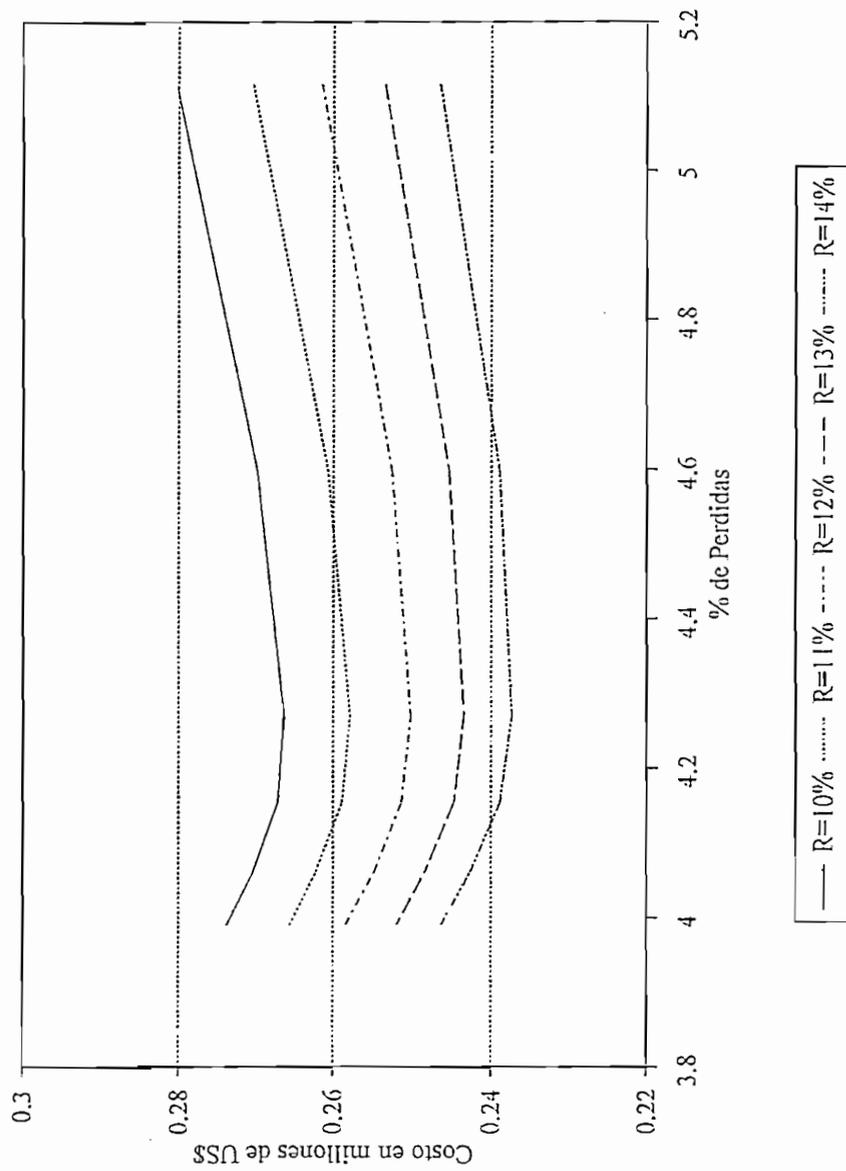
### Curvas de variación de R % En el circuito secundario



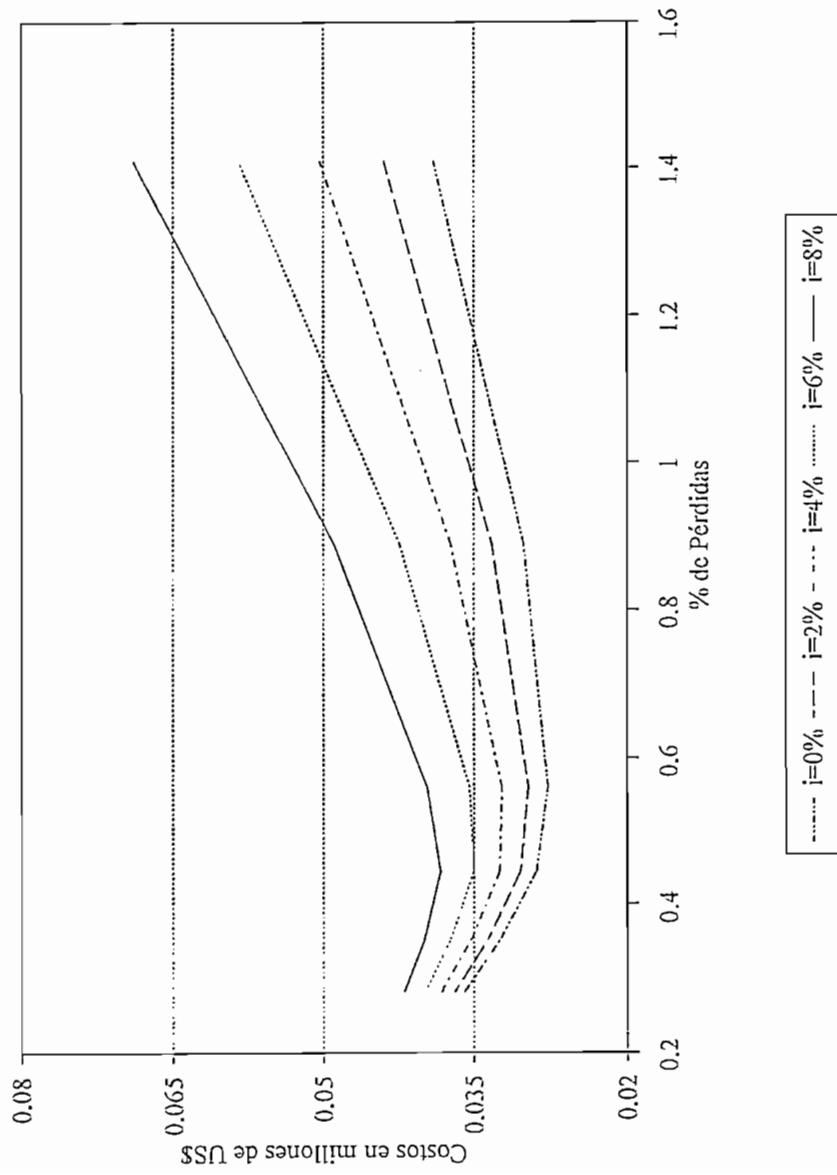
**Curvas de variación de R %**  
En el Alimentador Primario



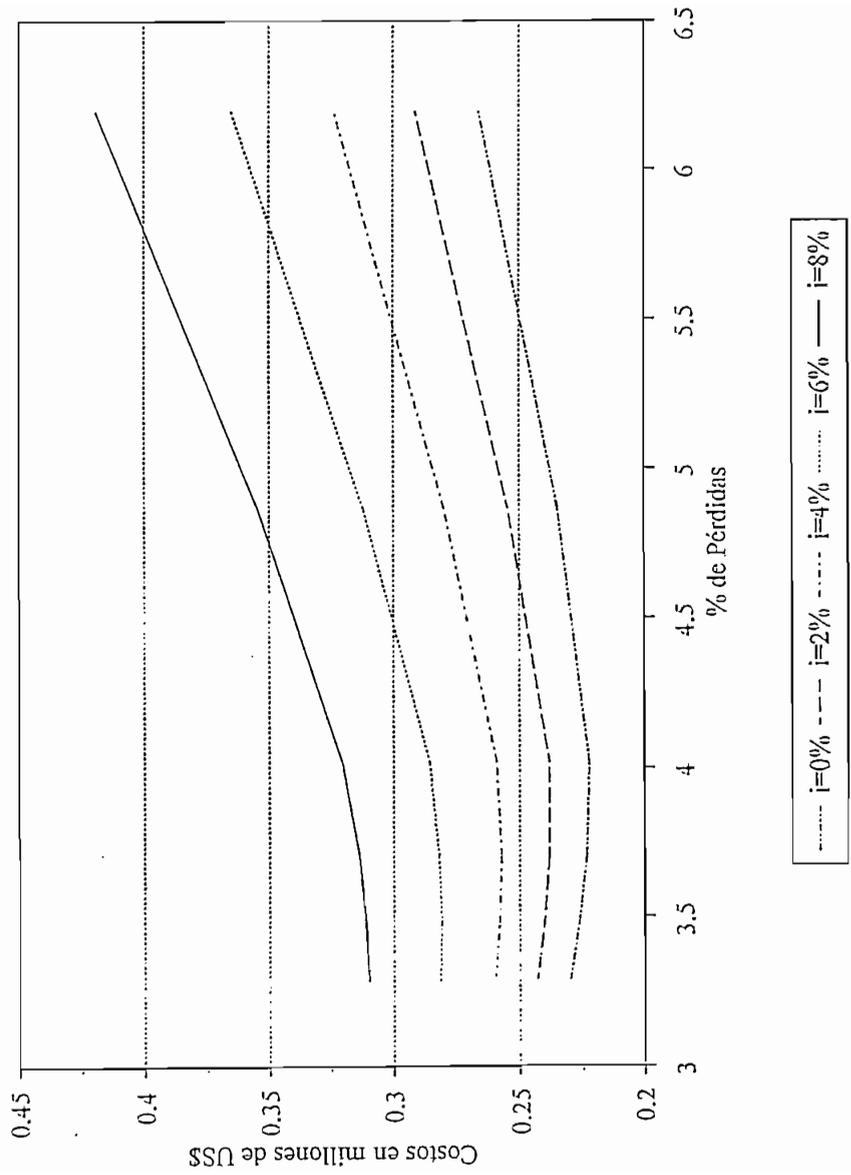
**Curvas de variación de R%**  
En el Sistema



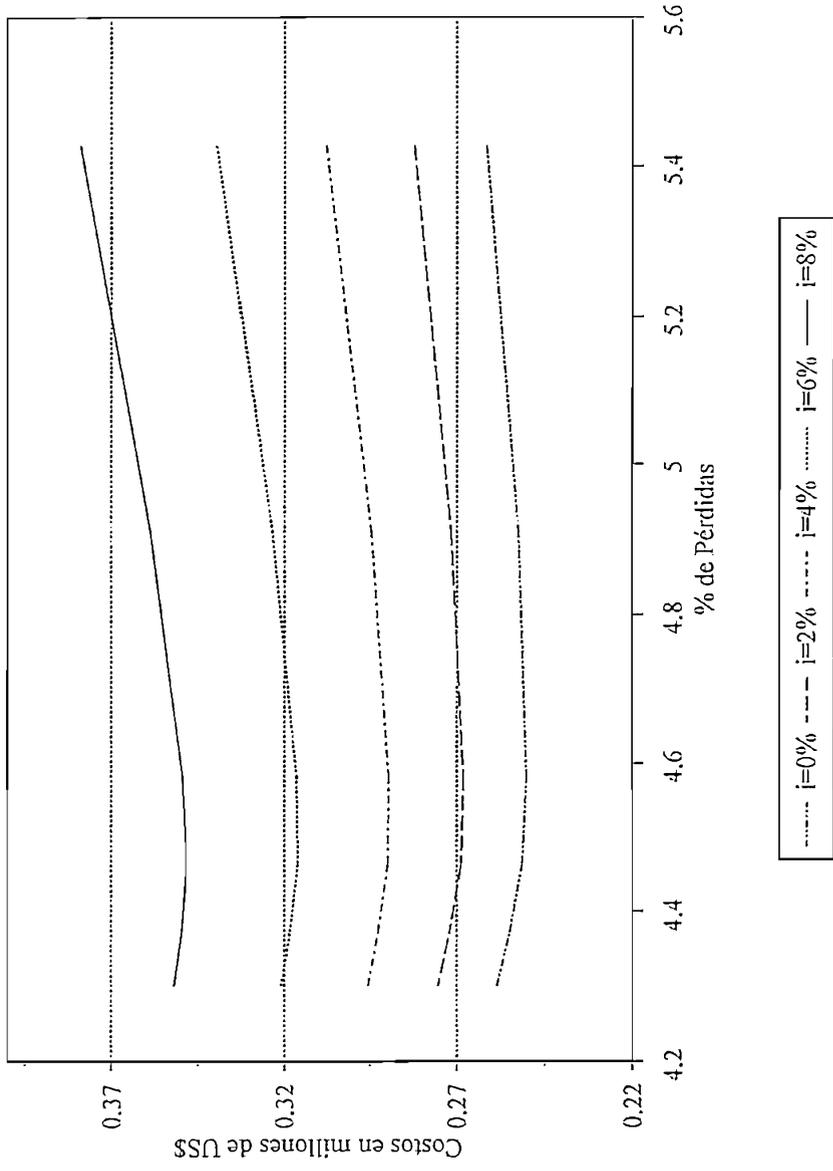
**Variación del costo de Pérdidas**  
En el alimentador primario



**Variación del costo de Pérdidas**  
En el circuito secundario



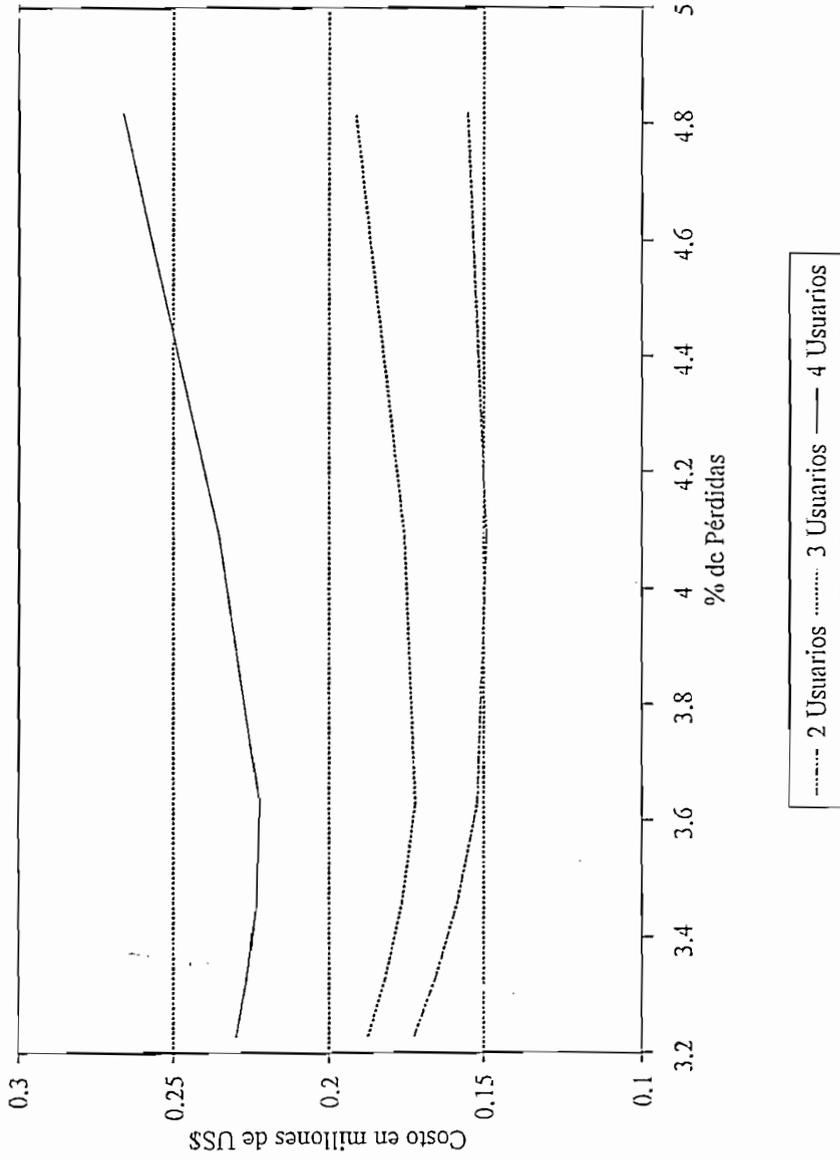
### Variación del costo de Pérdidas En el sistema



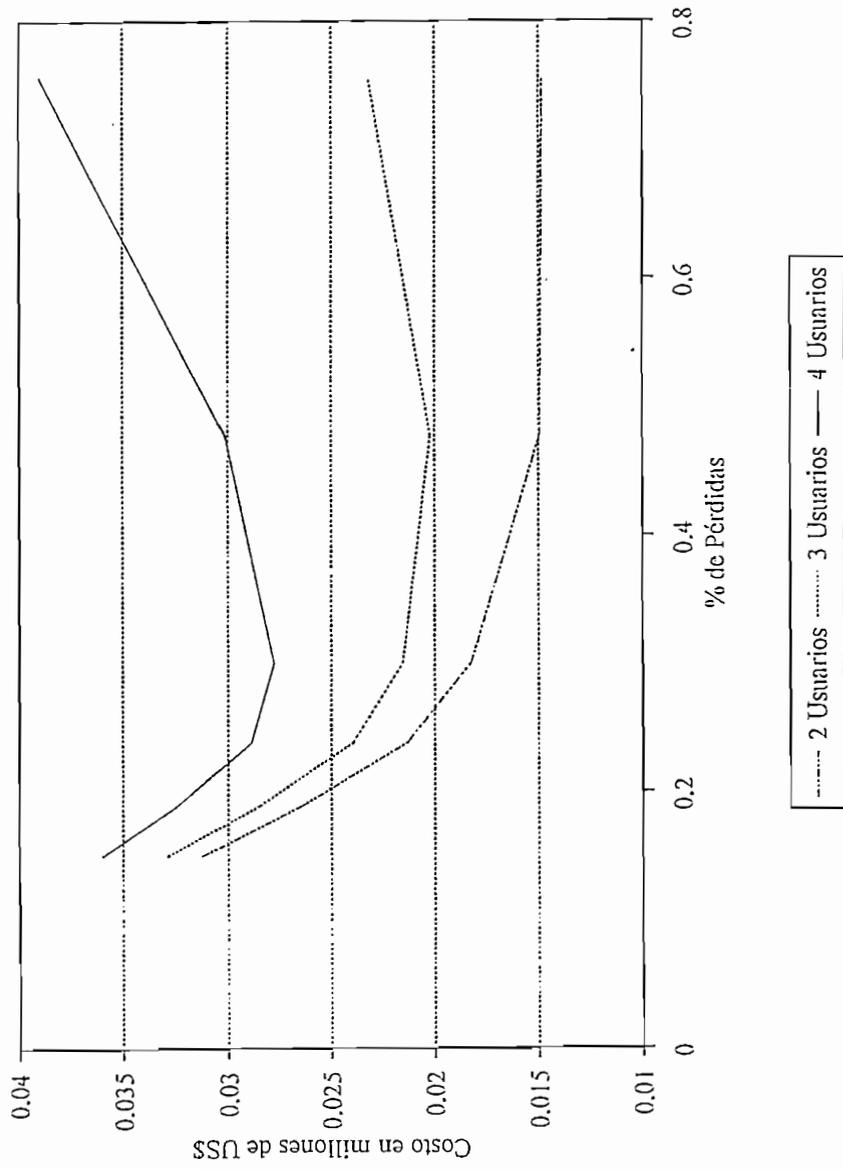
ANEXO 12

CURVAS DEL VALOR PRESENTE  
DEL COSTO DE PERDIDAS  
EN FUNCION DEL PORCENTAJE DE PERDIDAS  
AL VARIAR EL NUMERO DE USUARIOS

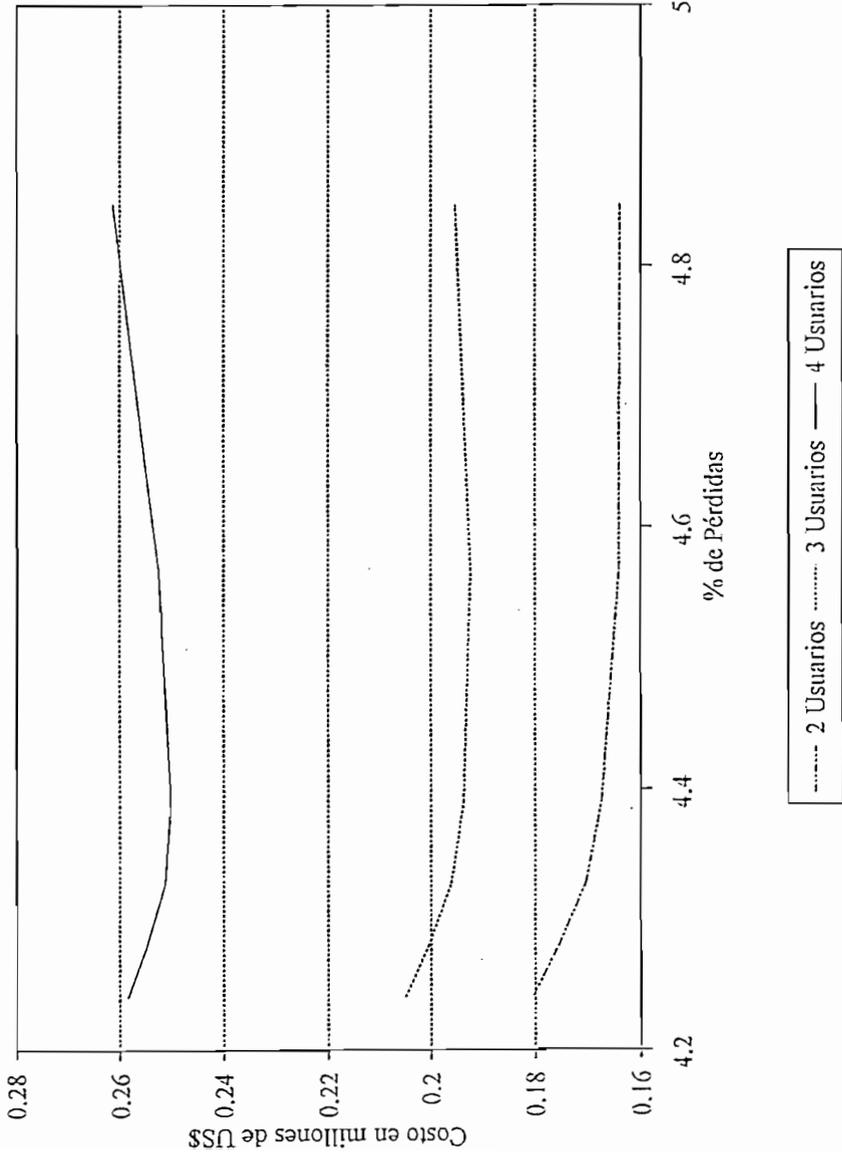
Variación del número de usuarios  
en el secundario



**Variación del número de usuarios**  
en el alimentador primario



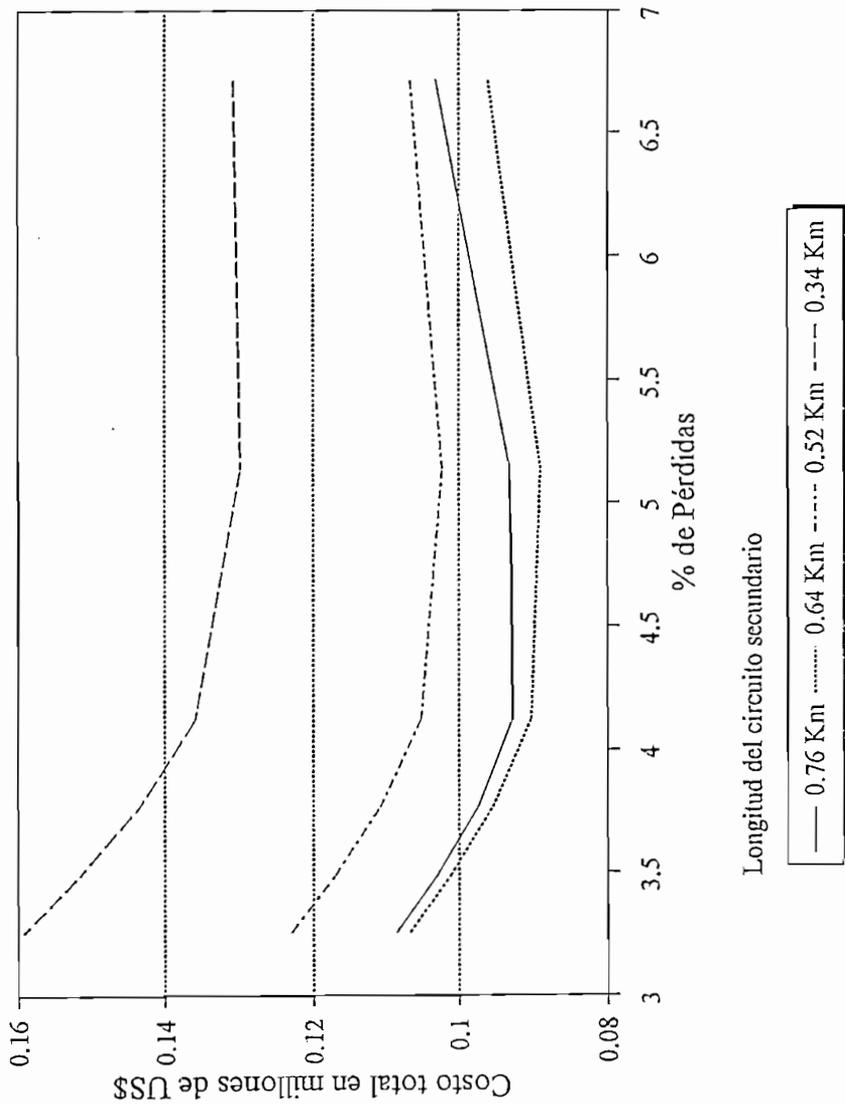
**Variación del número de usuarios  
en el sistema**



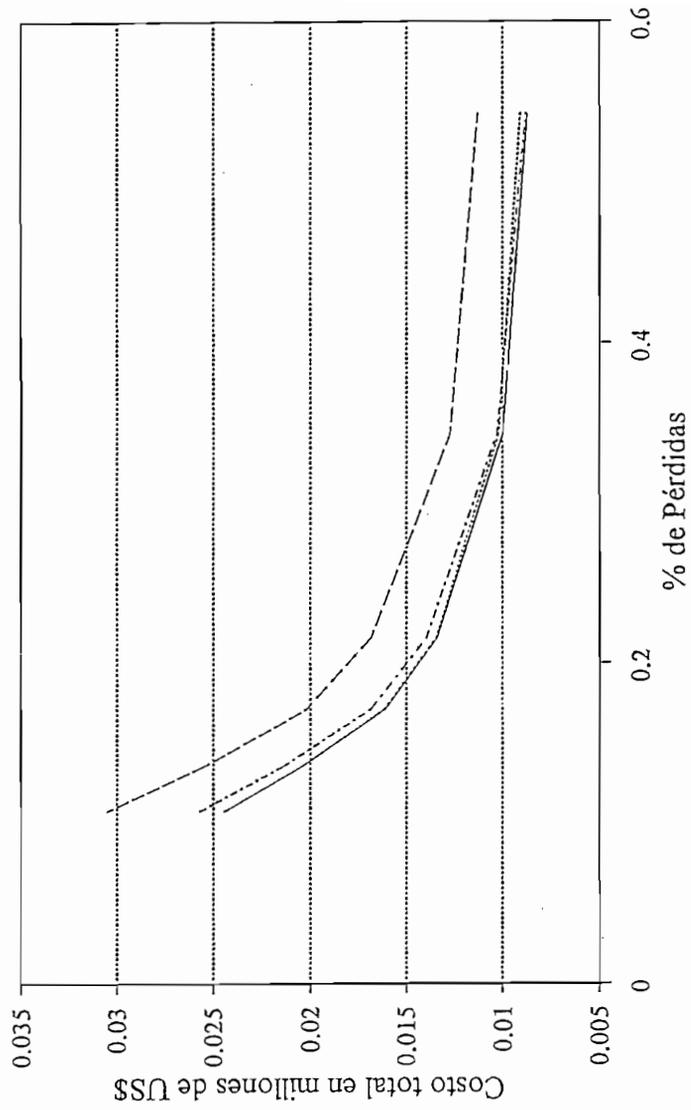
ANEXO 13

CURVAS DEL VALOR PRESENTE  
DEL COSTO DE PERDIDAS  
EN FUNCION DEL PORCENTAJE DE PERDIDAS  
AL VARIAR LA LONGITUD DE LOS CIRCUITOS.

### Cúrvas de variación de long circuitos En el secundario



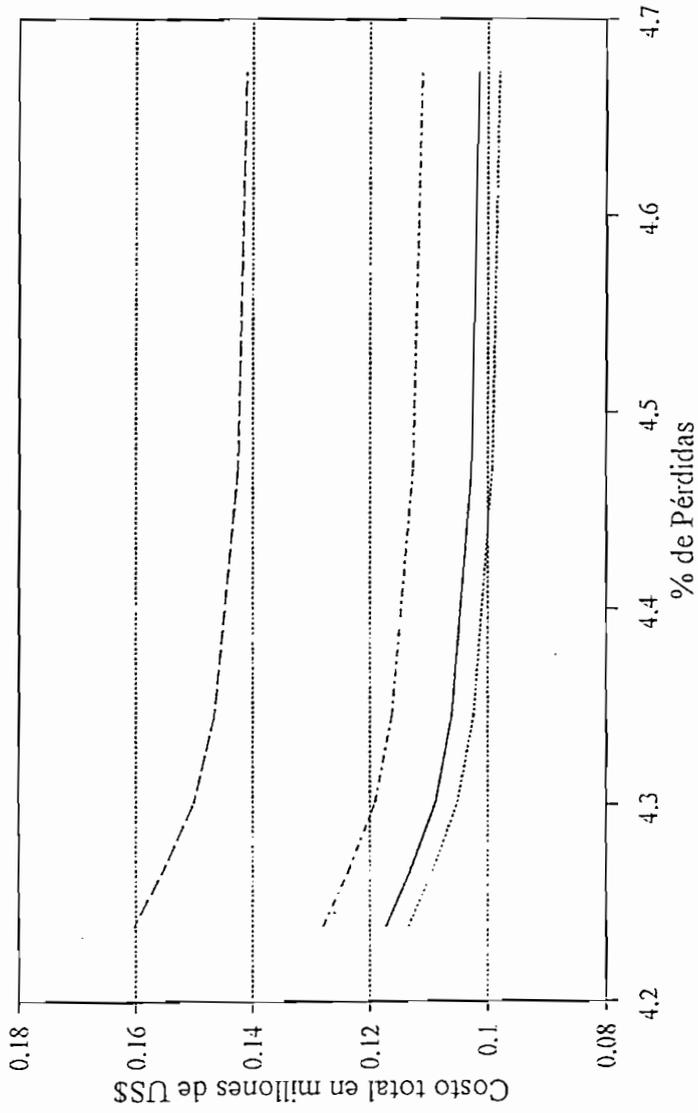
**Curvas de variación de long circuitos**  
En el primario



Longitud del alimentador primario

— 15.76 Km ..... 15.89 Km - - - - 16.84 Km - - - - 19.87 Km

### Curvas de variación de long circuitos En el sistema



Longitud total de los circuitos



## BIBLIOGRAFIA

- [1] Organización Latinoamericana de Energía OLADE " Manual Latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas" Bogota, Colombia, Agosto 1990.
- [2] Banco Mundial, Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PDNU) " Programa de mejoramiento de la eficiencia del sector electrico. Reducción de pérdidas en la distribución de la electricidad" Ecuador, Mayo 1992.
- ✗ [3] Nelson E Chang " Determination of Primary-feeder Losses " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-87 N°12 Dicember 1968, pp 1991-1994.
- ✓ [4] M Ponnaivaiko, K.S Prakasa Rao " Optimical Distribution System Planning " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-100 N°6 Jun 1981, pp 2969-2977.
- [5] H.E. Campbell, N.R. Schultz " Power Distribution System Course ", Power Distribution Systems Engineering. Power Transmission & Distribution sales division. 1974 General Electric Company Schenectady, N.Y.
- ✓ [6] R.B Alder, W.G Kim, G.A. Hazelrigg " Optimical Distribution System/End-User Cost Model " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-100 N°7 July 1981, pp 3590-3598.
- [7] General Electric " Distribution Data Book " Get 1008M.
- [8] Ing. Ramiro Rosero " Evaluación de las Pérdidas Técnicas en Sistemas de Distribución. Aplicación al Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. " Tesis EPN, Enero 1994.
- [9] ECUATRAN S.A. " Protocolo de pruebas de transformadores monofásicos y trifásicos de distribución".

- [10] Ing. Marco Borja " Alcance Contrato de Consultoria Diagnostico de Pérdidas Técnicas de la EERSA ", Riobamba, Abril 1993.
- [11] Westinghouse Electric Corporation " Distribution System" Electric Utility Engineering reference Book. 1959.
- [12] Ing. Duran Carlos, Ing. Marcelo Jimenez, Ing. Patricio Erazo, Ing. Fulvio Vintimilla " Optimización Técnico-económica para los alimentadores primarios de la EERCS.C.A" XII Seminario de distribución de Energía Eléctrica , Abril de 1994.
- [13] Empresa Eléctrica Quito S.A. " Normas para Sistemas de Distribución " 1979.
- [14] Ing. Agustín Sotomayor. " Determinación del porcentaje óptimo de caídas de tensión en los sistemas de distribución." . Tesis EPN 1984.
- ✓[15] C.H. Morrison. " A linear approach to the problem of planning new feed points in to a distribution system" AIEE Transmission . Vol PAS-83. pp 818-832. December 1968.
- [16] Ing. Víctor Orejuela " Folletos de Distribución I y II", EPN FIE Quito 1984.
- ✓[17] M Ponnaivaiko, K.S Prakasa Rao " An Aprooach To Optimical Distribution Planing Thought Conductor Gradation " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101 N°6 Jun 1982, pp 1735-1742.
- [18] EERSA " Documentos - Informes.-.Diseños.-.Planos." Riobamba.
- / [19] Ing. Fransisco Vinueza Gomes " Determinación de la Demanda Máxima de Transformadores de Distribución a partir de la Energía Facturada " 7º Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica, Riobamba, Diciembre de 1988.
- [20] Dirección de Operación y Mantenimiento. " Mantenimiento de

transformadores de distribución" Riobamba Septiembre 1994.

- [21] Ing. Henry Francisco Orozco. " Estudio de demandas de diseño en sectores populares". Tesis EPN Agosto 1981.
- [22] D.I.H Sun, S. Abe, R.R Shoults, M.S Chen, P. Eichenberger, D. Farris " Calculation of Energy Losses in a Distribution System " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-99 N°4 July/Aug 1980, pp 1347-1356.
- J [23] N.R Schlitz " Distribution Primary Feeder I<sup>2</sup>R Losses " IEEE Transaction On Power Apparatus and Systems, Vol PAS-97 N°2 March/april 1978, pp 603-609.
- [24] William D Estevenson Jr "Sistemas Eléctricos de Potencia" Editorial McGraw Hill Latinoamericana S.A. Segunda Edición 1979.
- [25] Ing. Carlos Salcedo " Procedimiento para el cálculo de la demanda en redes de distribución" XII Seminario de distribución de Energía Eléctrica, Abril de 1994.
- [26] Irving L Kosow " Máquinas eléctricas y Transformadores." Prentice Hall, New Jersey.
- [27] E.A.Fitzgerald " Teoría y Análisis de las Máquinas Eléctricas".
- [28] H.G.Thuesen " Ingeniería Económica " Prentice Hall . Hispanoamericana S.A. 1981.
- [29] Sthephen Cobb " Aplique Quattro Pro 4 " McGraw-Hill/Interamericana de España S.A. 1993.