

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**TESIS DE GRADO**

**ESTUDIO DE DEMANDAS DE DISEÑO EN SECTORES POPULARES**

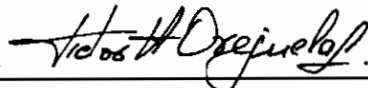
**HENRY FRANCISCO OROZCO TORRES**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION  
DE POTENCIA**

**QUITO AGOSTO DE 1981**

## CERTIFICACION

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA SIDO REALIZADO EN SU TOTALIDAD POR EL SEÑOR HENRY FRANCISCO OROZCO TORRES



---

ING. VICTOR H. OREJUELA L.

## **AGRADECIMIENTO**

**ING. VICTOR H. OREJUELA L.**

**ING. ALFREDO MENA P**

**EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.**

**A TODAS LAS PERSONAS QUE DE**

**UNA U OTRA MANERA HICIERON**

**POSIBLE LA REALIZACION DE ESTE TRABAJO**

# DEDICATORIA

A MIS ABNEGADOS PADRES

A MIS HERMANOS

## I N D I C E

	<u>Página</u>
<b>CAPITULO I</b>	<b>INTRODUCCION</b>
1.1.	Antecedentes 1
1.2.	Objetivo 2
1.3.	Alcance. 3
<b>CAPITULO II</b>	<b>LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA</b>
2.1.	Generalidades 6
2.2.	Clasificación de las cargas 7
2.3.	Definición de caracte - rísticas generales 10
2.4.	Determinación de las - características de la - carga 14
2.4.1.	Requerimientos cuantita tivos para la determi nación de las caracte rísticas de la carga. 14
2.4.2.	Evaluación de la Deman da Máxima. 15
<b>CAPITULO III</b>	<b>LAS MEDICIONES DE CAMPO</b>
3.1.	Generalidades 23
3.2.	Clases de medidores 23

	<i>Página</i>
3.2.1. Registradores de demanda	24
3.2.2. Medidores de Demanda Integrada	25
3.2.3. Medidores Retardados de Demanda	25
3.2.4. Amperímetro de Pinzas	26
3.3. Clases de Mediciones de Campo	27
3.3.1. Inspección en el Punto de Carga	27
3.3.2. Prueba de la Demanda Máxima	28
3.3.3. Registro de la Demanda	29
3.4. Criterios de Medición	30
3.4.1. Tiempos de Medición	30
3.4.2. Elementos de Medición	32
3.5. Metodología para efectuar Mediciones de Campo	36
3.5.1. Planeación de la Mediciones	36
3.5.2. Selección de la Muestra	37
3.5.3. Elaboración del Diagrama del Circuito del Transformador a Medir	40
3.5.4. Programación de las Mediciones	42
3.5.5. Observaciones generales	45

<b>CAPITULO IV</b>	<b>ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA EN SECTORES POPULI- RES.</b>	
4.1.	Memoria Técnica de las - Mediciones	47
4.1.1.	Planeación de la Mediciones	47
4.1.2.	Selección de la Muestra	48
4.1.3.	Elaboración de Diagramas	52
4.1.4.	Programación de la Medi- ciones	51
4.1.5.	Resultados Obtenidos	52
4.2.	Determinación de la Carac- terística $D_{div}/A_0$ vs. N <sup>o</sup> . de Abonados	55
4.2.1.	Tendencia	55
4.2.2.	Ajuste	56
4.2.3.	Dispersión	56
4.3.	Determinación de la Carac- terística: crecimiento de - la Carga vs. Tiempo	57
4.4.	Determinación de otras Ca- racterísticas	59
4.4.1.	Factores de Diversificación y Coincidencia	59

	<i>Página</i>
4.4.2. Carga Conectada	50
4.4.3. Factor de Demanda	50
4.4.4. Factor de Potencia	51
4.4.5. Demanda Media	51
4.4.6. Factor de Carga.	51
<b>CAPITULO V</b>	<b>COMPARACION Y AJUSTE A LOS METODOS USUALES DE ESTIMACION DE LA DEMANDA.</b>
5.1.	Método Probabilístico - 53
5.2.	Métodos prácticos en base al promedio de demanda - densificada por consumo de los 64
5.2.1.	Método A 62
5.2.2.	Método B 63
5.3.	Método Práctico en base al factor de demanda 65
5.4.	Métodos en base a la relación entre la Demanda Máxima y los kWh consumidos 66
5.4.1.	I FORMA 66
5.4.2.	II FORMA 66
5.5.	Método en base a la Demanda Máxima Unitaria 67
<b>CAPITULO VI</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 69</b>



	<i>Página</i>
<i>BIBLIOGRAFIA</i>	<i>75</i>
<i>APENDICE I: ALGUNAS DEFINICIONES COMPLEMENTARIAS</i>	<i>77</i>
<i>APENDICE II: CURVAS Y VALORES DE LOS METODOS DE ESTIMACION DE LA DEMANDA</i>	<i>80</i>
<i>APENDICE III: HOJAS DE MEDICIONES DE DEMANDA Y ENCUESTA DE CARGA CONECTADA</i>	<i>86</i>
<i>APENDICE IV : MEDICIONES EN ALIMENTADORES PRI- MARIOS</i>	<i>88</i>
<i>APENDICE V : MEDICIONES EN CIRCUITOS SECUNDARIOS</i>	<i>100</i>
<i>APENDICE VI : COMPUTO DE ACOMETIDAS POR TRAMO Y FASE</i>	<i>101</i>
<i>APENDICE VII: COMPARACION DE TENDENCIAS PARA EL AJUSTE AJUSTE DE LA CURVA DE DEMANDA DIVER- SIFICADA UNITARIA</i>	<i>102</i>
<i>APENDICE VIII: REGISTRO HISTORICO DEL CONSUMO</i>	<i>103</i>
<i>APENDICE IX : ENCUESTA DE CARGA CONECTADA</i>	<i>106</i>
<i>APENDICE X : FUNDAMENTOS DE ESTADISTICA APLICADOS A LA ESTIMACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS MEDICIONES DE CAMPO</i>	<i>107</i>
<i>APENDICE XI : PLANOS ELECTRICOS DE LOS SECTORES DE ESTUDIO</i>	<i>115</i>

## CAPÍTULO I

### INTRODUCCION

#### 1.1. ANTECEDENTES.

En el diseño de redes de distribución, en nuestro País ha sido común el que las Empresas y otras Instituciones encargadas del suministro de la potencia y energía eléctrica en áreas habitadas, hayan adoptado diversos métodos de estimación de la demanda los que en general han tenido su origen en otros países cuyas condiciones naturales y humanas no necesariamente exigen un similar aprovechamiento de sus recursos respecto a los nuestros.

Así los métodos más empleados para tales estimaciones, son los que se recomiendan en las Normas del IRECU (basados en las normas IEEE, USA), y las Normas de la Empresa Eléctrica del IRECU, además, existe un método que fuera presentado en el II Simposium Nacional de Electrificación Rural (ensayado satisfactoriamente en Suecia), y, otros, recomendados por textos de reconocida difusión, como el Transmission Data Book (Westinghouse) y el Electric Transmission and Distribution (Strotzky).

Sin embargo, ninguno de estos métodos han sido sometidos a una verificación tendiente a determinar su grado

de confiabilidad y aplicabilidad a nuestros requerimientos; esta situación se ha mantenido inalterable durante un considerable tiempo. Tan sólo en Marzo de 1980 se presenta en la Escuela Politécnica Nacional una Tesis de Grado, "Comparación de Demandas de Diseño en Sistemas Eléctricos de Distribución. Aplicación al Area Urbana de Quito", la misma que ha sido elaborada en base a características de la carga, obtenidas de algunas mediciones. Es importante señalar que en ese trabajo se han encontrado diferencias notables entre los valores obtenidos por estimación de los métodos citados anteriormente y los reales de demanda medida; consecuentemente se plantean algunas conclusiones y recomendaciones al respecto. Lamentablemente, debido a la falta de un mayor número de mediciones y una adecuada metodología para su ejecución, estas conclusiones y recomendaciones no pueden ser generalizadas, quedando la duda de si tales métodos son fiel reflejo de los requerimientos reales de la demanda, o si por, el contrario con su utilización, se está sobre o subestimando tales parámetros.

## 1.2. OBJETIVO

Por los antecedentes expuestos, el objetivo del presente trabajo es desarrollar un método para la determinación de las características de la carga eléctrica en Sistemas de Distribución, en base a mediciones de campo en sectores populares de la ciudad de Quito.

Igualmente, se pretende comparar y verificar los métodos de estimación cuestionados, con las características reales obtenidos de las mediciones y, como consecuencia de todo el trabajo anterior, elaborar las correspondientes conclusiones y las recomendaciones que fueren del caso.

### 1.3. ALCANCE.

Este tema, para su adecuado desarrollo, ha sido dividido en dos partes :

- Parte Teórica : Abarca los Capítulos II, III y comprende un análisis detallado de los puntos considerados en cada uno de ellos. Es de destacar que esta parte contempla un desarrollo general del tema, tanto para sectores urbanos como para rurales, en áreas grandes o pequeñas, con miras a que tal fundamento teórico permita efectuar estudios de demanda en todos los sectores posibles, indistintamente.

Cabe señalar que esta presentación general obedece al hecho de que el "Estudio de Demandas de Diseño en Sectores Populares" fue trabajo seleccionado por el INECEL en categoría de Tema de Investigación.

- Parte Práctica : Abarca los Capítulos IV y V. Comprende la aplicación inmediata de la teoría, en

este caso, el estudio de las características de la carga en sectores populares de esta ciudad. Luego se procede a la comparación y ajuste de los parámetros a los datos por los citados métodos. Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones obtenidas como consecuencia de todo el trabajo.

A continuación se describe brevemente el contenido de cada capítulo :

Cap. II : Bajo el título "Las Características de la Carga" se establece la naturaleza y aplicación del estudio de estas características, destacándose las clasificaciones más usuales que se hacen a este parámetro, definiciones necesarias para entrar en el estudio, requerimientos para la determinación de tales características, así como los métodos de estimación de las mismas. En todo el capítulo se hacen referencias a nuestro medio.

Cap. III : Se realiza un detenido análisis de cuatro aspectos fundamentales a considerar en la etapa de mediciones, como son los medidores a disponer, clase de medición a realizar, los criterios a emplear para una óptima medición, y la metodología a seguirse.

Cap. IV : Constituye la aplicación de todo lo anterior,

efectuado a tres sectores populares representativos, comenzando por una memoria descriptiva y justificativa de la respectiva selección, y adjuntándose los correspondientes valores obtenidos y las curvas implementadas.

Cap. V : Se compara y se reajusta cada uno de los métodos en cuestión, de manera que ofrezcan una aplicación correcta en el diseño de redes de distribución para estos sectores.

Cap. VI : Conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo de este trabajo.

Adicionalmente se incluyen los Apéndices necesarios para complementar el contenido de la Tesis, tales como Tablas, Curvas, Valores adicionales medidos y calculados, Fundamentos de Estadística empleados, Planos eléctricos de los sectores de estudio.

\*\*\*\*\*

**CAPITULO II**  
**LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA**

## CAPITULO II

### LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA

#### 2.1. GENERALIDADES

La importancia de determinar las características de la carga eléctrica en Sistemas de Distribución, radica principalmente en la necesidad de conocer su comportamiento para una adecuada planificación del sistema que la sirve.

Esta planificación se aplica básicamente a las siguientes etapas en la vida de los sistemas:

- Operación, mantenimiento, rediseño y ampliación en sistemas existentes;
- Diseño y construcción en sistemas nuevos.

La determinación de estas características se puede efectuar ya sea a partir de las mediciones de campo ó, en base a estimaciones estadísticas de la demanda.

Para los sistemas eléctricos existentes, las características de la carga pueden obtenerse por cualquiera de las dos alternativas anteriores, no así para los sistemas nuevos, en los cuales se precisa comparar el sistema proyectado con sistemas existentes en que se disponga de datos de las características de la carga, para aplicar procesos esta-



dfsticos de estimación.

La actividad de determinar las características de la carga a partir de las mediciones de campo, contempla dos partes concretas:

1. Elaboración de métodos de mediciones de campo adecuados para cada sistema y,
2. Implementación de procedimientos estadísticos aplicables a la estimación de los resultados obtenidos en las mediciones de campo.

Estos puntos serán tratados en los Capítulos III y IV, respectivamente.

## 2.2. CLASIFICACION DE LAS CARGAS

La carga eléctrica puede ser clasificada a partir de diferentes puntos de comparación. Así, las principales clasificaciones que existen son las siguientes:

- De acuerdo a la localización geográfica:

Central

Urbana

Suburbana

Rural

- De acuerdo al tipo de establecimiento del abonado:
  - Residencial
  - Comercial
  - Industrial
  
- Por la dependencia sobre el servicio eléctrico:
  - Crítica
  - Emergente
  - Normal
  
- Por los efectos sobre otras cargas, diseño y operación de sistemas:
  - Transitoria (cíclica y no cíclica)
  - Estacionaria (uniforme)

En nuestro medio se clasifica a la carga de acuerdo a varios factores a la vez. Así:

- INECEL, clasifica de acuerdo a la situación geográfica y al tipo de consumo:

Primera Categoría:	Comercial
	Residencial
	Residencial - Comercial
Segunda Categoría:	Comercial
	Residencial
	Residencial - Comercial

Tercera Categoría:	Residencia - A
Cuarta Categoría :	Residencial - B
Quinta Categoría :	Poblaciones Pequeñas

La Empresa Eléctrica Quito S.A., clasifica de acuerdo a la localización geográfica, frente de lote, área de lote, tipo de vivienda, coeficiente de utilización del suelo y recursos económicos (abonado representativo de mayores posibilidades). Así:

USUARIO TIPO	ZONA TIPO
A :	R.1
	R.2
	R.3A
B :	R.3B
	R.4A
	R.4B
C :	R.4C
	R.5A
	R.5B
D :	R.5C
	R.5D
	R.5E
E :	Consumidores Dispersos o Rurales.

### 2.3. DEFINICION DE CARACTERISTICAS GENERALES

#### DEMANDA:

La demanda de una instalación o sistema es la carga en los terminales receptores de esa instalación o sistema, promediada sobre un intervalo específico de tiempo. Puede expresarse en diferentes unidades de potencia como KW, KVAR, KVA, ó en la unidad de intensidad de corriente, A.

Para que la demanda quede perfectamente definida, es necesario que se especifiquen su intervalo, período y forma de medición.

#### MAXIMA DEMANDA

Es la mayor de todas las demandas que han ocurrido en una instalación o sistema, durante un período específico de tiempo.

A esta definición se añaden dos términos adicionales, para describir la demanda de cargas relacionadas o no relacionadas entre sí:

- Demanda coincidente o diversificadas: Es la demanda de un grupo de cargas que están relacionadas entre si por un mismo intervalo de demanda. Matemáticamente se expresa así:

$$D_{div} = D_1 + 2 \dots \dots \dots + n \quad (2.1)$$

- Demanda no coincidentes: Es la suma de las demandas individuales de un grupo de cargas que no necesariamente están relacionadas entre sí por un mismo intervalo de demanda. Matemáticamente se expresa como:

$$D_{\text{no-coin}} = D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n \quad (2.2)$$

#### FACTOR DE DEMANDA

Es la relación entre la demanda máxima de una instalación o sistema, en un período de tiempo dado, y la carga conectada correspondiente. Matemáticamente se expresa como:

$$F_{\text{dem}} = \frac{D_{\text{max}}}{C_{\text{con}}} \quad (2.3)$$

#### FACTOR DE CARGA

Es la relación entre la demanda promedio sobre un período de tiempo designado, y la carga pico ocurrida en ese período. Matemáticamente se expresa como:

$$F_c = \frac{\bar{D}}{D_{\text{max}}} \quad (2.4)$$

#### FACTOR DE DIVERSIDAD

Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de un sistema, y la demanda máxima coincidente de todo el sistema. Matemáticamente se expresa como:

$$F_{div(N)} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_N}{D_{1+2+ \dots + N}} \quad (2.5)$$

#### FACTOR DE COINCIDENCIA

Es la relación inversa del Factor de Diversidad.

Matemáticamente se expresa así:

$$F_{coin(N)} = \frac{1}{F_{div(N)}} \quad (2.6)$$

#### DEMANDA MEDIA

Es el número de KWH consumidos durante un período particular, divididos por el número de horas de ese período. Matemáticamente se expresa como:

$$\bar{D} = \frac{\text{KWH consumidos}}{\# \text{ horas}} \quad (2.7)$$

#### CARGA CONECTADA

Es la suma de las potencias nominales de los aparatos y equipos consumidores de energía eléctrica conectados al sistema abastecedor.

#### AREA TIPICA DE CARGA

Es una parte o sección de una población que tiene características mas o menos uniformes en cuanto a construcciones, nivel económico de los usuarios y tipo de actividades que desarrollan.

### MUESTREO DE CARGA.

Es la selección de áreas típicas de carga previamente clasificadas, para obtener una muestra representativa que contenga como mínimo la siguiente información: número de consumidores y Demanda Máxima Diversificada ó consumo total en el mes de mayor registro de la muestra, en KWH.

### DENSIDAD DE CARGA.

Este concepto se puede establecer en dos formas, una es como carga en KVA ó MVA por unidad de área ( $Km^2$ ) que es un método generalizado, y la otra que corresponde propiamente a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como el número de KW por cada 100 m. de calle para suministrar el servicio.

### PRONOSTICO DE CARGA.

Es la estimación de la carga futura en base a observaciones estadísticas de su comportamiento anterior. En los Sistemas de Distribución se hace el pronóstico basándose en dos índices conocidos como:

- Crecimiento Horizontal: Este crecimiento se refiere al aumento de la demanda debido a la creación de nuevos conjuntos habitacionales, urbanizaciones y otras áreas residenciales, comerciales o industriales. Esto puede entenderse como el crecimiento del número de consumidores.

- **Crecimiento Vertical:** Este crecimiento se refiere al aumento que se produce en la demanda en un área que ya cuenta con servicio eléctrico, y que puede ser motivado por los siguientes factores: reconstrucción de conjuntos habitacionales y otras áreas residenciales, creación y/o ampliación de centros comerciales, industrias; cambios climatológicos bruscos, modificación en la forma de vida y costumbres de los consumidores. Esto puede entenderse como el crecimiento del consumo.

#### 2.4. DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA.

##### 2.4.1. REQUERIMIENTOS CUANTITATIVOS PARA LA DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA.

Los valores necesarios para determinar las características de la carga, se pueden definir de las características básicas: la demanda máxima y la demanda promedio. Otras características de interés son las que involucran a grupos de cargas individuales como función de sus características básicas, tanto aisladamente como en grupo; estas son el factor de diversificación y el factor de carga.

Dentro del área urbana, las características que mayor interés revisten son las de la carga residencial, frente a las cargas comercial e industrial, ya que su configuración predomina en la curva de carga urbana, sobre los otros tipos de carga que presentan un comportamiento más .....



predecible. Sin embargo, estas últimas cargas deberán ser cuidadosamente estimadas por su elevada influencia en la carga total.

Para la carga residencial las características de mayor utilización, son: la demanda máxima, el registro histórico de las demandas, el consumo de energía y el factor de carga. La obtención de estas características se - la hace de la siguiente manera :

- Demanda máxima: en base a mediciones de campo y procedimientos estadísticos.
- Registro histórico de la demandas de los archivos de la empresa suministradora del servicio. Se utiliza para el pronóstico de carga.
- Consumo de energía: de las planillas de consumo - de la misma empresa. Se emplea para obtener la demanda promedio o la demanda máxima.
- Factor de carga: a partir de la demandas máxima y la demanda promedio, obtenidas anteriormente, y de acuerdo a la ec. (2.4)

#### 2.4.2. EVALUACION DE LA DEMANDA MAXIMA.

Las mediciones de campo para cargas simples y aún - más para grupos de cargas, pueden demandar un costo considerable. Por tal motivo las características básicas que se obtienen de ellas (demandas máximas coincidentes e individual del

grupo, en diversos puntos de utilización) deben ser evaluadas con notable exactitud, de manera que la implementación de las otras características que de estas se derivan, sea correcta y determine una planificación óptima del sistema, para justificar así la inversión en tales mediciones.

De acuerdo a la premisa anterior, se han implementado diversos métodos de estimación de la demanda máxima, y algunos de ellos han sido adoptados por nuestras empresas suministradoras del servicio, para aplicarlos a nuestro medio, y se describen brevemente a continuación:

- a) Método en base al análisis probabilístico - Presentado por el II Simposium Nacional de Electrificación Rural.
- b) Métodos gráficos en base al promedio de demanda diversificada por consumidor - Utilizados por la E.E.I., descritos en el Transmission Data Book de la Westinghouse.
- c) Método práctico en base a valores típicos del factor de demanda - recomendados por Electric Transmission and Distribution, Skrotzki.
- d) Métodos en base a la relación entre la demanda máxima y los KWH consumidos - Utilizados por el INECEL.
- e) Método en base a la demanda máxima unitaria - Utilizado por la EEQ S.A.

A continuación se describen brevemente cada uno de ellos.

## A) METODO EN BASE AL ANALISIS PROBABILISTICO

La teoría de este método se basa en el estudio de las probabilidades y en las estadísticas históricas de zonas con características similares, deduciéndose una expresión de la demanda pico o máxima como una función de la energía total consumida de un año. Esta expresión es la siguiente:

$$D_{\max} = \frac{\bar{D}_i}{W_1} W + \left( \frac{D_i - \bar{D}_i}{\sqrt{W_1}} \right) \sqrt{W} \quad (2.8)$$

donde:  $D_i$  valor máximo de la carga "i" durante el intervalo de máxima demanda.

$\bar{D}_i$  valor medio de la carga "i" durante el intervalo de máxima demanda.

$W_1$  consumo anual de energía en la carga "i"

$W$  Consumo total anual de energía en las N cargas consideradas.

## B) METODOS GRAFICOS EN BASE AL PROMEDIO DE DEMANDA DIVERSIFICADA POR CONSUMIDOR

### METODO 1

Considera la diversidad entre cargas similares, como también la no coincidencia de los máximos de

las diferentes cargas, alumbrado y electrodomésticos, refrigeradora, calentador de agua, etc. Como otra consideración se incluye el Factor de Variación Horaria (FVH) que no es mas que la relación entre la demanda diversificada de un tipo particular de carga a determinada hora, y la demanda máxima de esa misma carga.

Para aplicar este método se requieren los siguientes datos:

- Número de abonados,  $N$
- Factor de variación horaria, FVH
- Saturación de cada clase de equipo expresada en p.u.,  $S$

El procedimiento para determinar la demanda máxima diversificada de un grupo de  $N$  abonados, es el siguiente:

- (1) Número de elementos de consumo:  $N \times S$
- (2) Tomar las curvas del Apéndice II.1, la demanda máxima diversificada para (1)
- (3) Máxima demanda diversificada por clase de equipo:  
(2) x (1)
- (4) Contribución de cada clase de equipo a la demanda máxima diversificada del grupo: (3) x FVH
- (5) Demanda máxima diversificada del grupo de  $N$  abonados: suma de las contribuciones obtenidas en (4).

#### METODO 2

Utiliza las curvas del Apéndice II.2, que nos indi-

can las características del promedio de la demanda máxima por consumidor, para varios tipos de equipo.

Los datos necesarios para la aplicación de este método, son:

- Número de abonados,  $N$
- Saturación de cada clase de equipo expresada en p.u.,  $S$

El procedimiento para determinar la demanda máxima diversificada de un grupo de  $N$  abonados, es el siguiente:

- (1) Número de elementos de consumo:  $N \times S$
- (2) Tomar las curvas correspondientes la máxima demanda diversificada para el valor (1)
- (3) Contribución de cada clase de equipo a la demanda máxima diversificada del grupo: (2) x (1)
- (4) Demanda máxima diversificada del grupo de  $N$  abonados: suma de las contribuciones obtenidas en (3).

#### C) METODO PRACTICO EN BASE A LOS VALORES TIPICOS DEL FACTOR DE DEMANDA

Para aplicar este método, se requieren los siguientes datos:

- Número de abonados,  $N$
- Carga conectada por abonado expresada en KVA,  $C_{con}$
- Tipo de servicio: residencial, comercial o industrial.

El procedimiento para determinar la demanda máxima diversificada de un grupo de N abonados, es el siguiente:

- (1) Demanda máxima por abonado:  $C_{con} \times F_{dem}$  ( del Apéndice II.3)
- (2) Tomar el  $F_{coin}$  para N abonados, de la fig. de A.2.4.
- (3) Demanda diversificada por abonado: (2) x (1)
- (4) Demanda máxima diversificada del grupo de N abonados: (3) x N

D) METODO EN BASE A LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MAXIMA Y LOS KWH CONSUMIDOS

Existen dos modalidades, las cuales utilizan como datos, el número de KWH consumidos y el número de abonados, N.

I FORMA:

Aplica la ec. (2.9) para determinar la demanda máxima diversificada.

$$D_{div} = A \times B \tag{2.9}$$

donde:  $A = N (1 - 0,4 N + 0,4 \sqrt{N^2 + 40})$  (2.10)

$$B = 0,005925 \times (E)^{0,85} \tag{2.11}$$

siendo E = KWH / mes / abonado.

## II FORMA:

Utiliza el nomograma del Apéndice II.4, en que intervienen tres parámetros:

- KWH / mes / abonado
- Demanda máxima diversificada ( la incógnita )
- Número de abonados

El trazado de una recta entre el número de consumidores y los KWH / mes / ab., nos da la demanda máxima diversificada.

### E) METODO EN BASE A LA DEMANDA MAXIMA UNITARIA

Este método consiste en dividir categorías de abonados, con un máximo número de equipos por categoría. La capacidad nominal de cada uno de estos equipos viene dada en una tabla similar a la del Apéndice II.5.

Existe además un factor de frecuencia de uso (FFU<sub>n</sub>) que es análogo al factor de saturación, así como un factor de diversidad que es función del número de abonados y viene dado en una tabla similar a la del Apéndice II.6.

El procedimiento es similar al que se sigue por el método B-2 y obtiene la demanda máxima unitaria actual por consumidor representativo de un grupo de consumidores, los cuales presentan características predominantes homogéneas, como es general en un proyecto de construcciones residen-

ciales.

Para hallar la demanda futura, que es lo que se requiere en un proyecto, este método utiliza la siguiente relación:

$$D_{\text{futura}} = D_{\text{actual}} \times (1 + TI)^n \quad (2.12)$$

donde: TI es la tasa de crecimiento anual, y  
n es el número de años para el que se proyecta la demanda.

\*\*\*\*\*

#### REFERENCIAS :

- Distribution Systema - Westinghouse, 1965
- Comparación de Demandas de Diseño, en Sistemas Eléctricos de Distribución.-Aplicación al Area Urbana - de Quito - Tesis de Grado, EPN, 1980.
- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica - G. Enriquez Harper, UNAM, 1980.
- Normas para Sistemas de Distribución, Parte A. Guía para Diseño, EEQ. S.A. 1978
- Apuntes de la materia Distribución I dictada por el Ing. Víctor Orejuela, EPN, 1980.



## CAPITULO III

### LAS MEDICIONES DE CAMPO

#### 3.1. GENERALIDADES

La actividad de realizar mediciones de campo para obtener los datos suficientes que se precisan en la determinación de las características de la carga, contempla el análisis de cuatro aspectos básicos directamente relacionados con el sistema en el que se pretende medir y con el tipo de valores que se desea obtener; estos son :

- Clases de Medidores
- Clases de Mediciones
- Criterios de Medición
- Metodología para efectuar Mediciones de Campo

Como resultado de este análisis se obtiene la alternativa mas adecuada sobre como efectuar la medición y como obtener el mayor beneficio de ella.

#### 3.2. CLASES DE MEDIDORES

La medición de la demanda se realiza por medio de medidores, los cuales están clasificados de la siguiente manera:

- CLASE I : Grafizadores de Curva de demanda o registradores de demanda.

- CLASE II : Medidores de demanda integrada o de intervalo en bloque.
  
- CLASE III : Medidores retardados de demanda.

Se debe anotar que la designación de la Clase indica sólo la manera de presentación de la medida, y no la manera de obtención de la misma.

### 3.2.1. REGISTRADORES DE DEMANDA

Estos aparatos realizan registros permanentes de las mediciones de demanda, sobre un período de registro.

El comportamiento de la demanda puede registrarse sobre un rollo de papel, una cinta impresa o perforada, o sobre una cinta magnética.

Generalmente el registro de demanda es considerado como aquél que utiliza un rollo de papel, sobre el cual avanza un estilete con una velocidad proporcional a la de un watt-horímetro. El rollo es impulsado continuamente por un mecanismo de reloj.

Los registros magnéticos o de cinta impresa, imprimen las mediciones sobre una cinta magnética o perforada, a partir de la cual los datos son extraídos por aparatos auxi

liares, para correlacionarlos con máquinas procesadores de datos.

### 3.2.2. MEDIDORES DE DEMANDA INTEGRADA

Son aquellos que indican o registran la demanda obtenida a través de integración. La integración se realiza sobre períodos específicos o intervalos de demanda.

A este grupo pertenecen los Registradores Acumulativos de Demanda, que son indicadores de demanda en los cuales el acumulado total de las demandas máximas durante el período precedente es indicado después del período de reposición del aparato y antes de que se reponga otra vez.

La demanda máxima para cualquier otro período es igual o proporcional a la diferencia entre las lecturas acumuladas, antes y después de la reposición. Las demandas máximas acumuladas son presentadas sobre un grupo de diales, con manecillas similares a las de un watt-horímetro.

### 3.2.3. MEDIDORES RETARDADOS DE DEMANDA

Son aquellos en que la respuesta de un elemento medidor está sujeto a una característica de retardo de tiempo obtenida por medios mecánicos o térmicos.

Puesto que la respuesta del medidor, como una fun-

ción del tiempo, es una función exponencial, la escala se selecciona exponencial o logarítmica.

Generalmente, un medidor retardado de demanda posee un puntero impulsor y un puntero de demanda máxima, que indica la máxima deflexión del puntero impulsor.

A este grupo, como también a los de la Clase II, - pertenecen los medidores equipados con una escala, sobre la que avanza un puntero a fricción, para indicar la demanda máxima.

Todo este equipo que ha sido descrito se emplea para evaluar la demanda por medición de la potencia transferida a la carga, pero si se considera que el voltaje en la carga se mantiene constante, entonces tendremos que la potencia variará únicamente con la corriente que circula por la red que conecta la carga. Así, se puede considerar como un medidor adicional, el amperímetro.

#### 3.2.4. AMPERIMETRO DE PINZAS

Es un amperímetro al que se le ha incorporado un núcleo toroidal que actúa en forma de pinzas para abrazar un conductor, y en el cual se induce un flujo magnético de acuerdo a la corriente que circule por el conductor. El resto del mecanismo es similar al de un amperímetro común,

pero este aditamento le permite obtener lecturas de corriente sin necesidad de abrir el circuito a medir.

### 3.3. CLASES DE MEDICIONES DE CAMPO

Existen tres clases de mediciones de campo que son aplicables a diversos tipos de carga, y son las que a continuación se describen.

#### 3.3.1. INSPECCION EN EL PUNTO DE LA CARGA

Consiste en la medición cuantitativa de la carga - mediante el empleo de instrumentos sin retardo. Normalmente esta prueba contempla únicamente la realización de mediciones de corriente, por lo cual el instrumento mas apropiado para ella, es el amperímetro de pinzas.

Esta medición es una de las menos costosas pero así mismo los datos obtenidos con ella son los menos confiables si se compara con los obtenidos por otros métodos. Además, provee información sólo del módulo de la corriente en el - intervalo de medición. Los datos de parte activa y relativa de la corriente no se obtienen por este método.

Esta clase de medición requiere además información del ciclo de carga, en otras a que la medición se efectúe - en el pico de carga, este factor restringe el intervalo de

prueba y el número de medidas. La carga debe ser medianamente estable para que este método sea apropiado.

### 3.3.2. PRUEBA DE LA DEMANDA MÁXIMA

La magnitud medida por este método es la demanda máxima y la instrumentación normalmente empleada consiste en un medidor retardado de demanda y, adicionalmente en el circuito de alta o baja tensión pueden conectarse amperímetros del tipo termico. Debe notarse que la aplicación de estos instrumentos debe hacerse en compatibilidad con la magnitud de la carga a medir y el voltaje al que van a ser instalados, de manera que no se excedan los rangos de medida ni aislamiento. De esta manera se evitan los riesgos para el equipo y para la continuidad de servicio del sistema.

El período de medición está en relación con el propósito de la misma y el número de instrumentos disponibles. Si las demandas máximas de un grupo de cargas individuales van a ser correlacionadas, puede ser necesario restringir el período, en miras a que todos los valores sean aplicados sobre el mismo período discreto. Si hay un número insuficiente de instrumentos como para efectuar las mediciones simultáneamente, puede ser necesario reducir el período, con el propósito de obtener todas las mediciones bajo condiciones razonablemente similares.

La exactitud de una medición por el método de la de manda máxima tomada sobre un período menor a una semana, - puede ser cuestionable.

### 3.3.3. REGISTRO DE LA DEMANDA

Los datos más confiables a partir de los cuales se puedan determinar las características de la carga, se obtiene de mediciones tomadas en registradores de demanda.

Si bien los registradores de demanda son más costo sos que los medidores o instrumentos indicadores, la apli- cación de éstos puede resultar finalmente más económica. En el proceso de obtención de datos de demanda de un sistema, datos más confiables en un pequeño número de cargas puede ser menos costoso que una gran cantidad de datos de un ele- vado grupo de cargas obtenidos a partir de instrumentos - indicadores.

Los datos obtenidos en registradores de demanda - son más adaptables a correlaciones, ya que desde el inter- valo de tiempo es incluido en la medición. Otra ventaja - notable de los registradores sobre los indicadores de de - manda es que el grupo de cargas registrado, puede ser obte- nido a partir de registros tomados de las cargas individua- les apartadas del grupo. Esto es importante, ya que las - cargas individuales no necesitan estar correlacionadas en- tre si.

Otro aparato implementado para esta clase de medición, es el analizador de registros de carga, el cual es un medidor de registro de demanda, desarrollado para obtener datos de carga para estudios de sistemas. Una carga compuesta puede ser desarrollada para cargas no relacionadas por superposición de registros individuales. Los datos de medición impresos en cintas perforadas son apropiados en este caso para procesamiento junto con otros registros similares en computadores.

### 3.4. CRITERIOS DE MEDICION

En la realización de mediciones de campo existen dos criterios, sobre los cuales pesa el éxito o fracaso de esta operación, los mismos que necesariamente tienen que ser fijados por el ingeniero planificador en base a consideraciones sobre lo que se desea evaluar.

Estos criterios son:

- Tiempos de medición
- Elementos de medición.

#### 3.4.1. TIEMPOS DE MEDICION

Este criterio radica en la determinación del intervalo y el período de medición.

A - INTERVALO : Es el tiempo en el cual la carga es -



promediada, el mismo que es determinado para cada aplicación particular.

La fijación del intervalo puede darse por la duración de la carga o por la constante de tiempo térmica de un elemento del sistema. En el primer caso, la carga podrá ser momentánea como en el caso de soldadoras, arranque de motores, etc. En el segundo, la capacidad de carga de la mayor parte de estos elementos (líneas, transformadores, etc.), se basa en incrementos "no peligrosos" de temperatura puesto que ésta no cambia instantáneamente con la carga, por lo que dichos elementos poseen tiempos relativamente largos hasta alcanzar límites apreciables de temperatura.

De lo anterior se desprende que el intervalo deberá ser equilibrado según estas contingencias, por lo que generalmente se adoptan intervalos que oscilan entre los pocos minutos y una hora ó más. Sin embargo, los intervalos más usuales aplicados a mediciones en sistemas de distribución, para muestreo de abonados, son:

- De 7 ó 15 minutos, para redes rurales, y
- De 15 ó 30 minutos, para redes urbanas.

B - PERIODO : Es el intervalo de tiempo durante el cual se realiza la medición de la demanda.

El período se divide en las siguientes categorías:

**a) Corto Plazo**

- **Diarios:** Para fines de muestreo de abonados urbanos (residenciales, comerciales o industriales) ó rurales.
- **Semanal o Mensual:** Para detectar el comportamiento de la carga en alimentadores primarios, con miras a planificación de vivienda.
- **Estacionales:** Para programar trabajos de operación y mantenimiento, ó para examinar cargas específicas.
- **Anual:** Para analizar la necesidad o nó de una mayor generación, ó para reforzar la capacidad de transformación de una subestación.

**b) Mediano Plazo**

De dos a cuatro años: Para tomar en cuenta cambios en la economía de la región, desarrollo industrial, agrícola, etc.

**c) Largo Plazo**

- De cinco a diez años (o mayores plazos): Para permitir la planeación de nuevas centrales, su instalación y operación en el sistema interconectado.

**3.4.2. PUNTOS DE MEDICION.**

Los puntos del Sistema de Distribución en los cuales se pueden efectuar mediciones, son :

- A **SUBESTACIONES:** Las mediciones de demanda en subestaciones se hacen con el propósito de evaluar :
- a- Corriente de carga y balance de fases en la subestación.
  - b. Regulación de la salida de tensión en los altovoladores.
  - c. Sistema de reconexión para la constante de carga.
  - d. Demanda en los altovoladores individuales y balance de fases.
  - e. Dimensionamiento del transformador de la subestación y reguladores de voltaje de la carga.

Las mediciones comunes en una subestación son :

1. Corriente en el neutro de retorno de los transformadores de la subestación.
2. Corriente en cada fase de los circuitos individuales de salida.
3. Registro de demanda en las barras de la subestación.

Las mediciones (1) pueden ser convenientemente realizadas con la instalación de medidores de clase III, conectados desde las tres fases a neutro. Las demandas máxi-

mas integradas por estos instrumentos en una media hora - proveerá los datos básicos requeridos para la evaluación de los literales a., b. y e. anteriores.

Las mediciones (2) pueden hacerse usando un medidor de clase II o clase III, montando en la estructura - (poste o torre) y conectado directamente al circuito de - alta tensión. La máxima demanda, integrada en media hora por estos instrumentos, proveerá los datos necesarios para la evaluación de los literales c. y d. anteriores.

Las mediciones (3) pueden efectuarse a partir de registros continuos de la carga, es decir, empleando medidores de clase I. Sobre esta información se puede hacer el dimensionamiento de los transformadores de la subestación y los reguladores de tensión.

B - REDES: Las mediciones de demanda en alimentadores primarios se hacen con el propósito de determinar el balance de fases, magnitud de corriente en los taps del transformador y el equipo de seccionamiento. Las mediciones de demanda máxima, integrada en intervalos de media hora, son generalmente suficientes para estos efectos.

Las mediciones en diferentes puntos del circuito - secundario tienen por objeto:

- Obtener las demandas máximas individuales de consumo actuales para las distintas clases de consumidores residenciales, comerciales e industriales.

- Obtener la demanda diversificada en función del número de consumidores, para una misma clase de consumo.

Esta medición se efectúa en días representativos a las horas de máxima demanda; la utilización de amperímetros de pinzas en intervalos de 15 minutos proveerá los datos adecuados.

C - TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION: Las mediciones de demanda en transformadores de distribución están encaminadas a la determinación de las caídas de tensión en transformadores y circuitos secundarios, así como la carga del transformador. La medición puede efectuarse a la hora de demanda máxima mediante el empleo de pinzas voltamperimétricas.

En conclusión, la necesidad de efectuar las mediciones y de profundizar en ellas como parte de las investigaciones para el diseño de redes, depende de la magnitud de los proyectos que ejecute la empresa suministradora del servicio eléctrico.

### 3.5. METODOLOGIA PARA EFECTUAR MEDICIONES DE CAMPO.

El objetivo fundamental de las mediciones de campo, es el de conocer las características de la carga tanto individual como de grupo, para suscriptores de diferentes categorías de consumo en que pueda estratificarse la ciudad, en base a las medidas tomadas sobre una muestra previamente seleccionada como se verá mas adelante. En este contexto, son las Mediciones Eléctricas Directas Tomadas Sobre la Red DE Distribución, las que nos permiten encuadrarnos totalmente en el objetivo propuesto.

#### 3.5.1. PLANLACION DE LAS MEDICIONES.

Antes de efectuar las mediciones es necesario hacer una zonificación preliminar de la ciudad en categorías de consumo. Las categorías fundamentales son : residencial, comercial e industrial. Dentro de cada una de ellas pueden establecerse otras de acuerdo a las características de cada localidad.

Es posible que alguna zona especial se tenga que clasificar simplemente como : "Heterogénea", y en tal caso las mediciones, censos y análisis requerirán tratamiento especial. La zonificación se hará en base a la observación directa de la localidad, el análisis de las estadísticas de consumo existentes, los planos de desarrollo, las consultas

con las autoridades de la localidad, y todas las demás fuentes de información accesibles.

Con esta planificación preliminar se planearán las mediciones y, en base a los resultados que se vayan obteniendo, podrán hacerse modificaciones en dicha planeación. La zonificación definitiva de la ciudad se realizará posteriormente, cuando se tengan los resultados definitivos de las mediciones realizadas en todas las sectores representativos de la ciudad.

### 3.5.2. SELECCION DE LA MUESTRA

En base a la teoría estadística, debería seleccionarse un porcentaje de puntos de medida por categoría de consumo, con relación al número de puntos de medida totales de la ciudad; desde el punto de vista práctico, es una buena aproximación utilizar como criterio de muestreo, un porcentaje del número de transformadores que sirve cada categoría de consumo, seleccionando los puntos de medida tal como se indica a continuación:

#### a) Número de transformadores a medir

El ICCEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica) recomienda tomar de acuerdo a la siguiente tabla:

<u># de Transformadores</u>	<u>% de Transformadores a Medir</u>
1 a 30	entre 100% y 40%
31 a 100	entre 40% y 30%
101 a 300	entre 30% y 20%
301 a 500	entre 20% y 15%
501 a 1.000	entre 15% y 10%
Más de 1.000	Menos del 10%

Los anteriores porcentajes no se aplican a transformadores particulares o a transformadores que alimenten exclusivamente cargas especiales, para los cuales las medidas deben planearse de acuerdo a la naturaleza de las cargas, como se verá más adelante.

b) Número de transformadores a medir en cada categoría:

Según la pre-zonificación establecida, se debe tener un número de categorías diferentes cuyo comportamiento se va a conocer a través de las investigaciones.

El número de transformadores a medir, categoría por categoría, se determinará de acuerdo a las características de cada localidad y según los siguientes criterios:

- La suma final de los transformadores medidos en todas las categorías o estratos deberá ser, por lo menos, igual al número dado por la tabla anterior.



- En los sectores heterogéneos, si es necesario medirlos, se tomará una proporción mayor de transformadores con relación al total de dicho sector.
- Del total de transformadores en cada categoría se tomará un porcentaje mayor o menor según sea la magnitud y homogeneidad de los estratos. El porcentaje que se tome de cada categoría será mayor en cuanto menos numerosos y más heterogéneos sean los estratos.

Nota : La homogeneidad de los estratos se asumirá en base a la pre-zonificación inicial, pero luego podrá ajustarse de acuerdo a los resultados que se vayan obteniendo de las investigaciones.

c) Número y selección de puntos de medida.

Para este estudio se diferenciará entre "sitio de medida" y "tramo de medida".

- Sitio de medida, es el lugar físico donde puede colocarse un operador a efectuar la medición (por ejemplo, un cruce o un poste).

- Tramo de medida, es cada una de las ramificaciones o derivaciones que llegan o que salen del sitio de medida (no se incluyen las acometidas).

Es de gran importancia la selección de los Sitios de Medida, pues se deben obtener datos suficientes para trazar las curvas. Debe buscarse que incluyan el máximo número de tramos de medida, pero en tal forma que aparezcan valores adecuadamente distribuidos a lo largo del intervalo entre 1 y 60 ó más consumidores, al reunir todos los datos de una misma categoría de consumo.

Para que todos los datos sean confiables, deben obtenerse varias medidas alrededor de un mismo número de consumidores, de manera que los valores que se adopten sean estadísticamente valederos.

Debe notarse que mientras menor sea el tamaño del grupo de consumidores, mayor debe ser el número de medidas para lograr igual grado de confiabilidad estadística.

d) Número de acometidas.

Como norma general se debe tomar el máximo número de acometidas posible. Sin embargo, se deberán medir como mínimo un 10% de las acometidas de cada transformador seleccionado.

3.5.3. ELABORACION DEL DIAGRAMA DEL CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR A MEDIR.

Una vez elegido un transformador a medir, es necesario elaborar el diagrama del circuito correspondiente. En este diagrama unifilar se deben indicar todas las acometidas del transformador en referencia, clasificándolas por tipo de consumo y anotando la fase respectiva a la cual se encuentran conectadas.

- a. Si todas las acometidas de algún ramal son monofásicas (fase y neutro), los datos obtenidos de las medidas son:
  1. Si el sistema es monofásico trifilar se tienen valores para el total de acometidas de cada fase y para el total de las dos fases.
  2. Si el sistema es trifásico trefilar, se tienen valores para el total de acometidas de cada fase, para el total de las tres fases y para el total de acometidas resultantes de las combinaciones de las tres fases tomadas de dos en dos.
  
- b. Si las acometidas de un ramal no son exclusivamente monofásicas a dos hilos para un mismo tipo de consumo, los datos obtenidos de las mediciones son para el total de acometidas de las fases correspondientes.

Asimismo, en el diagrama del circuito del transformador a medir es necesario indicar las cargas especiales -

existentes en el mismo. También deben medirse las cargas especiales con el objeto de descontarlas en el análisis respectivo y tener así zonas de consumo homogéneas.

Como carga especial se entiende aquella que por las características de la acometida o por el consumo se aparta fundamentalmente de las demás existentes en el circuito respectivo.

Se puede presentar el caso de una acometida que alimenta un edificio de apartamentos que está tomada directamente de la red secundaria. En este caso, el número de suscriptores que debe tenerse en cuenta para el análisis es igual al número de apartamentos servidos por la acometida en consideración. A este respecto, debe observarse que lo importante es obtener datos de carga por consumidor servido, que esté efectivamente conectado a la red en el momento de efectuar las medidas.

#### 3.5.4. PROGRAMACION DE LAS MEDICIONES.

Se tomarán medidas en sitios diferentes de la red de distribución y de acometidas individuales, para períodos de tiempo que incluyan ampliamente el lapso de duración de la carga pico.

Para poder computar el número de acometidas por

fase en concurrencia de acometidas monofásicas con acometidas bifásicas ( trifilares: fase-fase neutro o bifilares: fase-fase) y trifásicas debe evaluarse media acometida - ( 0,5 ) de cada fase en el caso de acometidas bifásicas y un tercio ( 0, 33) de acometida en cada fase en el caso de acometidas trifásicas. En tal forma no se altera el número real de acometidas y se carga cada fase en un valor adecuado en función de la hipótesis de equilibrio de consumo de las acometidas bifásicas y trifásicas contadas. Obtenido el número exacto de acometidas por fase y por tramo, debe aproximarse al entero mas próximo superior.

Las medidas se deberán tomar en un período en el que queden incluidas las demandas pico en el sector correspondiente, de acuerdo a los criterios vistos en el Apartado 3.4.1. y 3.4.2. - B. Para carga residencial este período se considera generalmente entre las 18.00 y las 20.00 horas.

En el momento de la medición se deberá verificar si todos los abonados considerados en el tramo de medida potencialmente disponen del servicio; en caso contrario - si se encuentran locales vacíos o suscriptores a los cuales la Empresa Eléctrica les haya suspendido el suministro de energía -, debe anotarse la ubicación respectiva, para disminuirlos al efectuar el análisis de la demanda diversificada.

Teniendo en cuenta la naturaleza y objetivo de las mediciones, estas deben realizarse en circuitos cuya distribución sea exclusivamente radial. Si se encuentran transformadores en paralelo o en anillo que sea necesario medir, los circuitos de estos transformadores deberán medirse tomando en cuenta la magnitud y sentido de la corriente en cada tramo o caso contrario, se deberán abrir previamente, para poder obtener valores representativos.

En los sistemas de distribución existen cargas que, por su magnitud, requieren transformadores independientes, los que generalmente se denominan como particulares. Para efectuar el análisis correcto de los alimentadores primarios, además de las medidas en los transformadores de distribución, es necesario efectuar mediciones en estos transformadores particulares y en la cantidad que sea conveniente para obtener los estimativos adecuados de las cargas especiales servidas por tales transformadores. Asimismo, deben efectuarse mediciones en los alimentadores primarios de los sistemas, cuando esto sea factible.

Los valores de demanda deberán ser anotados por el operador; y el resto de datos para la planilla adjunta en el Apéndice III.13 deberán ser llenados por el ingeniero encargado de las mediciones, en concordancia con las demás especificaciones descritas en este apartado.

### 3.5.5. OBSERVACIONES GENERALES

Para efectuar las mediciones directas sobre la red de distribución, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- La selección de los transformadores a medir debe hacerse entre aquellos en los cuales exista buen servicio y debe incluir todas las categorías de consumo discriminadas convenientemente.
- En cuanto sea posible, deben medirse transformadores que alimenten un solo tipo de consumo.
- La selección de los sitios y tramos de medida para los diferentes transformadores, debe hacerse de tal manera que se obtengan, para cada tipo de consumo, demandas máximas promedio por grupo de consumidores, que permitan dibujar la característica de demanda máxima diversificada vs. número de abonados. Esto es, se debe tener un gran número de puntos en todas las zonas.
- Para cada una de las acometidas medidas debe efectuarse el censo de la carga conectada, de acuerdo al Apéndice III.2.
- Para obtener resultados correctos de las medicio-

nes es necesario disponer de aparatos de medida convenientemente calibrados. Asimismo, cuando el número de transformadores a medir lo requiere, deben calibrarse los aparatos de medida frecuentemente.

- Para efectuar el análisis de las mediciones en forma correcta es necesaria la sincronización de los relojes de todo el personal que interviene en las mediciones.

\*\*\*\*\*

#### REFERENCIAS:

-45-

- Distribution Systems - Westinghouse, 1965
- Comparación de Demandas de Diseño, en sistemas Eléctricos de Distribución.- Aplicación al Area Urbana de Guate - tesis de grado, EPR, 1959.
- NEA - Bulletin 161-9. Guide for Making Current Measurements on Rural Distribution Systems.
- Enriquez Harper, G. - Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, - Tomo II, 1965.
- ICEL - Normas para Sistemas de Sub-Transmisión y Distribución.- Investigaciones, Procedimientos, Inventarios y mediciones, 1958.



## **CAPITULO IV**

### **ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DE LA CARGA EN LOS SECTORES POPULARES**

## CAPITULO IV

### ESTUDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA EN SECTORES POPULARES.

#### 4.1. MEMORIA TÉCNICA DE LAS MEDICIONES.

##### 4.1.1. Planeación de las Mediciones.

La tarea previa para iniciar en este estudio fue la de determinar sectores populares representativos, dentro del área urbana de Quito. Para ello, se realizó la observación directa de diversos lugares (en especial al sur de la ciudad) y la selección definitiva se concretó en base a las siguientes consideraciones :

- Sectores populares de abonos residenciales (tipo C según las normas de la EEO. S.A.)
- Zonas de consumidores homogéneos
- Redes secundarias apropiadas para la medición (rútales o banquerías)
- Sectores de asentamiento poblacional no menor a 4 o 5 años.

De esta manera, los sectores escogidos para el estudio fueron :

- Urbanización Santiago I
- Urbanización Santiago II
- Ciudadela los Arraques.

Las principales características físicas y técnicas que presentan tales sectores, se resumen en la Tabla 4.1.

#### 4.1.2. SELECCION DE LA MUESTRA

Puesto que el número total de transformadores a medir, es menor a 30 (ver Apartado 3.5.), se debieron considerar todos ellos para la medición. En consecuencia,

- Número de transformadores a medir:

Santiago I	4	transformadores
Santiago II	3	"
Los Arrayanes	<u>6</u>	"
TOTAL:	13	transformadores

- Número y Selección de Puntos de Medida:

Sitios de Medida: Las salidas secundarias de los trece transformadores utilizarán la siguiente nomenclatura:

Para Santiago I : CT - 01 a CT - 04

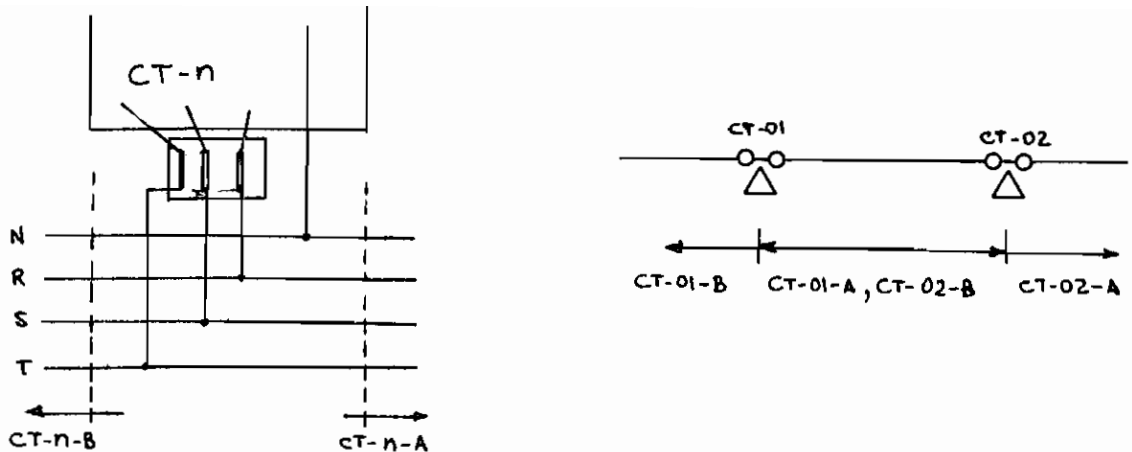
Para Santiago II : CT - 05 a CT - 07

Para los Arrayanes: CT - 08 a CT - 13

Tramos de Medida: Debido a que las redes secundarias unen transformadores en banco, en los tres sectores, fueron previstas mediciones en los dos lados de la salida secundaria de cada transformador, de acuerdo a la siguiente nomenclatura:

TABLA 4.1. CARACTERISTICAS FISICAS Y ELECTRICAS DE LOS SECTORES DE ESTUDIO.

#	CARACTERISTICA	URB. SANTIAGO I	URB. SANTIAGO II	COLA. LOS ARRAYANES
1	Ubicación (sector)	41 - Harcopamba	41 - Harcopamba	47 - San Bartolo
2	Area/lote, promedio	200 m <sup>2</sup>	200 m <sup>2</sup>	135 m <sup>2</sup>
3	frente mínimo/lote, Promedio	10 m	10 m	9 m
4	Asentamiento	5 años	5 años	4 años
5	Zona Tipo	RS - C, RS - D	RS - C, RS - D	RS - C, RS - D
6	Vivienda Tipo	Bifamiliar Pareada	Bifamiliar Continua	Bifamiliar Pareada
7	Usuario Tipo	U	D	U
8	Subestación de Abastecimiento	Subestación 3	Subestación 3	Subestación Epitola-china
9	Alimentador Primario	U	U	A
10	Nivel de Tensión	6,3 kv	6,3 kv	22 kv
11	Circuito Secundario	3Ø + N + P	3Ø + N + P	3Ø + N + P
12	Nivel de Tensión	210/121	210/121	210/121
13	n. Transformadores de Dist.		3	6
14	Alumbrado Público	P=125 41 v=220V Vapor de Mercurio	P=125 41 v=220V Vapor de Mercurio	P=125 41 v=220V Vapor de Mercurio
15	Ventanilla de Pago	12	12	12
16	SERIE	712	712	714



De esta manera, cada tramo quedó bien definido; si se trató de un tramo correspondiente a un circuito propio del transformador, la denominación se hizo con referencia al lado del transformador, en que el circuito forma su alimentación, como CT-01-B, en la figura. Si se trató de un tramo correspondiente a un circuito mutuo entre dos transformadores, la denominación se hizo con referencia a los puntos de los transformadores entre los que toma su alimentación el circuito, como CT-01-A, CT-02-B.

En consecuencia, se presentaron en el total diecisiete tramos de medida, en los tres sectores.

- **Número de acometidas:** Se contabilizaron todas las acometidas por fase en cada poste y en todos los tramos de los tres sectores, así como todas las acometidas domiciliarias (monofásicas, bifásicas) en la misma secuencia anterior.

Es de notar que en estos sectores se constató que

una acometida domiciliaria alimenta a uno o más medidores (especialmente en Santiago I y II), por lo que se hizo necesario contabilizar el número de medidores de cada acometida.

- Número de abonados : corresponde al número de medidores contabilizados.

#### 4.1.3. ELABORACION DE DIAGRAMAS.

Se elaboraron con anterioridad a las mediciones los diagramas de Alimentador Primario, Circuito Secundario, Alumbrado Público y, acometidas y Número de Abonados, en base a la observación directa de las correspondientes redes de cada sector. Posteriormente, en la fecha en que se efectuaron las mediciones se realizaron las respectivas correcciones a los valores del plano de Acometidas y Número de Abonados (que no varió mayormente del inicial).

#### 4.1.4. PROGRAMACION DE LAS MEDICIONES.

- Clase de medición : Para este estudio, se aplicó la medición tipo medición en el sitio de la carga (apartado 3.3.1), mediante el empleo de pinzas voltamperímetros tipo CTM y en caso a mediciones simultáneas en los trece sitios de medida en los tres sectores.

- **Tiempos de Medición:** De los datos de registro de carga a nivel de subestaciones (Subestaciones Dos, Epiciachina y Tres) de la E.S.S.A. y de mediciones de carga a nivel de primarios efectuadas por la misma empresa (ver Apéndice IV), se determinó como día de máxima demanda, el intervalo Lunes - Viernes de cada semana, por lo que se fijó la medición para el día Viernes 5 de Junio de 1961.

**Período:** De la tabla 3.3.2. se determinó (y se puede observar) que las horas de demanda máxima oscilan entre las 16:15 y 19:45 (6:15 y 7:45 p.m.), por lo que este lapso se consideró como período para las mediciones. **Intervalo:** Se adoptó un intervalo de 15 minutos en concordancia con lo estipulado por las Normas de la E.S.S.A. y lo expuesto en el apartado 3.3.2.0.

#### 4.1.5. RESULTADOS OBTENIDOS.

En la tabla 4.1. se resumen los datos obtenidos de las mediciones de Campo efectuadas en los tres sectores de estudio, así como ciertas correlaciones entre estos valores, con miras a obtener resultados más evidentes.

Los datos agrupados en esta tabla se resumen así:

TABLA 4.2. RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS MEDICIONES DE CAMPO

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
TRAMO	FASE	N. TOTAL (A)	T. Min. Total	P. Lum.	C <sub>AD</sub> (kW)	C <sub>AD</sub> (kW)	P. AC	P. AB	S <sub>W</sub> /P <sub>AD</sub> (kW/ab)
CT-01-A	R	13	1,966	9	0,562	1,382	9	12	0,12
	S	21	2,268	0	0	2,268	0	19	0,12
	T	12	1,296	0	0	1,296	5	12	0,11
	Total	46	5,530	9	0,562	4,946	14	43	0,12
CT-01-B	R	63	7,02	12	0,75	6,27	9	19	0,33
	S	48	7,366	0	0	7,366	12	29	0,29
	T	22,5	2,43	13(P-1)	0,813	1,617	11	22	0,07
	Total	133,5	16,796	25	1,563	15,251	32	66	0,23
CT-02-A	R	13	1,406	4	0,25	1,154	3	9	0,23
	S	30	3,24	12(P-2)	0,75	2,49	3	5	0,30
	T	19,5	2,106	0	0	2,106	2	4	0,55
	Total	62,5	6,75	16	1,0	5,75	8	18	0,41
CT-02-B	R	33	3,364	6	0,5	3,064	4	8	0,36
	S	25	2,7	0	0	2,7	3	6	0,65
	T	17	1,036	4	0,5	1,336	4	7	0,19
	Total	75	6,1	10	1,0	5,5	11	21	0,34
CT-03-A	R	96	10,368	24	3,0	7,368	12	20	0,26
	S	148	15,784	12(P-3)+12	3,0	12,784	20	46	0,28
	T	107	11,336	0 (P-4)	0	11,336	16	37	0,31
	Total	351	37,488	36	6,0	31,488	48	103	0,29
CT-03-B	R	19	2,034	0	0	2,034	5	12	0,30
	S	37	3,996	23	2,5425	2,4535	4	19	0,13
	T	29	3,132	0	0,5	2,632	7	16	0,16
	Total	85	9,162	23	3,0425	7,1195	16	37	0,39
CT-03-C	R	12	1,296	0	0	1,296	15	25	0,05
	S	39	10,672	0	0	10,672	19	51	0,34
	T	43	4,66	10	0,625	4,035	10	29	0,19
	Total	94	16,628	10	0,625	16,023	32	85	0,19
CT-04-A	R	39	4,212	0	0	4,212	9	16	0,26
	S	33	3,78	0	0	3,78	12	22	0,17
	T	42	4,336	3	0,3125	4,0235	0	13	0,28
	Total	114	12,326	3	0,3125	12,2695	29	51	0,23
CT-04-B	R	4	0,432	0	0	0,432	2	2	0,22
	S	4	0,432	0	0	0,432	2	1	0,47
	T	6	0,648	2	0,225	0,423	1	1	0,32
	Total	14	1,512	2	0,225	1,287	5	4	0,35
CT-04-C	R	30	3,24	6	0,375	2,865	6	6	0,40
	S	17	2,034	0	0	2,034	10	10	0,21
	T	22	2,376	6(P-6)	0,375	2,0	11	13	0,15
	Total	71	7,644	12	0,75	6,917	20	29	0,24
CT-04-D	R	22	2,376	4	0,25	2,126	10	10	0,21
	S	74	7,992	0	0	7,992	16	16	0,30
	T	42	4,336	0	0	4,336	16	16	0,26
	Total	138	14,704	4	0,25	14,454	42	42	0,25
CT-04-E	R	29	7,172	3	0,1075	2,9445	9	10	0,29
	S	21	2,160	7(P-09)	0,4375	1,0305	14	14	0,13
	T	20	2,16	0	0	2,16	13	17	0,17
	Total	70	7,96	10	0,475	4,935	26	37	0,19
CT-05-A	R	31	3,366	3	0,3125	3,0535	9	10	0,30
	S	35	3,78	0	0	3,78	17	23	0,29
	T	42	4,336	14(P-13)	0,875	3,461	13	13	0,28
	Total	108	11,482	17	1,1875	10,6745	29	36	0,29
CT-05-B	R	49	5,292	9	0,5625	4,7295	12	12	0,39
	S	123	13,6	0	0	13,6	22	24	0,37
	T	37	3,724	6	0	3,724	10	19	0,26
	Total	209	22,616	15	0,5625	21,0735	34	35	0,43
CT-05-C	R	71	7,464	19	1,1675	6,2965	29	25	0,24
	S	38	4,266	0	0	4,266	27	39	0,16
	T	39	4,372	13(P-11)	0,8125	3,5595	26	37	0,13
	Total	148	16,102	32	2,0	14,122	82	99	0,16
CT-05-D	R	19	2,032	7	0,1075	1,9245	5	5	0,37
	S	19	1,944	0	0	1,944	6	6	0,32
	T	18	1,944	0	0	1,944	6	6	0,32
	Total	56	5,92	7	0,1075	5,7525	17	17	0,34
CT-05-E	R	20	2,16	7	0,1075	1,9725	4	4	0,49
	S	16	1,944	0	0	1,944	9	9	0,22
	T	20	1,296	10	0,625	0,671	9	9	0,07
	Total	56	5,4	17	0,8125	4,5875	22	22	0,21



Columna (1) : Tramo considerado

Columna (2) : Fase respectiva y total de las tres fase -  
(TOT), para cada tramo.

Columna (3) : Módulo del total de la corriente de fase que absorbe el tramo. Para un circuito "propio" del transformador,  $I_{TOT}$  es la corriente medida en el lado en que el circuito se alimenta del transformador. Para un circuito "mutuo",  $I_{TOT}$  es la suma de las contribuciones de cada uno de los lados de los transformadores que alimentan el circuito (ver en detalle, Apéndice V, considerando los valores máximos).

Columna (4) : Demanda diversificada total

$$D_{div\ TOT} = |V_{f-n}| |I_{TOT}| \cos \phi$$

donde  $V$  es el módulo del voltaje fase - neutro promedio - del circuito (120V);  $\cos \phi$  es el factor de potencia, asumido 0,9 (del Apéndice IV)

Columna (5) : Total de luminarias en funcionamiento por fase. Se han contabilizado todas las conexiones de luminarias a las fases en cada tramo. Asimismo todas las luminarias conectadas a cada hilo piloto. Para no incurrir en error, se ha distribuido la mitad de la potencia nominal de cada luminaria a la fase y la otra mitad al hilo piloto. La carga del hilo piloto se considera en el tramo y fase en el que éste toma su alimentación.

Columna (6) : Demanda por concepto de alumbrado público, - por tramo y fase.

$$D_{AP} (6) = W.LOH (5) \times 0,075 K\# \quad (4.1.)$$

Columna (7) : Demanda diversificada por concepto de abonados :

$$D_{div AB} (7) = D_{TOT} (4) - D_{AP} (6) \quad (4.2.)$$

Columna (8) : Número de acometidas por fase (ver en detalle Apéndice VI)

Columna (9) : número de abonados por fase, obtenido de la relación :

$$F. AB (9) = F. AC (8) \times \frac{\text{Total de abonados}}{\text{Total de acometidas}} \quad (4.3.)$$

Columna (10): Demanda diversificada por abonados:

$$D_{div/AB} = \frac{D_{div AB} (7)}{F. AB (9)} \quad (4.4.)$$

#### 4.2. DETERMINACION DE LA CARACTERISTICA $D_{div/AB}$ vs. #. de ABONADOS.

##### 4.2.1. TENDENCIA.

De los valores de  $D_{div/AB}$  obtenidos en la Tabla 4.2. se han escogido los máximos de cada número de abonados. Ordenando estos valores, se observa que decrecen conforme aumenta el número de abonados, lo cual ha inducido a seleccionar tres tendencias que decrecen exponencialmente:

I Curva Exponencial de la forma  $Y = ae^{-bX}$  (4.5.)

II Curva Logarítmica de la forma  $Y = a + b \ln (X)$  (4.6.)

III Curva Potencial de la forma  $Y = aX^b$  (4.7.)

4.2.2. AJUSTE.

Las formas ecuacionales seleccionadas han sido ajustadas a los valores de  $\log Y / \log X$  de la Tabla 4.2. mencionados anteriormente mediante el método de regresión lineal, obteniéndose los resultados que se indican en la Tabla 4.3.

4.2.3. DISPERSION.

Hallando valores calculados para los números de abonados que presentan también valores medidos y hallando la varianza y desviación estándar para cada tendencia (ver detalle en Apéndice VII), se obtiene:

TABLA 4.3. Selección de la tendencia adecuada.

TENDENCIA	AJUSTE		DISPERSION	
	a	b	$S^2$	S
$Y = aX^{bX}$	0,341	-0,103	0,002	0,045
$Y = a + b \ln X$	0,477	-0,051	0,008	0,089
$Y = a X^b$	0,489	-0,154	0,005	0,070

En consecuencia, la tendencia  $Y = 0,477 - 0,051 \ln(X)$

(4.6'.)

Se ajusta mejor a los datos medidos; sin embargo y sin cometer mayor error, se puede emplear la tendencia

$$Y = 0,489 X^{-0,154} \quad (4.7'.)$$

que tiene casi la misma dispersión que la anterior. Se optará por esta segunda, ya que presenta una expresión más manejable para el cálculo general de otras características.

La fig 4.1. indica estas tres tendencias en el diagrama de esparcimiento de los datos.

La fig 4.2. indica la tendencia (4.7'.) por separado.

#### 4.3. DETERMINACION DE LA CARACTERISTICA CRECIMIENTO DE LA CARGA VS. TIEMPO. (\*)

Debido a la falta de un registro histórico de la demanda, no se disponen de datos que permitan la determinación concreta de esta característica. Sin embargo, el registro histórico del consumo es un indicador directo del crecimiento que experimenta la demanda en estos sectores; si se considera que las costumbres de los usuarios y las condiciones de medio ambiente no han variado notablemente de un tiempo a esta parte.

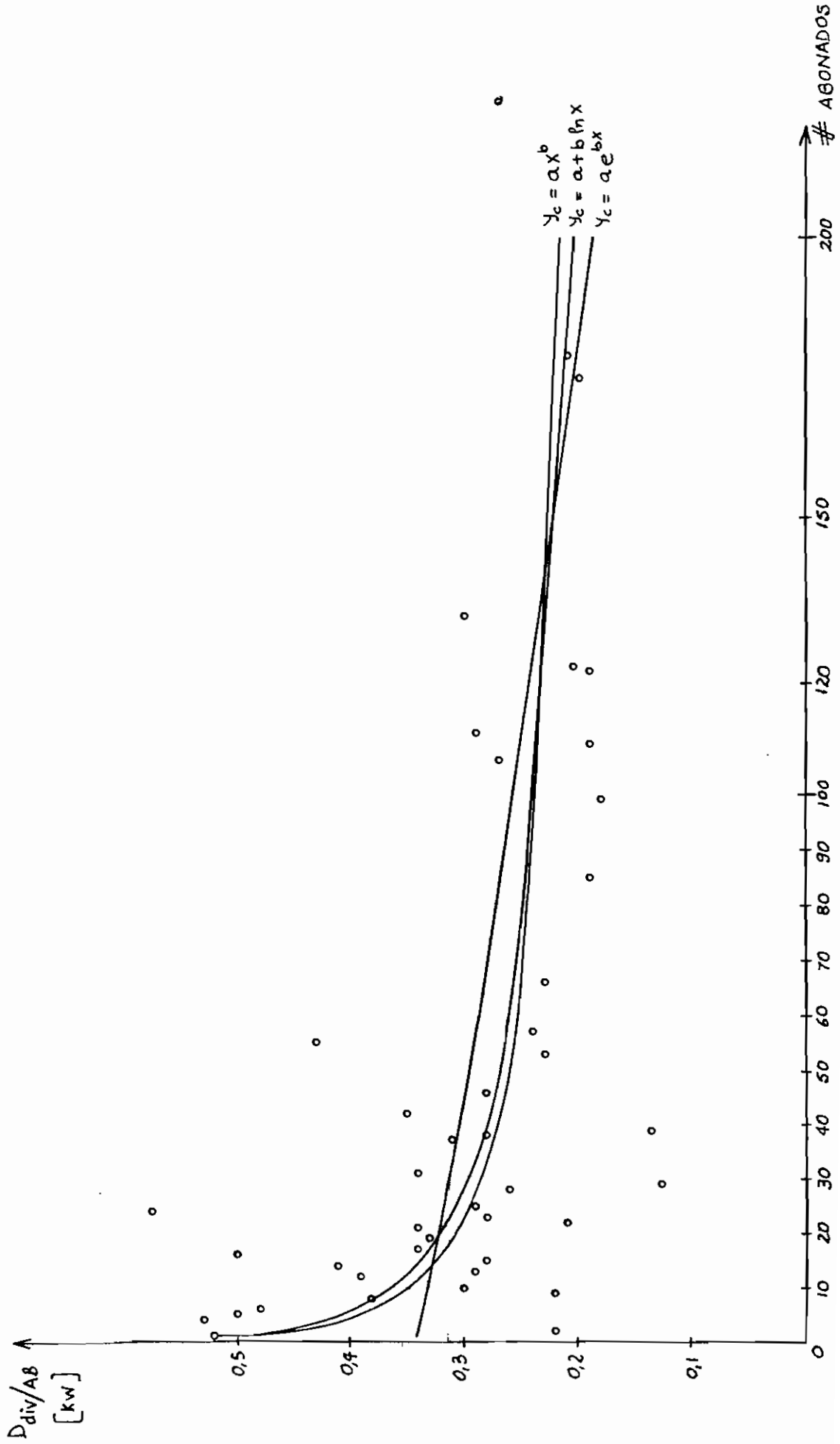
El crecimiento del consumo tiene dos partes:

- Crecimiento del Número de Consumidores: Estos sec-

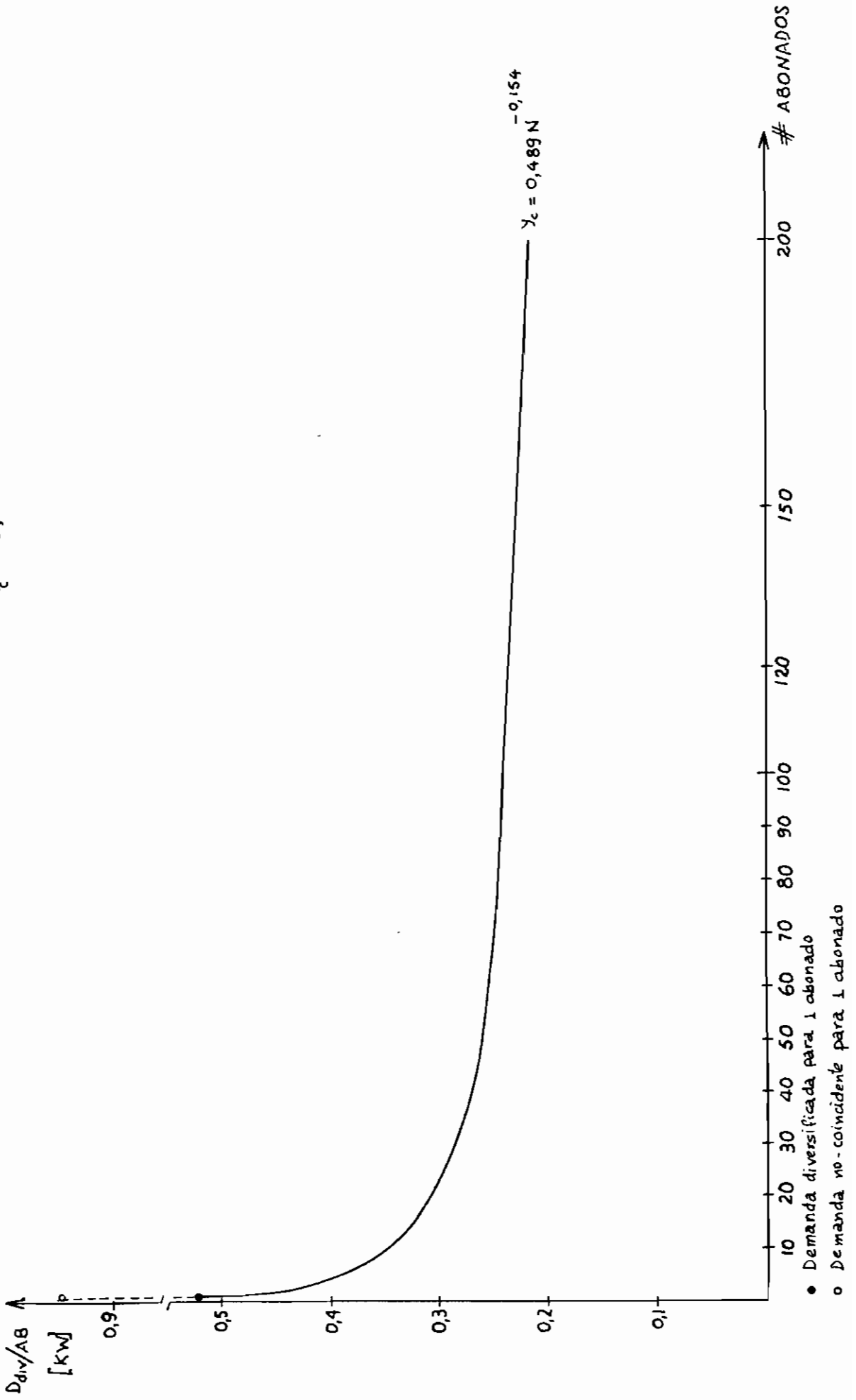
---

(\*) Este punto no entra en el contenido de la Tesis, pero se lo presenta con carácter informativo.

fig. 4.1. DIAGRAMA DE ESPARCIMIENTO DE DATOS Y CURVAS DE TENDENCIA.



4.2. CURVA DE DEMANDA DIVERSIFICADA UNITARIA POR NUMERO DE  
 ABONADOS, DE ACUERDO AL AJUSTE  $\gamma_c = 0,489 N^{-0,154}$



tores presentan un alto índice de crecimiento horizontal y crecimiento vertical (Apartado 2.3). Los datos correspondientes se han obtenido de la observación de los totales de abonados por ventanilla, en cada año (ver Apéndice VIII).

- Crecimiento Propio del Consumo: Los datos se han obtenido de la observación y rastreo del consumo de un mismo grupo de abonados, durante cada uno de los años precedentes (ver Apéndice VIII).

Los resultados se resumen a continuación :

Crecimiento anual de consumidores: Santiago I y II empieza a saturarse, mientras que los Arrayanes comienzan su etapa de expansión.

Crecimiento anual de consumo: Santiago I y II casi no demuestran incremento; los Arrayanes tienen un TI de 18, 1%

Expresión del crecimiento :  $D \div (1 + TI)^n$

#### 4.4. DETERMINACION DE OTRAS CARACTERISTICAS.

##### 4.4.1. FACTORES DE DIVERSIFICACION Y COINCIDENCIA.

Si se consideran iguales las demandas individuales no coincidentes, entonces la ec (2.5) queda :

$$F_{div} (N) = \frac{N D_i}{D_{1+2+\dots+N}}$$

ó escrito de otra manera

$$F_{div} (N) = \frac{D_i}{\frac{D_{div}}{N}} \quad (4.8.)$$

entonces, el denominador corresponde a la expresión(4.7')  
luego.

$$F_{div} (N) = \frac{0,95}{0,49 N^{-0,154}}$$

$$F_{div} (N) = 1,94 N^{0,154} \quad (*) \quad (4.9.)$$

y el Factor de Coincidencia, de acuerdo a la ec(2.6.) será

$$F_{coin}(N) = 0,52 N^{-0,154} \quad (*) \quad (4.10.)$$

#### 4.4.2. CARGA CONECTADA

De los resultados de la encuesta de carga conectada realizada a los sectores de estudio (ver Apéndice IX) se determina :

$$C_{con} = 3,06 \text{ KW} \quad (4.11.)$$

#### 4.4.3. FACTOR DE DEMANDA

---

(\*) Exceptuando para un abonado, ya que en este caso se considerará como una carga puntual de valor  $D_{div} = 0,95 \text{ KW}$ , luego  $F_{div} = F_{coin} = 1$



De la aplicación de las ec. (2.3.) y (4.11) se obtiene :

$$F_{dem} = 0,31 \quad (4.12.)$$

#### 4.4.4. FACTOR DE PTEENCIA.

De la observación de los resultados, a nivel de alimentador primario (Apéndice IV), se tiene

$$F.p. = 0,9 \quad (4.13.)$$

#### 4.4.5. DEMANDA MEDIA.

Del promedio de consumo mensual para el mes de las mediciones y, de la aplicación de la ec (2.7), se tiene

$$\bar{D} = \frac{120 \text{ kWh/Año}}{\text{mes}} \times \frac{1 \text{ mes}}{720 \text{ h}} = 0,167 \text{ K} \quad (4.14)$$

#### 4.4.6. FACTOR DE CAPCA.

Aplicando las ec (2.4.) y (4.14) se tiene

$$F_c = 0,32$$

\*\*\*\*\*

---

NOTA : Para  $F_{dem}$  se empleó la demanda máxima no coincidente para un abonado (0,95 K#).

REFERENCIAS:

- SHAU, CRAT. Estadística para Economistas y Administradores de Empresas, 1.970.
- INCECEL. Determinación de Parámetros de Carga para Diseño de Redes de Distribución Rural, 1.981.
- EEO S.A. Facturación por Cargos de Consumo de Energía, 1.977 - 1.981.
- EEO S.A. Análisis de Cargas de Subestaciones, 1.980 - 1.981.
- EEO S.A. Mediciones Eléctricas Directas sobre la Red Secundaria de Distribución, Junio 1.981.
- IGA. Plano de Sectorización de la ciudad de Quito, 1.975.
- IMQ, PDUQ. Regularización de Densidades. Tipos y Altura de Edificios. Zonificación. 1.973.
- IMQ, PDUQ. Tabulación del Reglamento de Zonificación, 1.973.
- HEWLETT-PACKARD. Programación Aplicada, 1.976.

## CAPITULO V

### COMPARACION Y AJUSTE A LOS METODOS USUALES DE ESTIMACION DE LA DEMANDA

## CAPITULO V

### COMPARACION Y AJUSTE A LOS METODOS USUALES DE ESTIMACION DE LA DEMANDA.

Las características reales de la carga, determinadas anteriormente para los Sectores Populares, serán a continuación empleadas para obtener la demanda diversificada unitaria, de acuerdo al procedimiento que contempla cada uno de los métodos de estimación enunciados durante este trabajo.

Tales valores serán definidos para algunos puntos importantes de la curva (como 1, 5, 10, 20, 50 y 100 abonados), con la finalidad de comparar su acercamiento a los datos reales y de ajustar su comportamiento, a una curva de tendencia. La comparación se realizará en base al cálculo del error relativo y el ajuste, mediante el método de Regresión Lineal.

#### 5.1. METODO PROBABILISTICO.

Si en la ec. (2.8.) se considera  $W = nW_1$ , la expresión se reduce a la siguiente :

$$D_{div} = \bar{D}_1 n + (D_1 - \bar{D}_1) \sqrt{n}$$

luego.  $D_{div} / AB = \bar{D}_1 + \frac{(D_1 - \bar{D}_1)}{\sqrt{n}}$

Así se tiene una expresión en función del número de abonados, n.

$$\text{Para : } \bar{D}_1 = 0,52 \text{ KW}$$

$$D_1 = 0,95 \text{ KW}$$

Se obtiene los valores de la Tabla 5.1., en la que se indica también el error respecto a los valores reales (\*)

TABLA 5.1.

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,95	0,71	0,66	0,62	0,50	0,56
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	0	75	84	98	120	140

Ajustando la ec. (4.7.) a estos valores calculados se tiene :

$$Y_0 = 0,656 n^{-0,023} \quad (5.1.)$$

## 5.2. METODOS GRAFICOS EN BASE AL PROMEDIO DE DEMANDA DIVERSIFICADA POR CONSUMIDOR.

Artefacto	Saturación	FVH (METODO A)
Alumbrado y Electrod.	0,7	1,0
Refrigeradora	0,63	0,95
Calentador de agua	0,20	0,15

se tiene :

(\*) Valores reales de  $D_{div}/AB$ , de acuerdo al ajuste de la ec. (4.7.)

### 5.2.1. METODO A

TABLA 5.2.

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,76	0,40	0,30	0,26	0,22	0,20
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	- 20	- 2	- 17	- 10	- 15	- 13

y el ajuste es :  $Y_c = 0,699 n^{-0,292}$  (5.1.)

### 5.2.2. METODO B

TABLA 5.3.

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,81	0,53	0,44	0,4	0,30	0,26
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	- 15	29	22	29	46	57

y el ajuste es :  $Y_c = 0,841 n^{-0,136}$  (5.2.)

### 5.3. METODO PRACTICO (BASES AL FACTOR DE DEJARRA)

Dato :  $C_{COIN} = 3,06$  %

$F_{de} = 0,31$

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$Y_{COIN}$	1,0	0,81	0,73	0,67	0,56	0,50

(De acuerdo a la ec. 4.10); se tiene :

TABLA 5.4.

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,95	0,39	0,34	0,31	0,27	0,25
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	0	5	6	0	4	9

y el ajuste es :  $0,750 n^{-0,273}$

#### 5.4. METODOS EN BASE A LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MAXIMA Y LOS KWH CONSUMIDOS.

Para un consumo promedio de 120 KWH/mes/abonado, se tiene :

##### 5.4.1. I FORMA.

TABLA 5.5

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	1,1	0,77	0,6	0,48	0,40	0,37
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	16	88	67	55	54	61

y el ajuste es :  $Y_c = 1,1 n^{-0,249}$

##### 5.4.2. II FORMA.

TABLA 5.6.

#. Ab.	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,95	0,76	0,65	0,6	0,52	0,46
$D_{div}/AB(*)$	0,95	0,41	0,36	0,31	0,26	0,23
Error (%)	0	85	81	94	100	100

y el ajuste es :  $Y_c = 0,956 N^{-0,158}$

5.5. MÉTODO EN BASE A LA DEMANDA MÁXIMA UNITARIA.

Para las cargas típicas que utiliza este método para abonados tipo D (Apéndice II.5) y los valores de la Encuesta de Carga Conectada (Apéndice IX), se obtienen :

TABLA 5.7.

ARTEFACTO	CANT.	P Nom (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
Puntos Alum.	100	100	1000	1000	40	400
Sartén	1	600	27	162	5	8
Radio	1	100	100	100	80	80
Plancha	1	600	100	600	30	180
Televisor	1	250	100	250	90	225
Tocadiscos	1	100	77	100	70	70
				<u>2212</u>		<u>963</u>



Aplicando la ec. (4.9.) se obtienen los datos del  $F_{div}$  :

$\theta$ . AB	1	5	10	20	50	100
$F_{div}$	1	2,49	2,77	3,08	3,54	3,94

los cuales, aplicados a la DDU, dan los siguientes valores:

TABLA 5.8.

$\theta$ . AB	1	5	10	20	50	100
$D_{div}/AB$	0,96	0,38	0,35	0,31	0,27	0,24
$D_{div}/AB(*)$	0,25	0,41	0,36	0,31	0,25	0,23
Error (%)	4	- 7	- 2	0	4	4

El ajuste es :  $Y_c = 0,762 n^{-0,284}$

\*\*\*\*\*

**CAPITULO VI**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los valores de Demanda Diversificada Unitaria han sido obtenidos para el mes de junio; para obtener la demanda máxima de diseño, se deberán proyectar al mes de diciembre. Sin embargo, de las consideraciones del Apartado 4.3. y de las observaciones respecto al Apéndice VIII, se deduce que el crecimiento de la demanda es casi despreciable (junio-diciembre de cada año).

La medición tipo Inspección en el Punto de Carga, planificada en la forma como se hizo en este trabajo, y añadiendo otros datos adicionales (como el factor de potencia), puede ser convenientemente utilizada para fines de estudios de demanda de diseño, ya que es la más económica.

La clasificación de los tipos de abonados utilizada por la EEL S.A. puede pecar de ambigüedad, ya que si se considera el área y frente del lote mínimos, se obtiene una zona tipo, mientras que si se verifica en el "Plano de Regulación de Usos, Tipos y Altura de Edificios, Zonificación", del Municipio de Quito, puede obtenerse otra zona tipo. Este caso se presentó en los sectores de estudio del presente trabajo, así, de acuerdo a las dimensiones de los lotes se tiene zonas tipo R.50 y R.50 (Tabla 4.1), en tanto que el plano refe-

rido anteriormente determina que sean zonas tipo B.4B y B.4C lo que de acuerdo a la Empresa, se determinaría como abonados tipo B y C (Santiago y los Arrayanes), respectivamente.

Los factores de demanda y de carga son bajos en estos sectores, lo cual indica que estos abonados no utilizan mayoritariamente sus artefactos eléctricos (carga conectada a la hora de máxima demanda y en general durante todo el día).

De la comparación y ajuste a cada uno de los métodos realizada a partir de las características reales (Capítulo V) se obtienen las tendencias propias a las que influye el empleo de cada método en particular. Al respecto se tiene:

El Método Probabilístico no es adecuado utilizar de acuerdo a como se lo plantea, ya que está sobredimensionando sus parámetros, tendiendo como valor mínimo  $\bar{D}_1$  (0,32 kW) durante el intervalo de máxima demanda; si se considera este  $\bar{D}_1$  como la demanda media mensual o anual (0,167 kW), el error del método no excedería del 15%.

Los Métodos Gráficos en base a la Demanda Diversificada por Consumidor, contemplan menor sobredimensionamiento que el método anterior, pero tampoco son adecuados, ya que su tendencia de la diversificación de la carga es diferente a la que presentan estos sectores.

El Método de Frictión en base al Factor de Simultaneidad se presenta en el Apéndice en donde error si se opera con los factores de demanda y diversificación, reales (E. M. y E. L.), respectivamente). La tendencia y ajuste se aproximan a los reales las tendencias reales.

El ajuste en base a la relación entre la demanda máxima y los abonados, no se aplica, ya que el ajuste no se presenta así exactamente. Sin embargo, la expresión corregida, que resulta de los cálculos de aproximación a los reales, es la siguiente:

$$D_{div} = A \times B$$

$$A = N (0,7 + 0,7 N - 0,7 \sqrt{N^2 + 10})$$

$$B = 0,005925 (E)^{0,45}$$

Con su utilización, en el rango entre los 10 y los abonados, no se excederá en más del 9% de error en la estimación de la demanda.

El Método en base a la Demanda Máxima Unitaria no es adecuado para utilizarse de acuerdo a como se presenta; deberán modificarse el factor de diversificación, las cargas típicas, y observarse los factores de simultaneidad para cada tipo de aparato, y con este reconocimiento podrá aplicarse convenientemente, ya que contempla una tendencia similar a

la real.

En sí, ninguno de los métodos es aplicable tal como se presentan; sin embargo de haberse utilizado los parámetros reales, algunos de ellos no proporcionan tendencias similares a la real; esto posiblemente se debe a que los sistemas para los que fueron implementados satisfacen a cargas de comportamientos diferentes a las nuestras.

El adecuamiento de los métodos en base a la relación entre la demanda máxima y los kWh consumidos y, en base a la demanda máxima unitaria, debe efectuarse a partir de mediciones reales de demandas en sectores típicos representativos de cada categoría de abonados. Esto es prioritario en estos dos métodos, ya que han sido adoptados por las normas de diseño de redes de distribución del IEEE, I.E.E.E. y E.I.E.E., respectivamente.

Los factores de simultaneidad del método de I.E.E.E. y E.I.E.E., también deben ser fijados, ya que al momento de construir un parámetro a criterio del diseñador, una incorrecta selección (del C.F.) implicaría un gran error en la determinación de la demanda máxima unitaria.

En el método de I.E.E.E. el factor de simultaneidad de Distribución de Energía, y que en él se intenta hacer un estudio de demandas de sistema en un sector específico, pero,

finalmente se abordan las normas de la L.L. 1951. La clasificación se complementará con las recomendaciones y en su continuación se exponen.

Para la determinación de las características reales de la carga a partir de mediciones de campo en sectores típicos representativos de grupos de abonados residenciales en nuestro medio, tarea plenamente justificada por el margen de error y ambigüedad en que se encuentran los datos de estimación normalizados, se solicita igualmente al señor Director de Cooperación entre la L.L. S.A. y la U.E.; así, la U.E. se beneficiaría del conocimiento del comportamiento de las cargas residenciales, en tanto que la L.L. a través de sus estudiantes de Ingeniería Eléctrica aprovecharía de los ejemplos prácticos sobre estas investigaciones, auspiciados por la U.E. y la U.P. Los estudiantes por su parte a más de intervenir directamente en la realización de estas investigaciones, tendrían la oportunidad de conocer más de cerca la realidad eléctrica de quien solventa su formación profesional, el pueblo ecuatoriano.

Se recomienda desarrollar las siguientes Tesis de Tesis:

Clasificación de la ciudad de Quito por tipos y niveles de consumo.

Determinación de las características de la carga en sectores típicos de abonados residenciales, comerciales e

industriales de la ciudad de Quito.

El desarrollo de estos proyectos se realizaría - dentro del convenio expresado anteriormente, y permitiría optimizar la planificación de los sistemas de distribución de la ciudad de Quito.

\*\*\*\*\*



BIBLIOGRAFIA GENERAL

- LIBROS:

- WESTINGHOUSE. *Distribution Systems*, 1.965.
- ENRIQUEZ HARPER, G. *Lineas de Transmision y Redes de Distribucion de Potencia Eléctrica*, Tomo II, 1.980.
- SHAO, CHAT. *Estadística para Economistas y Administradores de Empresas*, 1.970.

- TESIS:

- CALVO, G. *Estudio de Demandas de Diseño, en Sistemas Eléctricos de Distribución.- Aplicación al Area Urbana de Quito*, EPH, 1.980.

- REPORTE:

- ICEL. *NORMAS PARA SISTEMAS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION. Investigaciones, Procedimientos, Inventarios y Mediciones*, 1.978.
- INECEL. *Determinación de Parámetros de Carga para Diseño de Redes de Distribución Rural*, 1.981.
- REA. *Bulletin 161-9. guide for Making Current Measurements on Rural Distribution Systems*.

- **NORMAS:**

- EEQ S.A. *Normas para Sistemas de Distribución, Parte A, Guía para Diseño, 1.978.*

- **ARCHIVOS, PLANILLAS Y MEDICIONES:**

- EEQ S.A. *Facturación por Cargos de Consumo de Energía, 1.977 - 1.981.*
- EEQ S.A. *Análisis de Cargas de Subestaciones, 1.980 - 1.981.*
- EEQ S.A. *Mediciones Eléctricas directas sobre la Red Secundaria de Distribución, Junio 1.981.*

**OTRAS REFERENCIAS:**

- IGM. *Plano de Sectorización de la Ciudad de Quito, 1.975.*
- IMQ, PDUQ. *Regularización de Densidades. Tipos y Altura de Edificios. Zonificación, 1.973.*
- IMQ, PDUQ. *Tabulación del Reglamento de Zonificación, 1.973.*
- HEWLETT-PACKARD. *Programación Aplicada, 1.976.*

**APENDICE I**  
**ALGUNAS DEFINICIONES COMPLEMENTARIAS**

## ALGUNAS DEFINICIONES COMPLEMENTARIAS.

### SISTEMA DE DISTRIBUCION :

" La parte del Sistema de Potencia, comprendida entre las barras de alta tensión de las subestaciones de distribución y los puntos de suministro de energía a los consumidores, en cuanto a los parámetros básicos y a la disposición de los elementos que determinan su configuración general para propósitos de operación en condiciones normales y emergentes."

### SUBESTACION DE DISTRIBUCION :

Dentro del Sistema de Potencia, es la instalación que incluye la recepción de las líneas de transmisión y subtransmisión, el transformador de reducción a alta tensión, la salida de las líneas primarias y los equipos asociados de protección, control y seccionamiento.

### RED DE DISTRIBUCION :

El conjunto de los elementos componentes del Sistema de Distribución : Conductores, aisladores, estructuras de soporte, canalizaciones y equipos.

**RED PRIMARIA :**

La parte de la Red de Distribución que opera a la tensión primaria del Sistema.

**ALIMENTADOR :**

La sección de la red primaria que se inicia en las barras de alta tensión de la Subestación de Distribución y que constituye, por su capacidad de transporte, la parte principal de la red.

**CENTRO DE TRANSFORMACION :**

La parte de la red primaria que comprende el transformador de distribución y sus elementos de protección.

**RED SECUNDARIA :**

La parte de la Red de Distribución que opera a la tensión secundaria del sistema o tensión de utilización.

**CIRCUITO SECUNDARIO :**

La sección de la red secundaria comprendida entre el centro de transformación y el extremo más alejado de la misma que recibe alimentación del transformador de dis

## **APENDICE II**

### **CURVAS Y VALORES DE LOS METODOS DE ESTIMACION DE LA DEMANDA**

tribución correspondiente, incluyendo los ramales derivados de puntos intermedios.

**DERIVACION O ACOMETIDA :**

La instalación que conecta un punto de la red de distribución a la carga del consumidor.

**CONSUMIDOR, USUARIO, ABOGADO O CLIENTE :**

Persona natural o jurídica que ha suscrito un convenio con la Empresa, para el suministro de energía eléctrica dentro de un establecimiento, edificio o local.

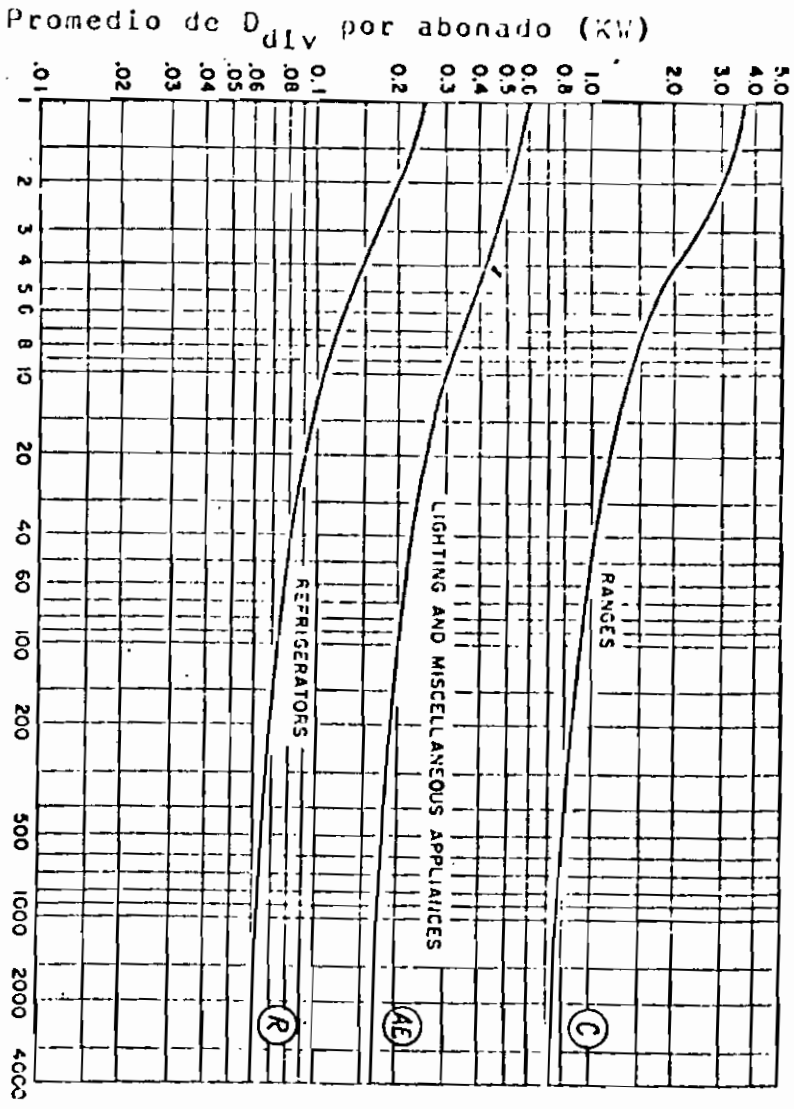
**RED DE ALUMBRADO PÚBLICO :**

La parte de la Red de Distribución que opera a la tensión secundaria del sistema y desde la cual se alimentan y controlan las luminarias para el alumbrado de vías y espacios de uso público.

**LUMINARIAS :**

El artefacto completo, constituido por la fuente luminosa (lámpara), receptáculo, reflectores, refractores y accesorios incorporados, que se utiliza para el alumbrado público.

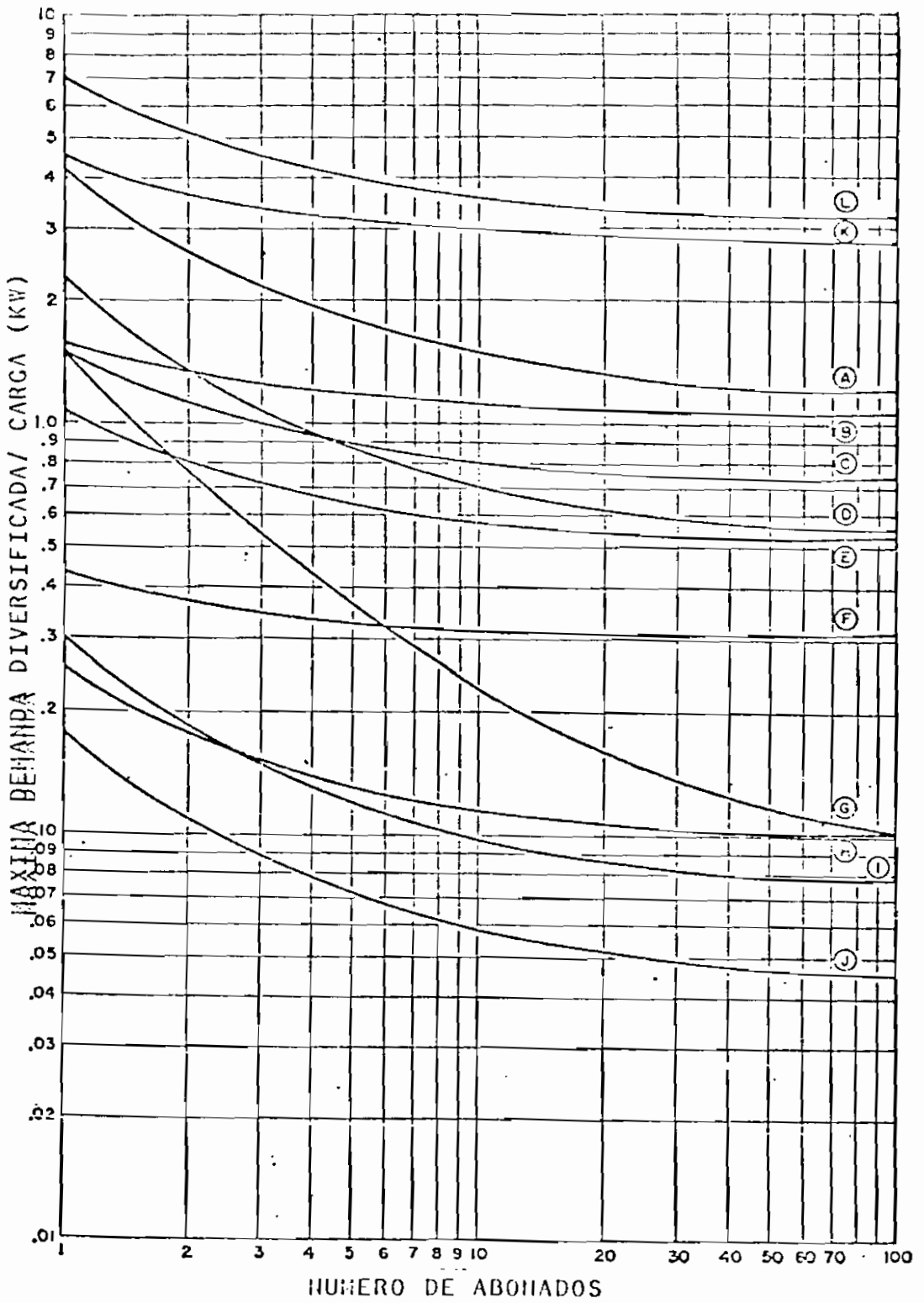
1. CARACTERISTICAS DE  $D_{div}$  / abonado, EN FUNCION DEL NUMERO DE ABONADOS.



HORA	AE	R	C
12N	.32	.93	.02
1	.12	.89	.01
2	.10	.80	.01
3	.09	.76	.01
4	.08	.79	.01
5	.10	.72	.02
6	.19	.75	.05
7	.11	.75	.30
8	.35	.79	.17
9	.31	.79	.28
10	.31	.79	.22
11	.30	.85	.22
12N	.28	.85	.33
1	.26	.87	.25
2	.29	.90	.16
3	.30	.90	.17
4	.32	.90	.24
5	.70	.90	.50
6	.92	.90	1.60
7	1.00	.95	.30
8	.05	1.00	.12
9	.85	.95	.09
10	.72	.88	.05
11	.50	.88	.01
12N	.32	.93	.02

METODO GRAFICO I

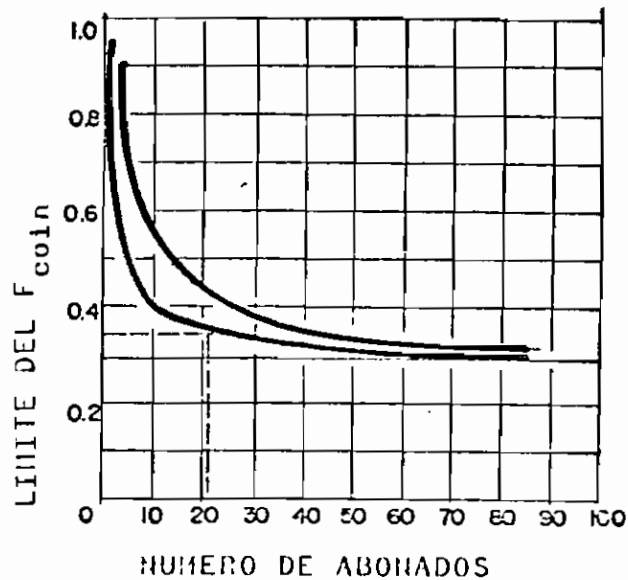




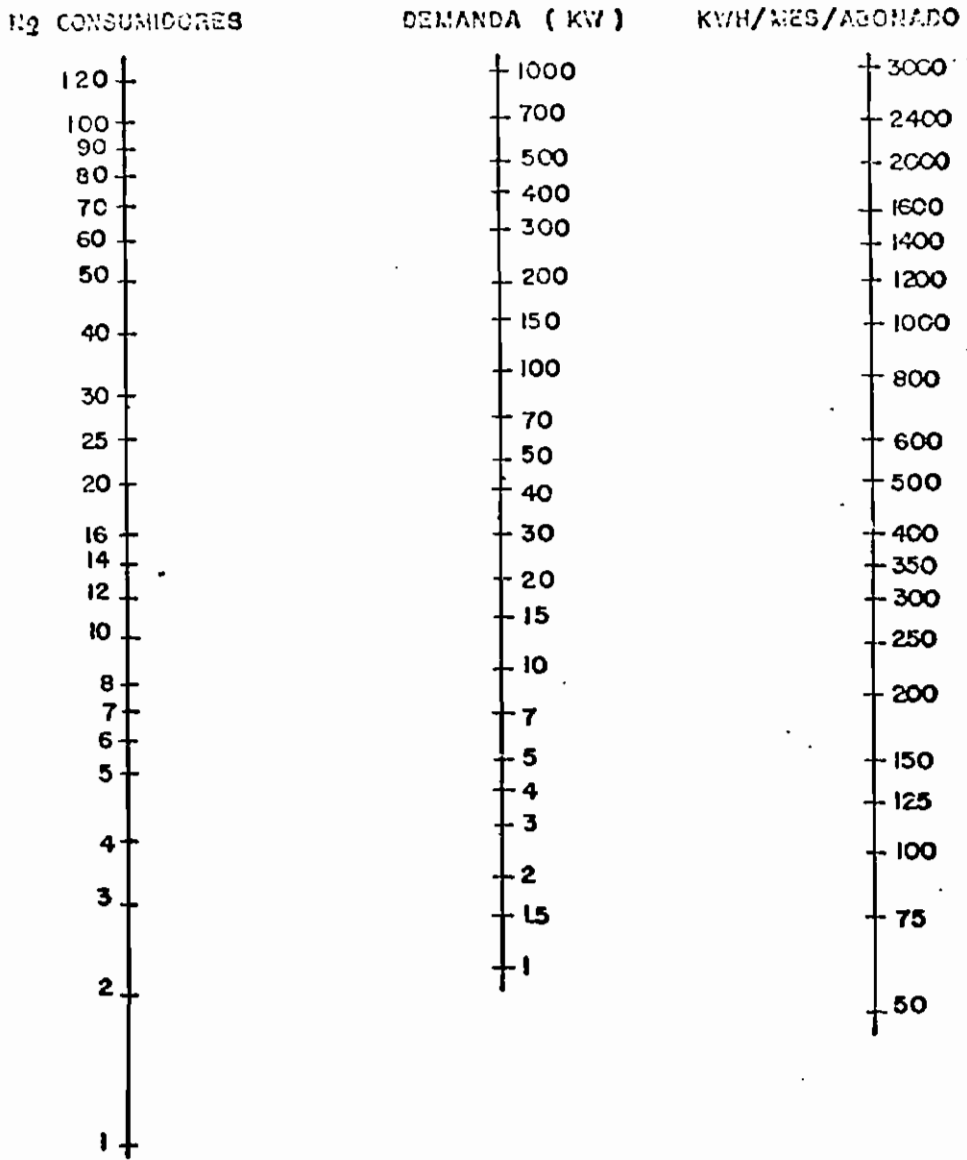
- D: calentador de agua
- E: alumbrado y electrodomésticos
- J: refrigeradora

2. METODO GRAFICO II

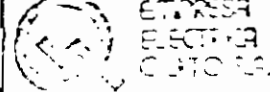
TIPOS DE SERVICIO	FACTOR TIPICO DE DEMANDA
Residencias pequeñas	50 - 75%
Residencias grandes sin cocina	40 - 65%
Residencias grandes con cocina	35 - 60%
Oficinas	60 - 80%
Tiendas pequeñas	40 - 60%
Almacenes	70 - 90%
Plantas Industriales pequeñas	35 - 65%
Plantas industriales grandes	50 - 58%
Hoteles	35 - 60%



3. METODO PRACTICO EN BASE A LOS VALORES TIPICOS DEL FACTOR DE DEMANDA



4. NOMOGRAMA UTILIZADO PARA LA ESTIMACION DE LA DEMANDA POR EL METODO  $D_{m\acute{a}x}$  vs. KWH CONSUMIDOS (II FORMA)



FACTORES DE DIVERSIDAD PARA DETERMINACION  
DE DEMANDAS MAXIMAS DIVERSIFICADAS

NUMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO			NUMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO		
	A	B y C	D y E		A	B y C	D y E
	1	2	3		1	2	3
1	1,00	1,00	1,00	26	3,00	2,35	1,71
2	1,50	1,31	1,23	27	3,01	2,36	1,71
3	1,78	1,50	1,34	28	3,02	2,38	1,71
4	2,01	1,63	1,41	29	3,03	2,39	1,71
5	2,19	1,72	1,47	30	3,04	2,40	1,71
6	2,32	1,83	1,52	31	3,04	2,41	1,72
7	2,44	1,89	1,56	32	3,05	2,42	1,72
8	2,54	1,96	1,58	33	3,05	2,43	1,72
9	2,61	2,01	1,60	34	3,06	2,44	1,72
10	2,66	2,05	1,62	35	3,06	2,45	1,73
11	2,71	2,09	1,63	36	3,07	2,45	1,73
12	2,75	2,11	1,64	37	3,07	2,46	1,73
13	2,79	2,14	1,65	38	3,08	2,46	1,73
14	2,83	2,17	1,66	39	3,08	2,47	1,73
15	2,86	2,19	1,67	40	3,09	2,47	1,73
16	2,88	2,20	1,68	41	3,09	2,48	1,73
17	2,90	2,21	1,68	42	3,10	2,48	1,73
18	2,92	2,23	1,69	43	3,10	2,49	1,73
19	2,93	2,25	1,69	44	3,10	2,49	1,73
20	2,94	2,27	1,69	45	3,10	2,49	1,73
21	2,95	2,28	1,69	46	3,10	2,49	1,73
22	2,96	2,29	1,70	47	3,10	2,49	1,73
23	2,97	2,30	1,70	48	3,10	2,50	1,73
24	2,98	2,31	1,70	49	3,10	2,50	1,73
25	2,99	2,33	1,70	50	3,10	2,50	1,73



APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO	CARGAS TÍPICAS (W) USUARIO TIPO			
	A	B	C	D y E
Puntos de alumbrado	100	100	100	100
Puntos de alumbrado (apliques)	25	25	25	
Cocina	10000	5000	3000	1000
Asador	1300	1300		
Secadora	5000			
Tostador	1000			
Cafetera	600	600	600	600
Sartén	800	800		
Calentador de agua	2500	2000	1500	
Refrigeradora	300	300	300	
Batidora	150	150	150	
Radio	200	100	100	100
Lavadora	400	400	400	
Plancha	900	600	600	600
Televisor	250	250	250	250
Aspiradora	400	400	400	
Secadora de pelo	250	250		
Máquina de coser	100	100	100	
Tocadiscos	100	100	100	100
Calefactor	1000	1000		
Enceradora	450	450	450	
Bomba de agua	750	750		

## **APENDICE III**

**HOJAS DE MEDICIONES DE DEMANDA Y ENCUESTAS DE CARGA  
CONECTADA**

**TESIS DE GRADO**

**ESTUDIO DE DEMANDAS DE DISEÑO EN SECTORES POPULARES**

**HOJA DE MEDICIONES DE MAXIMA DEMANDA DIVERSIFICADA**

SECTOR : \_\_\_\_\_

PUESTO DE MEDICION Nº : \_\_\_\_\_

FECHA : \_\_\_\_\_ DIA : \_\_\_\_\_

MEDIDOR DE :  KW TIPO \_\_\_\_\_ CLASE \_\_\_\_\_

Amp CONECTADO EN CONEXION

MEDICION EN  ALTA TENSION

BAJA TENSION

HORA	VALORES OBTENIDOS						TOTAL
	FASE R		FASE S		FASE T		
	A	B	A	B	A	B	

OBSERVACIONES : \_\_\_\_\_

MEDICION REALIZADA POR : \_\_\_\_\_ f ) \_\_\_\_\_

CENTRO DE TRANSFORMACION : \_\_\_\_\_

Nº DE ABONADOS CONSIDERADOS : \_\_\_\_\_

Nº DE CARGAS POR ALUMBRADO PUBLICO A ESTE PUNTO : \_\_\_\_\_

VALOR NOMINAL DE LAS CARGAS DE ALUMBRADO PUBLICO : \_\_\_\_\_





## APENDICE IV

### MEDICIONES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTADISTICA

SECCION DE PROGRAMACION Y ESTADISTICA

SUBESTACION: TRES 4 C.3 KV  
FECHA: NOVIAL PUNL 30 1960  
CLASIFICACION: 4444444444

Table with 16 columns: (H) (A), N HORA, AMPERIO VOLTAJE C.L.S.C. (KV), M O M B R E U N P U N C I (KV), P R I M A R I O A P E N D I C I O (KV), L C S P A R I M A R I O C A P A C I T A D E S U B E S T A C I O N E S (KV), P R I M A R I O A P E N D I C I O (KV), F I M P R I C I O T E M P B A T E R I A S (KV), A M P E R I O P O T E N C I A (KW), F I M P R I C I O T E M P B A T E R I A S (KW), A M P E R I O P O T E N C I A (KW), F I M P R I C I O T E M P B A T E R I A S (KW), A M P E R I O P O T E N C I A (KW), F I M P R I C I O T E M P B A T E R I A S (KW), A M P E R I O P O T E N C I A (KW), F I M P R I C I O T E M P B A T E R I A S (KW)

POR ERROR DE LECTURAS O APARATOS DE MEDICION HAY 0 VECES QUE EL FACTOR DE POTENCIA ES MAYOR QUE UNO

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTADISTICA  
 SECCION DE PROGRAMACION Y ESTADISTICA  
 A N A L I S I S D E C A R G A S U B E S T A C I O N E S  
 S U B S T A C I O N E S 4 (2) KV  
 FECHA: NOVIEMBRE 30 1980  
 LIA: DOMINGO

N	HORA	AMPERIO (A)	VOLTAJE (KV)	CASE (MW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)	PRIMARIO AMPERIO (A)	PRIMARIO POTENCIA (KW)
27	1450	338.3	6.30	0.56	3500.0	77.0	758.6	73.3	758.6	92.3	855.2	56.7	1000.0	0.0	C.C	40.0	120.	1.2
28	1475	353.3	6.30	0.54	3600.0	83.3	849.1	80.0	815.1	55.0	947.9	54.7	1005.3	0.0	C.C	40.0	120.	1.2
29	1500	370.0	6.30	0.57	3900.0	85.0	855.5	60.7	880.3	101.7	1071.0	101.0	1064.6	0.0	C.C	40.0	120.	1.2
30	1525	473.3	6.30	0.50	3900.0	85.0	887.9	82.3	860.1	101.7	1062.1	102.5	1061.5	0.0	C.C	40.0	120.	1.2
31	1550	366.7	6.30	0.57	3900.0	85.0	804.1	81.7	888.4	56.3	1045.5	101.7	1061.4	0.0	C.C	35.0	120.	1.2
32	1575	470.0	6.25	0.57	3900.0	86.7	913.5	85.0	855.5	100.0	1054.1	103.3	1085.2	0.0	C.C	36.0	120.	1.2
33	1600	370.0	6.25	0.57	3900.0	86.7	913.5	83.0	874.5	58.3	1034.6	102.7	1062.2	0.0	C.C	36.0	120.	1.2
34	1625	370.0	6.30	0.57	3900.0	88.3	921.1	84.0	885.4	59.3	1047.0	100.0	1054.1	0.0	C.C	36.0	120.	1.2
35	1650	361.7	6.30	0.56	3800.0	88.3	920.1	80.0	840.6	100.0	1050.7	100.0	1050.7	0.0	C.C	28.0	120.	1.2
36	1675	360.0	6.30	0.57	3800.0	86.0	807.8	80.0	844.4	100.0	1065.6	100.0	1055.6	0.0	C.C	36.0	120.	1.2
37	1700	361.7	6.30	0.56	3800.0	84.0	882.6	81.7	856.1	58.3	1033.2	100.0	1050.7	0.0	C.C	35.0	120.	1.2
38	1725	363.3	6.30	0.56	3800.0	85.0	885.0	85.0	885.0	101.7	1062.3	58.3	1028.4	0.0	C.C	35.0	120.	1.2
39	1750	361.7	6.30	0.55	3900.0	86.7	924.6	81.7	880.0	102.7	1107.1	100.0	1078.3	0.0	C.C	35.0	120.	1.2
40	1775	381.7	6.30	0.58	4100.0	51.0	577.6	86.0	523.8	108.7	1167.3	104.3	1120.8	0.0	C.C	35.0	120.	1.2
41	1800	416.7	6.20	0.58	4400.0	97.3	1027.8	97.7	1021.4	116.3	1226.5	115.0	1254.6	0.0	C.C	40.0	120.	1.2
42	1825	463.3	6.18	0.58	4100.0	113.3	1158.5	110.0	1160.7	126.3	1453.7	140.0	1477.2	0.0	C.C	41.0	120.	1.2
43	1850	560.0	6.20	1.00	4000.0	128.3	1375.0	123.3	1321.4	160.0	1714.2	153.7	1667.5	0.0	C.C	43.0	120.	1.2
44	1875	553.3	6.20	0.59	4000.0	140.0	1480.5	134.0	1422.4	170.0	1805.1	100.0	1762.6	0.0	C.C	44.0	120.	1.2
45	1900	616.7	6.15	0.57	4400.0	143.3	1487.6	137.0	1421.8	172.7	1752.0	170.0	1764.3	0.0	C.C	46.0	120.	1.2
46	1925	616.7	6.10	1.00	4500.0	143.3	1510.8	140.0	1475.7	175.3	1818.1	171.7	1805.5	0.0	C.C	48.0	120.	1.2
47	1950	623.3	6.10	0.59	4500.0	146.7	1525.4	138.3	1442.5	175.0	1866.6	172.2	1807.2	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
48	1975	620.0	6.15	0.58	4500.0	143.3	1502.7	140.0	1467.7	176.0	1842.2	171.0	1753.7	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
49	2000	616.7	6.20	0.58	4500.0	145.0	1524.4	140.7	1482.7	173.3	1827.0	171.7	1805.5	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
50	2025	610.0	6.20	0.58	4600.0	145.0	1521.3	140.0	1466.5	173.3	1816.6	165.0	1721.1	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
51	2050	553.3	6.20	0.59	4300.0	140.0	1480.5	136.0	1444.0	170.0	1805.1	158.7	1664.7	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
52	2075	576.3	6.20	0.56	4100.0	140.0	1476.7	134.3	1416.5	162.3	1712.2	150.0	1581.1	0.0	C.C	50.0	120.	1.2
53	2100	570.0	6.20	1.00	6100.0	137.7	1472.3	131.0	1401.5	161.7	1730.1	151.0	1616.0	0.0	C.C	50.0	120.	1.2

GRAFICA DE LA VARIACION DE CARGA DE LA ALIMENTACION

SUESTACION: TRES 4 6.2 KV  
FECHA: NOVIEMBRE 1980  
CIA: DOMINGO

AMPERIOS

HORA	CARGA (AMP)
600	290.00
625	250.00
650	250.00
675	290.00
700	290.00
725	250.00
750	250.00
775	296.67
800	291.67
825	291.67
850	293.33
875	290.00
900	298.33
925	298.33
950	291.67
975	251.67
1000	253.33
1025	300.00
1050	300.00
1075	310.00
1100	310.00
1125	312.33
1150	313.33
1175	318.33
1200	323.33
1225	333.33
1250	328.33
1275	353.33
1300	1475
1325	1475
1350	1500
1375	1525
1400	1550
1425	1575
1450	1600
1475	1625
1500	1650
1525	1675
1550	1700
1575	1725
1600	1750
1625	1775
1650	1800
1675	1825
1700	1850
1725	1875
1750	1900
1775	1925
1800	1950
1825	1975
1850	2000
1875	2025
1900	2050
1925	2075
1950	2100
1975	
2000	
2025	
2050	
2075	
2100	

SI EN ESTA GRAFICA SE UBTIENE PUNTOS AISLADOS ES POR MALA LECTURA O FCR  
SUSPENSION DE ALGUN PRMARIO, CUYA CAUSA SE INDICA EN LAS CESERVACIONES  
ESCRITAS EN LA PAGINA DE RESUMENES DE POTENCIAS ACTIVAS, REACTIVAS Y APARENTES

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTADISTICA  
SECCION DE PROGRAMACION Y ESTADISTICA

RESUMEN DE POTENCIAS ACTIVAS REACTIVAS Y APAREJTES PLF PFI PARICS  
DE CACA SUBSTACIONEALAS FICRAS PFCOS DE LA MANANA Y DE LA TARDE

SUBSTACION: TRES 4 6.3 KV  
FECHA: NOVILMENEJO 1980  
DIA: DOMINGO

MORA (H)	VOLTAJ (KV)	COSFI (A)	PRIMARIO - A - FICRAS PFCOS	SECUNDARIO - E - FICRAS PFCOS	TERCERARIO - C - FICRAS PFCOS	CUARTARIO - D - FICRAS PFCOS	QUINTARIO - E - FICRAS PFCOS													
1050	6.25	291.7	0.95	3.00	6.0	3.16	0.73	71.0	0.77	0.72	70.0	0.76	76.0	0.82	6.0	0.0	0.0			
1000	6.25	296.7	0.93	3.00	0.0	3.21	0.74	73.0	0.75	0.71	70.0	0.76	72.0	0.78	6.0	0.0	0.0			
1150	6.20	288.3	0.94	2.90	0.0	3.10	0.74	74.0	0.79	0.66	66.0	0.71	72.0	0.78	6.0	0.0	0.0			
1900	6.15	616.7	0.97	6.40	0.0	6.87	1.49	143.0	1.53	1.42	137.0	1.46	1.75	173.0	1.84	1.76	170.0	1.81	0.0	0.0
1950	6.10	623.3	0.99	6.50	0.0	6.99	1.52	147.0	1.55	1.44	136.0	1.46	1.87	179.0	1.85	1.81	173.0	1.83	6.0	6.0
1225	6.20	293.3	0.95	3.00	6.0	3.15	0.75	73.0	0.79	0.66	66.0	0.70	0.80	76.0	0.84	0.81	75.0	0.85	6.0	6.0

NOVEDADES ENCONTRADAS DURANTE LA TOMADA DE CARGA:

TMC LECTURAS  
M. VALLE

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTADISTICA  
 SECCION DE PROGRAMACION Y ESTADISTICA  
 A N A L I S I S D E C A R G A S D E S U B E S T A C I O N E S  
 SU ESTACIONES A 6.3 KV  
 FECHA: NOVIEMBRE 20 1960  
 DIA: MIERCOLES

N	HORA (H)	VOLTAJE (KV)	CORRIENTE (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	POTENCIA (KW)
1	800	416.7	6.10	0.89	3900.0	66.7	634.0	1261.2	121.7	1136.8	105.7	585.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
2	825	416.7	6.10	0.89	3900.0	66.7	624.0	1261.2	121.7	1138.8	105.7	565.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
3	850	416.7	6.10	0.89	3900.0	66.7	624.0	1261.2	121.7	1136.8	105.7	585.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
4	875	416.7	6.10	0.89	3900.0	66.7	624.0	1261.2	121.7	1136.8	105.7	585.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
5	900	416.7	6.10	0.89	3900.0	66.7	624.0	1261.2	121.7	1136.8	105.7	585.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
6	925	400.0	6.05	0.88	3700.0	68.3	632.1	1261.2	118.3	1054.6	95.0	678.8	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
7	950	420.0	6.05	0.89	3900.0	70.0	648.8	1261.2	111.7	1026.9	107.3	556.7	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
8	975	400.0	6.05	0.91	3800.0	66.3	643.2	1261.2	116.7	1108.3	90.0	658.0	0.0	0.0	40.0	120.0	1.2	
9	1000	356.7	6.10	0.86	3600.0	71.7	650.4	1261.2	103.3	937.8	56.7	673.2	0.0	0.0	42.0	120.0	1.2	
10	1025	393.3	6.10	0.89	3700.0	70.0	648.8	1261.2	100.0	940.7	100.0	540.7	0.0	0.0	42.0	120.0	1.2	
11	1050	396.7	6.05	0.91	3800.0	66.7	636.7	130.0	1245.4	115.7	1106.1	93.3	694.1	0.0	0.0	43.0	120.0	1.2
12	1075	410.0	6.00	0.89	3800.0	73.3	679.7	121.0	1121.2	115.0	1065.9	157.3	502.1	0.0	0.0	44.0	120.0	1.2
13	1100	398.3	6.00	0.92	3800.0	70.0	667.8	130.0	1240.2	118.3	1128.9	100.0	621.6	0.0	0.0	44.0	120.0	1.2
14	1125	358.3	6.00	0.89	3700.0	73.3	681.2	130.0	1207.8	110.0	1021.8	90.0	636.0	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2
15	1150	298.3	6.00	0.89	3700.0	73.3	681.2	130.0	1207.8	110.0	1021.8	90.0	636.0	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2
16	1175	391.7	6.10	0.87	3600.0	73.3	674.0	121.3	1115.2	103.3	945.8	153.3	657.5	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2
17	1200	390.0	6.15	0.87	3600.0	73.3	674.0	116.7	1076.9	93.3	881.5	91.7	846.2	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2
18	1225	373.3	6.10	0.91	3600.0	71.7	691.1	121.7	1173.2	94.3	948.2	111.2	651.6	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2
19	1250	373.3	6.10	0.91	3600.0	71.7	691.1	121.7	1173.2	94.3	948.2	111.2	651.6	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
20	1275	350.0	6.00	0.91	3600.0	73.3	694.7	120.0	1126.8	108.3	1026.3	86.7	621.1	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
21	1300	363.3	6.00	0.90	3600.0	64.7	605.1	105.0	982.6	111.7	1045.0	85.0	795.4	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
22	1325	363.3	6.00	0.90	3600.0	66.7	623.5	101.7	951.4	105.0	986.6	80.7	646.4	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
23	1350	375.0	6.05	0.89	3500.0	63.3	591.1	105.0	980.0	120.0	1120.0	51.7	655.6	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
24	1375	383.3	6.05	0.90	3600.0	66.7	626.1	108.3	1017.4	115.7	1086.3	101.7	554.6	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
25	1400	350.0	6.00	0.89	3600.0	66.3	630.6	111.7	1020.6	112.3	1036.9	95.0	512.6	0.0	0.0	46.0	120.0	1.2
26	1425	351.7	6.00	0.88	3600.0	73.3	674.0	115.0	1057.0	115.0	1057.0	95.0	573.2	0.0	0.0	45.0	120.0	1.2

POR ERROR DE LECTURAS O APARATOS DE MEDIDA HAY O VECES CUE EL FACTOR DE POTENCIA ES MAYOR CUE UNO

SECCION DE PROGRAMACION Y ESTADISTICA  
A N A L I S I S D E C A R G A S D E S U B E S T A C I O N E S

SUBESTACIONES A 6.2 KV  
FECHA: NOVIEMBRE 1960  
DIAS: 10  
DIAS: 10  
DIAS: 10

N.º	A L I M E N T A C I O N		P R I M A R I O		S E C U N D A R I O		T E R C E R O		C U A R T O		Q U I N T O		S E X T O		S E T I M O		O C T A V O		N O N O		D I C I E M B R E	
	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)	(KV)	(VA)
27	1450	350.0	6.00	0.53	2800.0	73.3	705.5	115.0	1106.2	124.0	1152.9	91.7	661.9	0.0	0.0	47.0	120.1	1.2				
28	1475	400.0	6.05	0.53	3900.0	73.3	712.0	115.0	1121.2	123.3	1202.5	50.7	664.0	0.0	0.0	45.0	120.1	1.2				
29	1500	411.7	6.10	0.50	3900.0	72.3	654.7	126.0	1164.2	126.7	1200.0	52.3	874.7	0.0	0.0	45.0	120.1	1.2				
30	1525	416.3	6.10	0.50	4000.0	80.0	764.5	125.0	1155.2	125.0	1155.2	51.7	876.5	0.0	0.0	45.0	120.1	1.2				
31	1850	406.7	6.10	0.51	3900.0	77.3	741.6	124.0	1185.2	123.3	1182.8	52.2	658.1	0.0	0.0	47.0	120.1	1.2				
32	1575	403.3	6.10	0.59	3600.0	75.7	712.9	125.0	1177.7	111.7	1052.1	52.2	875.3	0.0	0.0	47.0	120.1	1.2				
33	1600	353.3	6.10	0.59	3700.0	78.0	705.5	120.0	1120.4	105.7	954.0	98.0	652.6	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
34	1625	385.0	6.10	0.59	3600.0	71.7	670.1	124.0	1155.5	105.7	988.1	52.3	662.4	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
35	1650	394.0	6.10	0.51	3800.0	71.7	651.2	125.0	1205.6	107.2	1022.2	51.7	664.1	0.0	0.0	46.0	120.1	1.2				
36	1675	396.7	6.10	0.53	3500.0	75.0	727.4	124.0	1219.2	102.3	1006.1	51.3	660.8	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
37	1760	406.7	6.10	0.53	4000.0	80.0	780.9	133.3	1311.8	107.7	1059.0	51.3	667.2	0.0	0.0	46.0	120.1	1.2				
38	1725	416.7	6.10	0.53	4100.0	77.3	761.0	126.3	1222.1	106.7	1049.6	104.3	1020.6	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
39	1750	430.0	6.15	0.52	4200.0	64.0	620.5	131.7	1260.0	114.0	1113.5	106.2	1028.6	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
40	1775	456.7	6.15	0.55	4600.0	84.3	645.8	140.3	1413.8	124.2	1252.4	118.7	1198.3	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
41	1800	506.7	6.15	0.54	5100.0	100.7	1013.3	146.7	1476.3	142.7	1436.1	132.7	1345.5	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
42	1825	591.7	6.15	0.55	4000.0	118.7	1202.4	107.2	1450.5	166.7	1690.1	187.7	1658.9	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
43	1850	641.3	6.15	0.56	4600.0	125.7	1320.0	172.2	1754.2	165.0	1623.3	173.3	1714.5	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
44	1875	503.3	6.15	0.57	5200.0	127.7	1421.3	178.2	1642.4	166.7	1528.5	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	120.1	1.2				
45	1900	632.3	6.00	0.57	6400.0	138.3	1357.9	176.7	1785.2	190.0	1520.0	128.3	1296.8	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
46	1925	648.3	6.00	0.58	6600.0	138.3	1408.2	181.7	1645.4	150.7	1541.0	146.0	1425.2	0.0	0.0	50.0	120.1	1.2				
47	1950	653.3	6.05	0.58	4700.0	141.7	1452.8	185.0	1687.2	150.0	1948.5	140.0	1425.7	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
48	1975	660.0	6.05	0.57	4700.0	143.3	1455.1	183.2	1611.1	157.0	1555.2	142.7	1451.4	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
49	2000	640.0	6.10	0.58	6600.0	142.3	1478.1	169.3	1746.2	156.7	2028.1	135.3	1426.9	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
50	2025	630.0	6.15	0.58	6600.0	141.7	1484.1	163.3	1711.1	155.0	2042.5	135.0	1414.2	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
51	2050	486.7	6.15	0.58	5100.0	140.0	1467.1	156.7	1641.8	184.0	1628.2	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
52	2075	611.7	6.15	0.57	6300.0	136.7	1407.6	156.7	1612.0	180.0	1854.0	146.7	151.6	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				
53	2100	610.0	6.15	0.57	4300.0	137.3	1418.4	158.0	1600.8	180.0	1859.0	146.7	1514.6	0.0	0.0	40.0	120.1	1.2				

GRAFICA DE LA VARIACION DE CARGA DE LA ALIMENTACION

SUBESTACION: TRES A 6.3 KV  
 FECHA: AUVIA-MERCE 26 1980  
 DIA: MIÉRCOLES

APFERIC

HORA	CARGA (AMP)
800	416.07
825	416.07
850	416.07
875	416.07
900	416.07
925	400.00
950	420.00
975	400.00
1000	356.07
1025	353.33
1050	356.42
1075	410.00
1100	398.33
1125	358.33
1150	356.33
1175	351.07
1200	350.00
1225	373.33
1250	372.33
1275	380.00
1300	363.33
1325	363.33
1350	375.00
1375	383.33
1400	350.00
1425	351.07
1450	355.00
1475	400.00
1500	411.07
1525	418.33
1550	406.07
1575	403.33
1600	353.33
1625	385.00
1650	394.00
1675	350.07
1700	406.07
1725	420.00
1750	456.07
1775	506.07
1800	551.07
1825	646.33
1850	603.33
1875	633.33
1900	648.33
1925	653.33
1950	660.00
1975	640.00
2000	630.00
2025	486.42
2050	611.07
2075	610.00
2100	610.00

SI EN ESTA GRAFICA SE UBTIENE PUNTOS AISLADOS ES POR MALA LECTURA O POR SUSPENSIÓN DE ALGUN PRIMARIO CUYA CAUSA SE INDICA EN LAS OBSERVACIONES ESCALAS EN LA PAGINA DE MEDIMIENTOS DE POTENCIAS ACTIVAS, REACTIVAS Y APARENTES



DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTABILIZACION  
 SECCION DE PROGRAMACION Y ESTABILIZACION  
 A N A L I S I S D E C A R G A S D E S U B E S T A C I O N E S

RESUMEN DE PGT ENCIAS ACTIVAS REACTIVAS Y APRIETES FCF FFI A A I C S  
 DE LA SUBSTACION EN LAS PCRAS P I C S DE LA PLANTA Y C L A T A N D E

ESTACIONES A 6.3 KV

FECHA: 26/01/1960

DIA: 26/01/1960

DIAS: 26/01/1960

\*\*\*\*\*

PDFA (H)	VOLTAJ (KV)	CARGA (KA)	COEF. P (MVA)	COEF. Q (MVA)	COEF. S (MVA)	PRIMARIO - A - PCTE AMPE (MVA)	PRIMARIO - E - PCTE AMPE (MVA)	PRIMARIO - C - PCTE AMPE (MVA)	PRIMARIO - L - PCTE AMPE (MVA)	PRIMARIO - F - PCTE AMPE (MVA)	DIFEREN. (MVA)
1050	6.05	396.7	0.91	3.80	0.0	0.64	1.28	1.11	0.85	0.0	0.0
950	6.05	420.0	0.89	3.90	0.0	0.65	1.30	1.04	1.00	0.0	0.0
1200	6.15	390.0	0.87	3.60	0.0	0.68	1.36	0.86	0.98	0.0	0.0
1900	6.00	633.3	0.97	6.90	0.0	0.66	1.32	1.92	1.20	0.0	0.0
1975	6.05	660.0	0.97	6.70	0.0	0.92	1.84	2.00	1.46	0.0	0.0
1325	6.00	363.3	0.90	3.60	0.0	0.62	1.26	0.96	0.85	0.0	0.0

NOVEDADES ENCONTRADAS DURANTE LA TOMADA DE LECCAS

NO HAY  
 SE DESLIZO EL  
 PRIMARIO POR FUERZA  
 SOBRECARGA

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTADISTICA  
 SECCION DE FREGONACION Y ESTADISTICA  
 A N A L I S I S D E C A R G A S D E S U L T A C I O N E S

SUESTACION: REPLICACHINA 23KV  
 FECHA: 11/01/78  
 HORA: 08:00  
 DIA: MIÉRCOLES

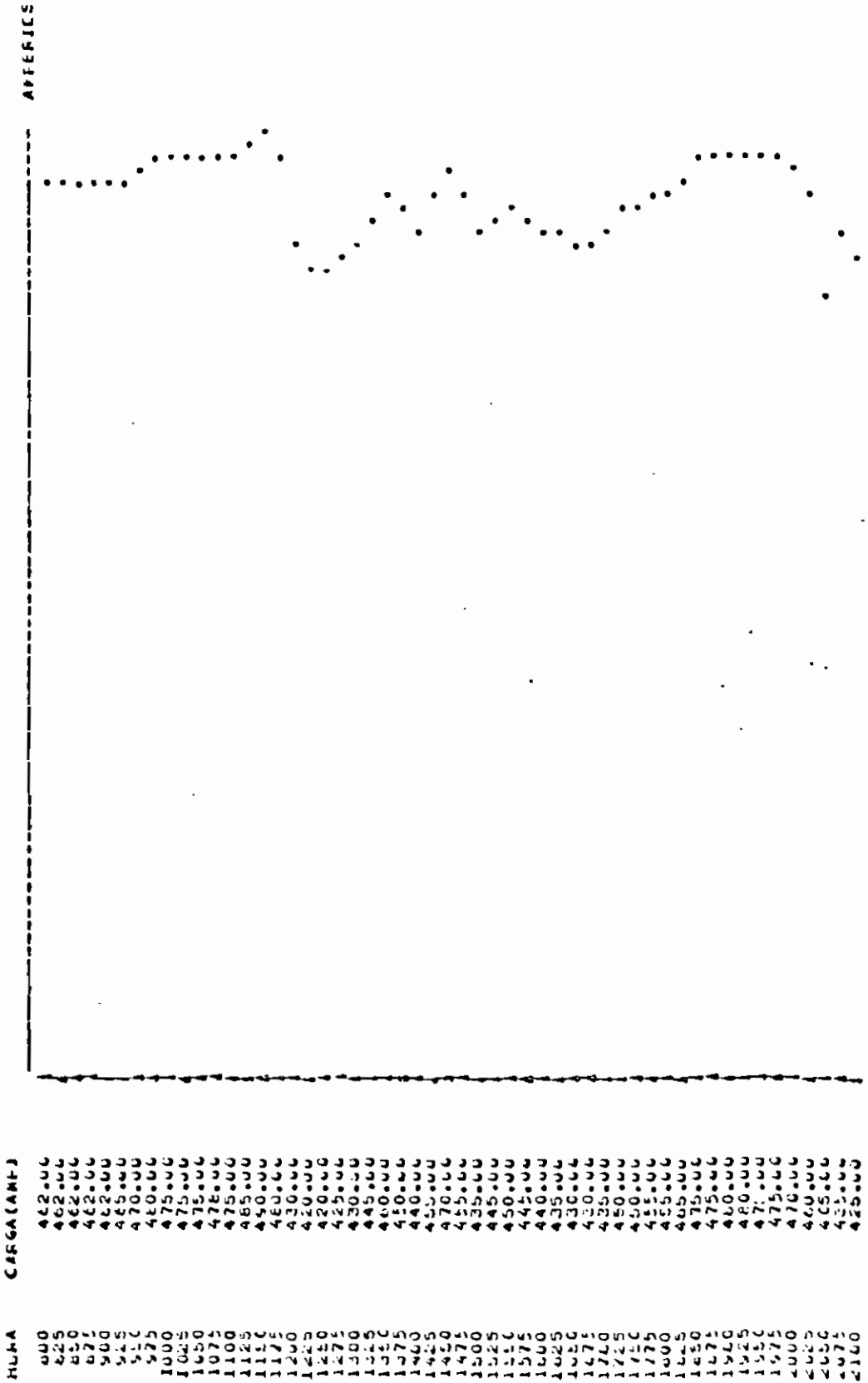
N	HORA (H)	VOLTAJE (KV)	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	FACT. CORR.	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	FACT. CORR.	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	FACT. CORR.	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	FACT. CORR.	POTENCIA (KW)	AMPERIO (A)	FACT. CORR.
1	800	462.0	22.20	0.54	566.00	160.0	3224.7	150.0	3116.5	0.0	0.0	152.0	3158.4	0.0	0.0	0.0	36.0
2	825	462.0	22.20	0.54	566.00	160.0	3224.7	150.0	3116.5	0.0	0.0	152.0	3158.4	0.0	0.0	0.0	36.0
3	850	462.0	22.20	0.54	566.00	160.0	3224.7	150.0	3116.5	0.0	0.0	152.0	3158.4	0.0	0.0	0.0	36.0
4	875	462.0	22.20	0.54	566.00	160.0	3224.7	150.0	3116.5	0.0	0.0	152.0	3158.4	0.0	0.0	0.0	36.0
5	900	462.0	22.20	0.54	566.00	160.0	3224.7	150.0	3116.5	0.0	0.0	152.0	3158.4	0.0	0.0	0.0	36.0
6	925	465.0	22.10	0.54	566.00	155.0	3400.0	155.0	3200.0	0.0	0.0	155.0	3200.0	0.0	0.0	0.0	36.0
7	950	470.0	22.10	0.54	586.00	160.0	3224.2	155.0	3221.5	0.0	0.0	155.0	3231.9	0.0	0.0	0.0	36.0
8	975	480.0	22.00	0.55	1400.00	160.0	3223.3	165.0	3437.5	0.0	0.0	160.0	2222.2	0.0	0.0	0.0	36.0
9	1000	475.0	22.10	0.54	586.00	155.0	3197.9	165.0	2414.2	0.0	0.0	155.0	2157.5	0.0	0.0	0.0	36.0
10	1025	475.0	22.10	0.54	586.00	155.0	3157.5	165.0	3404.2	0.0	0.0	155.0	2157.5	0.0	0.0	0.0	36.0
11	1050	475.0	22.10	0.55	1400.00	155.0	3263.2	160.0	3385.4	0.0	0.0	160.0	2222.2	0.0	0.0	0.0	36.0
12	1075	478.0	22.00	0.55	1400.00	155.0	3305.4	165.0	3451.5	0.0	0.0	155.0	2242.7	0.0	0.0	0.0	36.0
13	1100	475.0	22.00	0.55	1400.00	155.0	3263.3	160.0	3385.4	0.0	0.0	160.0	2222.2	0.0	0.0	0.0	36.0
14	1125	485.0	22.00	0.54	1400.00	160.0	3295.0	160.0	3385.4	0.0	0.0	171.0	2000.2	0.0	0.0	0.0	36.0
15	1150	450.0	22.10	0.53	1000.00	160.0	3265.3	165.0	2247.2	0.0	0.0	165.0	2117.2	0.0	0.0	0.0	36.0
16	1175	480.0	22.20	0.54	1400.00	160.0	3223.3	160.0	2247.2	0.0	0.0	160.0	2222.2	0.0	0.0	0.0	36.0
17	1200	420.0	22.30	0.54	566.00	155.0	3244.2	140.0	2520.2	0.0	0.0	125.0	2825.0	0.0	0.0	0.0	36.0
18	1225	420.0	22.10	0.53	636.00	150.0	3032.7	140.0	2423.3	0.0	0.0	130.0	2621.0	0.0	0.0	0.0	36.0
19	1250	420.0	22.10	0.53	636.00	150.0	3022.7	140.0	2823.3	0.0	0.0	130.0	2621.0	0.0	0.0	0.0	36.0
20	1275	425.0	22.20	0.55	506.00	155.0	3282.4	145.0	3070.6	0.0	0.0	125.0	2825.0	0.0	0.0	0.0	36.0
21	1300	430.0	22.20	0.54	506.00	155.0	3244.2	140.0	2620.2	0.0	0.0	125.0	2825.0	0.0	0.0	0.0	36.0
22	1325	445.0	22.30	0.55	546.00	155.0	3274.2	140.0	2927.2	0.0	0.0	145.0	2621.0	0.0	0.0	0.0	36.0
23	1350	460.0	22.30	0.55	586.00	155.0	3302.2	140.0	2927.2	0.0	0.0	145.0	2621.0	0.0	0.0	0.0	36.0
24	1375	450.0	22.30	0.55	586.00	145.0	3061.1	135.0	2850.0	0.0	0.0	160.0	2217.6	0.0	0.0	0.0	36.0
25	1400	460.0	22.40	0.53	506.00	140.0	2623.6	125.0	2713.4	0.0	0.0	160.0	2217.6	0.0	0.0	0.0	36.0
26	1425	455.0	22.40	0.54	536.00	150.0	3131.9	140.0	2513.1	0.0	0.0	160.0	2217.6	0.0	0.0	0.0	36.0

POR ERROR DE LECTURAS O APARATOS DE MEDIDA PUEDE OCURRIR EL FACTOR DE POTENCIA ES MAYOR QUE UNO



GRAFICA DE LA VARIACION DE CARGA DE LA ALIMENTACION

SUBESTACION:EPILICACHIMA 2KV  
 FECHA:NOVIEMBRE 26 /80  
 LIA:MIKOLE



SI EN LA LISTA GRAFICA SE VIEREN PUNTOS AISLADOS ES FORMAL LECTURA C PER  
 SUSPENSIÓN DE ALGUN PUNTO MUYA CAUSA SE INDICA EN LAS OBSERVACIONES  
 ESCRITAS EN LA PAGINA DE RESULTADOS DE PUESTAS ACTIVAS, REACTIVAS Y APARENTES

**APENDICE V**  
**MEDICIONES EN CIRCUITOS SECUNDARIOS**

DIVISION DE DISTRIBUCION Y ESTABILIZACION  
 SECCION DE PROGRAMACION Y ESTABILIZACION  
 A N A L I S I S D E C A R G A S O E S L E S T A C I O N E S  
 M E S U M E N D E P U I E N C I A S A C T I V A S R E A C T I V A S Y A F A F E A T E S F C F F F I A F I C S  
 U E C A C A S U B S T A C I O N E A L A S P E R A S F I C S D E L A P A N A Y D E L A T A I F A C E

SUBESTACION: PULICAFINA 22KV

FECHA: NOVILVERE 26/80

CIA: MIERULLA

PDRA (M)	ALTUR (M)	CARGA (KV)	CCSF (KV)	ANCI (MVA)	FFIMFIC - A - PCIE (MVA)	FFIMFIC - E - PCIE (MVA)	PRIMARIO - C - PCIE (MVA)	PRIMARIO - D - PCIE (MVA)	FFIMFIC - T - PCIE (MVA)	EFLFE (KV)							
1050	22-10	475-0	0-55	10-00	0-0	18-18	3-27	5-12	6-12	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0
1150	22-10	450-0	0-53	10-00	0-0	18-76	3-27	5-12	6-12	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0
1200	22-10	430-0	0-54	9-00	0-0	16-61	3-24	5-03	5-55	2-53	4-54	5-41	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0
1900	22-20	480-0	0-65	12-00	0-0	18-46	5-37	6-12	8-27	2-75	3-21	4-73	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0
2050	22-26	405-0	0-64	10-00	0-0	15-57	5-06	6-04	7-88	0-74	0-42	1-15	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0

NOVEDADES ENCONTRADAS DURANTE LA TOMADA DE CARGAS

S:CCAME=21UMKH  
 S:OOPM=5227ABH  
 TCMC LLUTUKAS EL  
 SR SALAZAR  
 A LAS 20:12 SE  
 DESCONECTO AL PR  
 IMARIO C PUM IKA  
 BAJOS

HORA (P.M.)	CENTRO DE TRANSFORMACION	FASES						CENTRO DE TRANSFORMACION	FASES					
		R		S		T			R		S		T	
		A	B	A	B	A	B		A	B	A	B	A	B
(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	
6:15	CT-01	16	16	19	26	10	4	CT-08	24	12	12	21	20	18
6:30		16	16	19	36	10	4		24	12	13	25	20	19
6:45		17	17	19	37	10	4		26	14	14	26	20	19
7:00		17	17	20	37	11	5		27	16	15	27	21	20
7:15		17	17	20	38	11	5		28	17	17	29	21	21
7:30		18	18	21	38	12	5		29	18	17	30	21	22
7:45		19	19	21	39	12	6		30	19	17	30	22	23
6:15	CT-02	42	6	24	24	12	12	CT-09	0	24	36	20	12	12
6:30		43	6,8	24,2	25	12	12,5		1	24	37	21	14	13
6:45		43,8	7,2	25,4	26	12,8	13		1	25	39	21	15	15
7:00		44	9	26,5	27	13,4	15		2	25	40	21	17	17
7:15		45	10	27	28	14	16		3	26	41	21	19	18
7:30		46,5	11,2	29,5	29,2	15	18		3	28	42	21	19	20
7:45		47	13	29	30	16,5	19,5		4	29	44	21	19	20
6:15	CT-03	30	24	48	18	30	12	CT-10	36	12	108	12	26	6
6:30		31	25	48	19	31	12		38	13	110	14	26	7
6:45		31	27	49	19	32	13		39	14	112	14	28	8
7:00		32	28	49	21	33	14		39	16	112	13	27	10
7:15		33	30	50	22	34	15		41	17	113	16	29	11
7:30		35	32	52	24	34	16		42	19	115	17	30	11
7:45		36	33	53	25	35	17		42	20	117	18	31	12
6:15	CT-04	12	48	24	60	6	54	CT-11	18	12	15	12	18	12
6:30		12	49	24	61	7	55		18	13	19	13	19	13
6:45		13	50	25	63	7	56		20	15	21	14	20	14
7:00		14	51	27	63	8	57		21	16	21	14	22	15
7:15		14	52	28	64	10	59		22	17	22	16	23	16
7:30		16	53	29	65	11	60		23	19	23	17	24	18
7:45		17	53	29	66	12	60		24	19	23	18	26	18
6:15	CT-05	15	5	30	60	24	36	CT-12	19	12	12	12	12	15
6:30		16	7	32	62	24	37		19	13	13	13	14	15
6:45		17	7	33	64	25	39		21	15	13	14	16	16
7:00		17	8	34	65	26	40		22	16	14	15	19	18
7:15		18	9	36	67	28	42		24	17	14	16	19	20
7:30		19	9	37	69	29	42		25	19	16	18	20	20
7:45		19	10	37	69	29	43		27	20	17	18	21	20
6:15	CT-06	0	0	24	6	0	15	CT-13	28	4	30	4	37	19
6:30		0	0	25	7	0	14		28	4	30	4	38	19
6:45		1	1	27	8	1	15		24	5	31	4	39	20
7:00		1	1	28	9	1	17		30	5	33	5	40	20
7:15		1	1	28	11	0	17		30	6	33	6	40	21
7:30		2	2	29	11	1	19		31	7	34	6	41	21
7:45		2	2	30	12	2	20		31	7	35	6	42	22
6:15	CT-07	30	0	16	0	17	0							
6:30		31	1	17	0	17	0							
6:45		33	1	19	0	18	1							
7:00		34	2	20	1	19	3							
7:15		34	3	21	3	21	4							
7:30		36	3	23	4	21	6							
7:45		37	4	23	4	22	6							

ADICIONAL : MEDICION PARA 1 ABONADO :  $\left. \begin{array}{l} 0,8 \text{ kW} \\ 1,1 \text{ kW} \\ 0,95 \text{ kW} \end{array} \right\} \text{ PROD. } 0,95 \text{ kW}$

RESULTADOS DE LAS MEDICIONES ELECTRICAS DIRECTAS SOBRE LA RED  
SECUNDARIA DE DISTRIBUCION

## APENDICE VI

COMPUTO DE ACOMETIDAS POR TRAMO Y FASE



CENTRO DE TRANSFORM.	ACOMETIDAS				Nº AB	CENTRO DE TRANSFORM.	ACOMETIDAS				Nº AB	
	POR FASE			POR POSTE			POR FASE			POR POSTE		
	R	S	T				R	S	T			
CT-01-A	0,33	0,84	0,83	2	43	CT-06-B CT-07-A	1,5	1,5	1	4	53	
	0	0,5	0,5	1			2	7				
	0,5	0,5	1	2			6					
	0,5	0,5	0	1			2					
	0,5	0,5	0	1			4					
	0,5	1	0,5	2			4					
	0,66	0,67	1,66	3			2					
	0,5	1	0,5	2			2					
	1	1	0	2			2					
	0,5	1	0,5	2			2					
TOTAL	5,0	8,0	5,0	18	CT-07-B	1	0	0	1	4		
					1	1	1	1	3	4		
					2	1	1	1	4	4		
CT-01-B CT-02-A	0,5	1	0,5	2	66	CT-08-A	0,5	0,5	1	2	29	
	0,83	1,33	0,83	3			3					
	0,5	1	0,5	2			2					
	0,83	1,33	0,83	3			3					
	0,5	1	0,5	2			2					
	0,5	0	0,5	1			2					
	0,5	1	0,5	2			3					
	1,33	1,83	1,83	5			4					
	0	0,5	0,5	2			6					
	1	0,5	0,5	1			6					
TOTAL	8,83	12,33	10,83	32	CT-08-B CT-09-A	2	2,5	2,5	7	42		
					3	3,5	3,5	10	42			
					0,5	1	0,5	2	42			
					1,5	2,5	3	7	42			
					2	3	3	8	42			
					1,5	3,5	3	8	42			
					10,5	16	15,5	42	42			
CT-03-B	0,83	1,33	0,83	3	21	CT-09-B	1,5	2,5	2	6	37	
	0,33	0,33	0,33	1			6					
	0,5	0	0,5	1			10					
	0,5	0	0,5	1			3					
	0	0,5	0,5	1			9					
	0,83	0,83	0,33	2			3					
	0,5	0,5	1	2			3					
	3,5	3,5	4	11			36					
							9,17	14,17	12,66	36		37
CT-03-A CT-04-A CT-04-B	0,5	0,5	0	1	111	CT-13-A	1	2	2	5	38	
	1,16	1,66	2,16	5			8					
	1	1	1	3			6					
	0,33	0,33	0,33	1			4					
	1	1	1	3			5					
	1	2	2	5			7					
	0	0,5	0,5	1			35					
	0	0,5	0,5	1			35					
	0,5	1	0,5	2			6					
	1	1	1	3			5					
TOTAL	12,33	19,33	16,33	48	CT-13-B CT-10-A	1,5	3	1,5	6	55		
					1	2	2	5	55			
					0	0,5	0,5	1	55			
					1,5	2,5	2	6	55			
					1,5	3,5	2	7	55			
					0,5	2,5	2	5	55			
					0,5	1	1,5	3	55			
					2	3	3	8	55			
					0,5	1	0,5	2	55			
					2,0	3,0	3	8	55			
					11	22	18	51	55			
CT-05-A	0,83	1,83	1,34	4	37	CT-10-B CT-11-A CT-12-A	1	2	2	5	99	
	1	0	1	2			4					
	0,5	0,5	1	2			4					
	1	0,5	2,5	4			4					
	0,33	0,33	0,33	1			7					
	0,33	0,33	0,33	1			5					
	0,67	0,67	0,66	2			6					
	4,67	4,17	7,17	16			7					
							3					
							1					
				1,5	2,5	2	6	99				
				1,5	1,5	1	4	99				
				0	1	1	2	99				
				1	1,5	1,5	4	99				
				1	2	1	4	99				
				1,5	3	2,5	7	99				
				1,34	1,83	1,83	5	99				
				1	2,5	2,5	6	99				
				1,5	2,5	3	7	99				
				1	1	1	3	99				
				1,5	2,5	2	6	99				
				1,5	1,5	1	4	99				
				0	1	1	2	99				
				1	1,5	2,5	5	99				
				2	2,5	2,5	7	99				
				0,34	0,83	0,83	2	99				
				22,17	36,67	36,17	95	99				
CT-05-B CT-06-A	1,5	1	1,5	4	85	CT-12-B	0	1	1	2	17	
	2,0	2	2	6			5					
	1,0	4	3	8			6					
	1	1,5	1,5	4			2					
	1,5	2	2,5	6			6					
	3	3	2	8			7					
	2	3	3	8			8					
	2,5	3	2,5	8			8					
	14,5	19,5	18	52			8					
							1	2	2	5		17
				2	2	3	7	17				
				1,5	2	1,5	5	17				
				4,5	6	6,5	17	17				

## **APENDICE VII**

**COMPARACION DE TENDENCIAS PARA EL AJUSTE DE LA CURVA  
DE DEMANDA DIVERSIFICADA UNITARIA**

L<sub>div</sub> UNIDADIA .

O. D.	1. <sup>o</sup> AB.	Valor Medido	Valor de tendencia			Varianza: $S^2 =  y_m - y_c ^2$		
			$y_1 = ae^{bx}$	$y_2 = a + bx$	$y_3 = ax^b$	$S_1^2$	$S_2^2$	$S_3^2$
1	1	0,52	0,34	0,477	0,489	0,032	0,002	0,001
2	2	0,22	0,339	0,441	0,439	0,014	0,049	0,048
3	4	0,53	0,337	0,406	0,395	0,037	0,015	0,018
4	5	0,50	0,336	0,394	0,382	0,027	0,011	0,014
5	6	0,48	0,335	0,385	0,371	0,021	0,009	0,012
6	8	0,38	0,333	0,370	0,355	0,002	0,000	0,001
7	9	0,22	0,332	0,364	0,349	0,013	0,021	0,017
8	10	0,30	0,331	0,359	0,343	0,001	0,001	0,002
9	12	0,39	0,329	0,350	0,334	0,004	0,002	0,003
10	13	0,29	0,328	0,346	0,329	0,001	0,006	0,002
11	14	0,41	0,327	0,342	0,326	0,007	0,007	0,007
12	15	0,28	0,326	0,339	0,322	0,002	0,003	0,002
13	16	0,50	0,325	0,336	0,319	0,031	0,027	0,033
14	17	0,34	0,324	0,333	0,316	0,000	0,000	0,001
15	19	0,33	0,322	0,327	0,311	0,000	0,000	0,000
16	21	0,34	0,320	0,322	0,306	0,000	0,000	0,001
17	22	0,21	0,319	0,319	0,304	0,012	0,012	0,009
18	23	0,28	0,318	0,317	0,302	0,001	0,001	0,000
19	24	0,57	0,317	0,315	0,300	0,064	0,065	0,073
20	25	0,29	0,316	0,313	0,298	0,001	0,001	0,000
21	28	0,26	0,314	0,307	0,293	0,003	0,002	0,001
22	29	0,15	0,313	0,305	0,291	0,027	0,024	0,020
23	31	0,34	0,311	0,302	0,288	0,001	0,001	0,003
24	37	0,31	0,305	0,293	0,280	0,000	0,000	0,001
25	38	0,28	0,304	0,291	0,279	0,001	0,000	0,000
26	39	0,16	0,303	0,290	0,278	0,020	0,017	0,014
27	42	0,35	0,301	0,286	0,275	0,002	0,002	0,006
28	46	0,28	0,297	0,282	0,271	0,000	0,000	0,000
29	53	0,23	0,291	0,275	0,265	0,004	0,002	0,001
30	55	0,43	0,289	0,273	0,264	0,020	0,025	0,028
31	57	0,24	0,287	0,271	0,262	0,002	0,001	0,000
32	66	0,23	0,280	0,263	0,257	0,003	0,001	0,001
33	85	0,19	0,264	0,250	0,247	0,005	0,004	0,003
34	99	0,18	0,253	0,243	0,241	0,005	0,004	0,004
35	106	0,27	0,248	0,239	0,238	0,000	0,001	0,001
36	109	0,19	0,246	0,238	0,237	0,003	0,002	0,002
37	111	0,29	0,244	0,237	0,237	0,002	0,002	0,003
38	122	0,19	0,236	0,232	0,233	0,002	0,002	0,002
39	123	0,21	0,236	0,232	0,233	0,001	0,000	0,001
40	132	0,30	0,229	0,228	0,231	0,005	0,005	0,005
41	175	0,20	0,202	0,214	0,221	0,000	0,000	0,000
42	179	0,21	0,199	0,212	0,220	0,000	0,000	0,000
43	231	0,27	0,171	0,199	0,212	0,010	0,005	0,003

$\sum S^2$     0,388    0,331    0,342

**APENDICE VIII**  
**REGISTRO HISTORICO DE CONSUMO**

SECTOR	FECHA	DESDE Nº	HASTA Nº	Nº ABCN
SANTIAGO I y II	Junio / 77	9.709	10.015	306
	Dicre / 77	10.016	10.360	344
	Junio / 78	10.643	11.092	449
	Dicre / 78	10.941	11.470	529
	Junio / 79	11.303	11.933	570
	Dicre / 79	11.785	12.393	607
	Junio / 80	12.380	13.029	649
	Dicre / 80	12.954	13.530	676
Junio / 81	13.863	14.575	712	
LOS ARAYANES	Dicre / 78	13.097	13.467	370
	Junio / 79	13.919	14.330	411
	Dicre / 79	14.499	14.917	418
	Junio / 80	15.247	15.667	420
	Dicre / 80	15.838	16.388	550
	Junio / 81	16.972	17.659	687

TASAS DE INCREMENTO ANUAL :

SANTIAGO I y II :

77/78	78/79	79/80	80/81
0,50	0,21	0,13	0,10

LOS ARAYANES :

78/79	79/80	80/81
0,13	0,17	0,64

CRECIMIENTO ANUAL DE CONSUMIDORES

ENTA N2	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF
2001	202	74	202	79	202	69	202	26	202	0	202	0	202	31	202	16	203	6	
001	202		202		202		203	71	203	25	203	27	203	60	203	0	203	80	
2002	202	67	202	91	202	211	202	222	202	227	202	178	202	135	202	73	202	47	
001	202	43	202	92	202	52	202	78	202	27	202	75	202	81	202	13	202	76	
003	202	51	202	52	202	76	202	0	202	93	202	124	712	0	712	0	712	130	
034	712	84	712	92	712	89	712	33	712	85	712	73	712	114	712	0	712	10	
2003	202	115	202	42	202	104	202	58	202	109	202	90							
002	202	132	202	203															
003	202	66	202	62	202	61	202	0	202	78	202	87	202	82					
2004	713	0			203	117	203	0	203	223	203	219	203	280	203	313	203	36	
002	202	145	202	143			203	396	203	141	203	130	203	127	203	150	203	15	
004					202	98	202	108	202	103	202	97	202	124	202	104	202	11	
2005	202	35	202	36	202	161	202	163	202	132	202	130	202	139	202	197	202	14	
001	202	92	202	81	202	89	202	94	202	79	202	74	203	0	203	57	203	7	
2006	202	435	202	241	202	187	203	0	203	217	202	154	203	186	203	139	203	16	
002							202	56	202	43	202	34	202	44	202	28	202	3	
2007	202	145	202	152	202	24	202	112	202	146	202	126	713	277	713	285	713	24	
001	202	118	202	86	202	105	202	99	202	111	202	106	202	0	202	0	202	0	
002	202	34	202	21	202	20	202	81	202	62	202	35	202	59	202	59	202	47	
003			202	0	203	117													
004							203	192	203	127	203	101	203	212					
2008	202	145	202	130	202	123	202	165	202	129	202	119	202	155	202	140	202	146	
001	202	118	202	130	202	110	202	78	202	114	202	122	202	121	202	105	202	13	
2009	202	150	202	215	202	139	202	126	202	153	202	117	202	147	202	138	202	17	
001	202	209	202	172	202	154	202	25	202	101	202	112	202	186	202	131	202	10	
2010	202	63	202	57	202	37	202	0	202	50	202	67	202	24	202	16	202	82	
001	202	45	202	50	202	52	202	58	202	65	202	42	202	56	202	49	202	32	
2011	202	130	202	118	202	107	202	93	202	26	202	89	202	121	202	134	202	146	
001	202	66	202	91	202	142	202	0	202	0	202	140	202	185	202	213	202	170	
2012	202	41	202	34	202	39	202	32	202	27	202	36	202	88	202	82	203	9	
001	203	72	203	100	203	98	203	62	203	98	203	71	203	96	203	90	202	114	
002	202	0	202	81	202	81	202	85	202	97									
2013	202	20	202	19	202	38	202	13	202	20	202	11	202	11	202	28	202	74	
001	203	176	203	122	203	20	203	88	203	79	203	107	203	95	203	0	203	0	
002	201	144	201	23	201	11	201	0	201	31	201	7	201	41	201	33	201	51	
003	202	34																	
004			202	164	202	65	202	123	202	96	202	92	202	115	202	120			
2014	202	151	202	111	202	87	202	22	202	70	202	109	202	171	202	191	202	13	
001	202	124	202	137	202	122	202	54	202	104	202	83	202	139	202	149	202	14	
002	202	0			202	100													
003	203	0	203	0															
006	203	17	203	0															
007	202	102	202	93															
008			203	33	203	13	203	0	203	30	203	81	202	29	202	25	203	46	
009					202	1	202	0	202	0	202	0	203	93	203	84		84	
2015	202	26	202	35	202	29	202	44	202	33	202	45	202	49	202	40	202	41	
2016	202	64	202	74	202	95	202	42	202	128	202	85	202	120	202	101	202	124	
001	203	63	203	98	203	62	203	38	203	83	203	112	203	173	203	143	203	139	
130			202	124	202	129											202	0	
131											203	0	203	56	203	0	202	0	
2017	202	168	202	95	202	108	202	135	202	121	202	103	202	59	202	210	202	17	
001	713	0	713	963	713	584	713	841	713	618	713	639	713	608	713	361	713	17	
002	202	148	202	119	202	99	202	161	202	166	202	138	202	306	192	176	202	23	
2018	202	122	202	123	202	77	202	370	202	98	202	105	202	131	202	147	202	12	
001	202	202	202	52	202	184	202	163	202	159	202	145	202	201	202	185	202	20	
002	202	36	202	36															
003									202	0	202	0	202	105	202	0			
2019	202	159	202	210	202	134	202	101	202	0	202	78	202	128	202	80	202	87	
001	202	20	202	18	202	24	202	25	202	74	202	73	202	85	202	77	202	82	
2020	202	176	202	131	202	152	202	130	202	84	202	129	202	196	202	160	202	210	
001	202	298	202	333	202	210	202	395	202	287	202	20	202	32	202	41	202	58	

AÑO :		1.978		1.979				1.980			1.981	
CUENTA N.º	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO	TRF	DIC	TRF	JUNIO
714001001	203	137	203	81	203	95	203	75	203	175	203	104
2	203	29	203	116	203	118	203	100	203	107	203	132
3	203	80	203	79	203	77	203	88	203	86	203	69
4	203	56	203	141	203	161	203	218	203	213	203	201
5	203	49	203	140	203	100	203	119	203	130	203	120
7	203	108	203	59	203	24	203	74	203	68	202	66
8	203	55	203	23	203	25	202	29	202	47	202	35
9	203	44	203	65	203	79	203	97				
10	203	0	203	0	203	18	203	12	203	9	203	75
11	203	50	202	106	202	146	202	146	202	183	202	233
12	203	52	203	0	203	115	203	107	203	152	203	118
13	203	15	203	0	203	25	203	81	203	132	203	119
714002002	203	47	203	89	203	97	203	243	203	204	203	179
3	203	57	203	333	203	127	203	149	203	178	203	96
4	203	0	203	0	203	0	203	220	203	302	203	0
5	203	28	203	0	203	0	203	0	203	0	203	43
6	203	147	203	107	203	71	203	76	203	71	203	73
7	203	20	203	83	203	54	203	79	203	0	203	79
8			203	165	203	102	203	163	203	196	203	139
9			203	0	203	69	203	86	203	101	203	63
10	203	50	203	325	203	136	203	180	203	160	203	116
11	203	63	203	148	203	114	203	144	203	179	203	136
12	203	245	203	37	203	33	203	76	203	356	203	261
13	203	92	203	158	203	151	203	145	203	347	203	136
14			203	0	203	405	203	245	203	260	203	155
15	203	32	203	110	203	35	203	46	203	40	203	72
714003001	203	121	203	99	203	72	203	60	203	71	203	50
2	203	101	203	79	203	88	203	99	203	107	203	102
3	203	64	203	60	203	126	203	157	203	184	203	163
4	203	45	203	29	203	31	203	42	203	71	203	37
5	203	212	203	102	203	107	203	118	203	140	203	113
6	203	12	203	109	203	118	203	131	203	131	203	108
7	203	81	203	109	203	72	203	354	203	130	203	101
8	203	58	203	54	203	53	203	125	203	142	203	111
9	203	27	202	40	202	46	202	71	202	93	202	66
10	203	109	203	86	203	80	203	120	203	144	203	87
11	203	58	203	70	203	97	203	43	203	287	203	190
12	203	70	203	100	203	106	203	138	203	233	203	154
13	203	132	203	73	203	64	203	62	203	63	203	50
999									202	38	202	68
714004001	203	2	203	89	203	78	203	102	203	146	203	145
2	203	40	203	102	203	56	203	124	203	115	203	0
3			203	0	203	340	203	162	203	253	203	236
4	203	0	203	0	203	19	203	111	203	118	203	115
5	203	9	203	79	203	150	203	124	203	148	203	121
6	203	28	203	111	203	80	203	115	203	97	203	91
7	203	75	203	96	203	122	203	125	203	127	203	113
8			203	0	203	81	203	103	203	185	203	125
9	203	95	203	72	203	72	203	45	203	70	203	109
10	203	44	203	0	203	136	203	109	203	84	203	106
11	203	210	203	34	203	24	203	37	203	71	203	0
714005001	203	0	203	0	203	43	203	71	203	51	203	108
2	203	147	203	0	203	24	203	80	203	93	203	126
3	203	518	203	88	203	36	203	62	203	119	203	73
4			203	80	203	79	203	121	203	102	203	109
5	203	0	203	0	203	0	203	142	203	129	203	120
6	203	0	203	0	203	172	203	152	203	145	203	120
7	203	27	203	0	203	77	203	84	203	88	203	84
8	203	57	203	65	203	148	203	209	203	148	203	70
9	203	78	203	55	203	41	203	143	203	81	203	104
10	203	97	203	120	203	171	203	177	203	110	203	115
11	203	99	203	94	203	98	203	132	203	187	203	46
12			203	0	203	0	203	59	203	94	203	
109										712		
PROM: 84		PROM: 99		PROM: 95		PROM: 118		PROM: 138		PROM: 112		

CONSUMO DE TARIFA (TRF) : 202 } RESIDENCIAL 712 } COMERCIAL  
 203 } 713 }

TASA MEDIA DE INCREMENTO ANUAL (TI) =  $\frac{\sum (\text{VARIACIONES DE JUNIO A JUNIO} + \text{VARIACIONES DE DIC. A DIC.})}{n}$  = 0,181

TI = 18,1%

\* VARIACIONES RELATIVAS

VARIACION ANUAL DEL CONSUMO PARA UN MISMO GRUPO DE ABONADOS EN LOS ARZAYANES

**APENDICE IX**  
**ENCUESTA DE CARGA CONECTADA**





## APENDICE X

FUNDAMENTOS DE ESTADISTICA APLICADOS A LA ESTIMACION  
DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS MEDICIONES DE CAMPO

## FUNDAMENTOS DE ESTADISTICA APLICADOS A LA ESTIMACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS MEDICIONES DE CAMPO.

La actividad complementaria a las mediciones de campo para la determinación de las ~~características~~ características reales de la carga, es la estimación e interpretación de los resultados obtenidos de dichas mediciones.

En esta parte se presenta la necesidad de manejar una gran cantidad de información de diversa índole (datos de demanda, registro histórico del consumo, número de abonados, etc.) que debe ser resumida en tal forma que se entienda y se pueda analizar para obtener conclusiones del problema que se plantee; esto se debe a que en general, muchos de los fenómenos de los Sistemas Eléctricos son del tipo aleatorio y no determinístico, y mas aún, en el caso de la carga eléctrica, esta aumenta con el tiempo y no es controlable.

### A - DISPERSION.

La dispersión es la variación de los valores incluidos en una serie de datos. Una medida de dispersión es importante para los siguientes fines:

- Puede ser usada para mostrar el grado de variación entre los valores en los datos.
- Puede ser usada para suplementar un promedio para describir un grupo de datos o para comparar un gru-

po de datos con otro. Cuando la dispersión es alta, el valor promedio se vuelve de poca o ninguna significación. Cuando la dispersión es baja, el valor promedio se vuelve altamente significativo o representativo.

Una medida de dispersión puede expresarse en valores absolutos o relativos, pero la expresión mas importante es en valores absolutos (ya que en valores absolutos la suma de las desviaciones es cero). Los tipos mas importantes de dispersión son la desviación media y la desviación estándar, ya que están basadas en todos los elementos de una distribución (de datos) y están diseñadas para medir la dispersión alrededor de un promedio.

#### A-1 DESVIACION MEDIA.

$$\text{Matemáticamente: } DM = \frac{\sum f |x - \bar{x}|}{n}$$

donde  $f$  = frecuencia de clase

$\bar{x}$  = punto medio de cada clase

$n$  = número de valores.

#### A-2 DESVIACION ESTANDAR Y VARIANZA.

La desviación estandar de un conjunto de valores es la raíz cuadrada de la media aritmética de las desviaciones individuales al cuadrado por la frecuencia de clase.

Las desviaciones individuales están basadas en la media aritmética de los valores en el conjunto.

Varianzas: 
$$s^2 = \frac{\sum f |x - \bar{x}|^2}{n}$$

Desviación estándar: 
$$s = \sqrt{\frac{\sum f |x - \bar{x}|^2}{n}}$$

## B TENDENCIAS :

El análisis de la tendencia de una serie de datos, es importante por tres razones :

- Conocer el comportamiento histórico de un fenómeno
- Comparar las tendencias de varios grupos de datos o las tendencias de diferentes periodos en los años sucesivos.
- Pronosticar el comportamiento futuro.

El conocimiento de estas razones es fundamental para seleccionar un método apropiado para expresar tal tendencia.

Los tipos de tendencias se clasifican en lineales y no lineales.

### B-1 TENDENCIAS LINEALES.

Obedecen a la expresión :  $Y = a + bX$

y pueden obtenerse por tres métodos :

- Método gráfico de mano alzada : requiere juicio personal al dibujar la línea recta; esto lo hace no muy preciso.
- Método de semipromedios : es el método analítico mas simple y consiste en dividir los datos originales en dos grupos iguales y calcular la media en cada grupo; estos valores medios se grafican y, a través de ellos se hace pasar una línea recta, a la que luego se calcula su ecuación.
- Método de los Mínimos Cuadrados : la línea recta obtenida por este método se considera el mejor ajuste para los datos.

## B-2 TENDENCIAS NO LINEALES.

Frecuentemente una línea recta no puede ajustarse adecuadamente a algunos datos, por ejemplo, una serie de tiempo puede tener un incremento mas rápido (o mas lento) en la presente etapa, y un incremento mas lento o (mas rápido) en etapas recientes. En tal caso, se hace necesario considerar una tendencia no lineal.

Hay muchos tipos de tendencias no lineales, pero las mas aplicables a los requerimientos de las características de la carga son :

- Tendencia Parabólica de Segundo Grado :

Obedece a la expresión : general

$$Y_c = a_0 + a_1 X + a_2 X^2 + \dots + a_n X^n$$

pero para fines de tendencia, generalmente se utiliza en su forma mas simple :

$$Y_c = a_0 + a_1 X + a_2 X^2$$

La magnitud y signo de los coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  determinará la correcta representación de cualquier tendencia parabólica.

- Tendencia Exponencial :

Obedece a la expresión general :

$$Y_c = ae^{bX}$$

Esta curva es apropiada para representar crecimientos de consumidores eléctricos.

- Tendencia logarítmica.

Obedece a la expresión general :

$$Y_c = a + b \ln X$$

y es ideal para representar series de datos que varían con esa función.

- Tendencia potencial :

Obedece a la expresión general

$$Y = a \lambda^D$$

Es una forma ecuacional bastante cómoda para operar relaciones analíticas entre las variables.

- Curvas de crecimiento :

Existen dos expresiones muy utilizadas para representar crecimientos poblacionales o de consumo, estas son :

Curva de Gompertz :  $y_0 = a e^{c \lambda^b}$

Curva logística :  $\frac{1}{y_0} = a + b e^{\lambda}$

Estas curvas se emplean para representar valores de crecimiento pequeños al principio, crecientes en la parte central y grandes pero establecidos en la parte final del período.

- Ley de Potencia :

Obedece a la ecuación :  $y_0 = (1 + r)^{\lambda}$

Esta curva permite relacionar el crecimiento exponencial con la tasa anual de incremento de un parámetro.

C. AGRUPA.

Una vez elegida la tendencia (o las tendencias) que vaya a representar a la serie de datos, es necesario



determinar los coeficientes de la forma ecuacional correspondiente.

Esta determinación se logra con diversos métodos, pero el mejor ajuste se obtiene mediante el método de regresión lineal.

El análisis de regresión incluye las técnicas usadas en dos operaciones principales :

- a) Derivar los coeficientes de una ecuación que describa la forma de la relación entre variables.
- b) Estimar una variable a partir de otra variable o variables (variables independientes), basados en la relación descrita por la ecuación de regresión.

El error de las estimaciones de los valores individuales de Y (variable dependiente), basados en la ecuación, es medido mediante la desviación estándar de regresión (o error estándar de estimación).

#### C-1 AJUSTE DE UNA RECTA (REGRESION LINEAL) :

La determinación de las constantes a y b en la ecuación.

$$Y = a X + b$$

Se realiza de acuerdo a las siguientes relaciones :

$$\sum XY = \frac{\sum X \sum Y}{n}$$

$$a = \frac{\sum Y^2 - \frac{(\sum Y)^2}{n}}{\sum X^2 - \frac{(\sum X)^2}{n}}$$

$$b = \bar{Y} - a \bar{X} \quad \text{donde} \quad \bar{Y} = \frac{\sum Y}{n}, \quad \bar{X} = \frac{\sum X}{n}$$

**C-2 AJUSTE DE UNA CURVA.**

Se enunciarán solamente las relaciones de las tendencias que se utilizaron en la Tesis :

- Tendencia Exponencial :  $Y = a e^{bX}$

Esta expresión, en forma lineal es

$$\ln Y = \ln a + b X$$

$$\text{luego. } b = \frac{\sum \lambda_i \ln Y_i - \frac{1}{n} (\sum \lambda_i) (\sum \ln Y_i)}{\sum \lambda_i^2 - \frac{1}{n} (\sum \lambda_i)^2}$$

$$a = \exp \left[ \frac{\sum \ln Y_i}{n} - b \frac{\sum \lambda_i}{n} \right]$$

- Tendencia logarítmica :  $Y = a + b \ln X$

$$b = \frac{\sum Y_i \ln X_i - \frac{1}{n} \sum \ln X_i \sum Y_i}{\sum (\ln X_i)^2 - \frac{1}{n} (\sum \ln X_i)^2}$$

$$a = \frac{1}{n} (\sum Y_i - b \sum \ln X_i)$$

## APENDICE XI

PLANOS ELECTRICOS DE LOS SECTORES DE ESTUDIO: . . .