ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DISEÑO PARA ABONADOS RESIDENCIALES EN LA ZONA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

JORGE ALBERTO MONTESDEOCA CRUZ

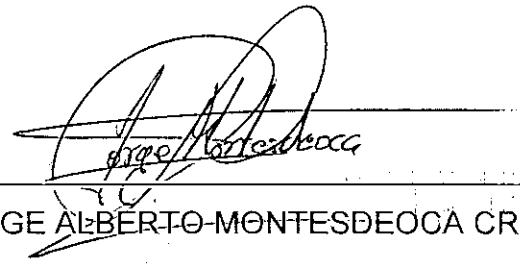
DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, agosto 2005

DECLARACIÓN

Yo, JORGE ALBERTO MONTESDEOCA CRUZ, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

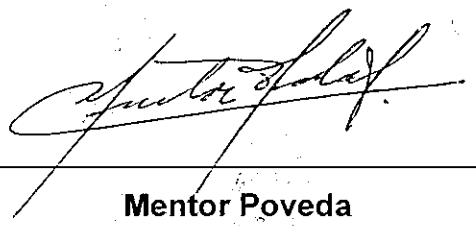
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



JORGE ALBERTO MONTESDEOCA CRUZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por JORGE ALBERTO MONTESDEOCA CRUZ, bajo mi supervisión.



Mentor Poveda

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a la Virgen Dolorosa por ser mis guías espirituales.

A mi padre y a mi madre por brindarme el apoyo incondicional para poder concluir con esta etapa de mi vida.

A mi director de tesis que con sus sabios y sólidos conocimientos, oriento el desarrollo de este trabajo para concluirlo de la mejor manera.

DEDICATORIA

Este trabajo esta dedicado al esfuerzo y perseverancia que he tenido, en el transcurso de mis estudios.

INDICE

CONTENIDO Pág.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN 1

1.1. ANTECEDENTES 1

1.2. OBJETIVOS 2

1.3. ALCANCE 2

1.4. JUSTIFICACIÓN 3

CAPITULO 2

PRINCIPALES CONCEPTOS INVOLUCRADOS 4

2.1. PARA LA DETERMINACIÓN DEL UESTREO 4

2.2. PARA EL ESTUDIO DE DEMANDA 6

CAPITULO 3

CARACTERÍSTICAS DE CARGA DE LA ZONA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE S.A 14

3.1. GENERALIDADES 14

3.1.1. SISTEMA DE GENERACIÓN 15

3.1.2. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN 16

3.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 17

3.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SECTORES DE SU ZONA DE CONCESIÓN 18

3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA 20

3.4. CARACTERÍSTICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA 22

CAPITULO 4.

MUESTREO Y LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN 24

4.1. MUESTREO 26

4.1.1. DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA 26

4.2. LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN 37

4.2.1. MEDICIÓN 38

4.2.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN 38
4.2.1.1.1. PARÁMETROS DE MEDICIÓN 38
4.2.1.1.2. APLICACIÓN SOFTWARE CODAM 300 39
4.2.1.1.3. DATOS TÉCNICOS DEL MEMOBOX 300 40
4.2.1.1.4. FUNCIONES DE MEDICIÓN 41
4.2.1.2. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN 42
4.2.1.3. INSTALACIÓN Y TOMA DE DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN 44
4.2.2. LEVANTAMIENTO DE CAMPO 47
4.2.3. BASE DE DATOS 48
4.3. RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN 48

CAPITULO 5.
METODOLOGÍAS A SEGUIR Y ANÁLISIS DE RESULTADOS 50
5.1. METODO DE LAS NORMAS E.E.Q.S.A 51
5.2. METODO DE LA REA 52
5.3 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS 57
5.3.1 MÉTODO SOBRE LA BASE DE LA CARGA INSTALADA DEL USUARIO DE MAYOR POSIBILIDADES CON LAS NORMAS EEQ 60
5.3.2. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA A PARTIR DEL CONSUMO DE ENERGÍA: MÉTODO REA 62
5.4 COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS 66
5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS 68

CAPITULO 6.
PROPUESTA DE ESTRATIFICACIÓN POR TIPO DE CLIENTE Y DE METODOLOGÍA A SEGUIR EN LAS GUIAS DE DISEÑO DE LAS NORMAS DE EMELNORTE S.A 71
6.1. ESTRATIFICACIÓN POR TIPO DE CLIENTE 71
6.1.1. ORGANIZACIÓN PRELIMINAR 72
6.1.2. DEFINICIÓN DE INTERVALOS 75

6.1.3. CATEGORIZACIÓN O TIPO DE CLIENTE..... 76
6.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA..... 77
6.2.1. DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL..... 77
6.2.2. DEMANDA DIVERSIFICADA..... 78
6.2.3. DEMANDAS DE DISEÑO..... 80

CAPÍTULO 7
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 83

BIBLIOGRAFIA
ANEXOS

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de investigación se encamina a una revisión a las normas de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A, en cuanto a las guías de diseño de redes secundarias, en base a un estudio de carga del sector residencial del área de concesión a través de mediciones de campo y características socio-económicas.

Se tomaron como muestra ocho circuitos considerados como los más representativos del área de concesión, en los que se realizaron registros de carga, se determinaron los intervalos de consumos y se realizó una categorización de clientes.

Las demandas de los circuitos de la muestra fueron determinadas utilizando dos metodologías, la de la REA y aquella de las normas de la Empresa Eléctrica Quito, que comparadas con los registros de demanda permiten concluir que la metodología que más se apega a la realidad de los clientes de EMELNORTE S.A, es la propuesta por la REA.

Finalmente se presenta una propuesta de categorización de clientes por intervalos de consumo ajustada técnicamente en función de los valores estándar empleados en redes secundarias y transformadores de distribución.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

En la actualidad, la utilización de la energía eléctrica es indispensable para el desenvolvimiento y desarrollo de ciudades y por ende de países, porque este servicio tiene directa incidencia en actividades productivas, y del convivir diario de la sociedad, notándose resultados positivos en éstas, derivados del empleo y disponibilidad de la energía eléctrica.

Razón por la cual la atención mundial dentro de la ingeniería eléctrica se la esta fijando en las empresas distribuidoras de energía; y más aún, conociendo que esta parte del Sistema Eléctrico de Potencia refleja su comportamiento directamente al usuario puesto que, se encuentra mas cerca del mismo.

La Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A. como empresa distribuidora conciente del importante papel y responsabilidad que tiene en sus manos, sugiere una constante actualización y depuración de falencias que pueden causar un deficiente servicio en el suministro de energía eléctrica. Por consiguiente propone una revisión a sus normas en cuanto a guías de diseño de redes secundarias en base a un estudio de carga del sector residencial de su Zona de Concesión, para evitar sobredimensionamientos de los elementos que forman parte del sistema de distribución.

1.2. OBJETIVOS

Realizar un estudio de la carga del sector residencial en base a mediciones de campo y características socio-económicas de los barrios, con el fin de conocer su comportamiento, de manera de:

- Realizar una estratificación de abonados residenciales en grupos homogéneos de consumo, que facilite la elaboración de proyectos de electrificación.

- Llegar a establecer una metodología apropiada que permita obtener valores de demandas máximas diversificadas acordes a los requerimientos de la carga servida por EMELNORTE S.A.

1.3. ALCANCE

La determinación de la demanda máxima diversificada y estratificación de abonados esta orientada al sector residencial urbano y rural de la zona de concesión de EMELNORTE S.A.

Se analizarán aquellos parámetros que necesariamente serán obtenidos de la investigación de carga y se elaborará el programa de las mediciones de campo, para obtener las características de abonados residenciales. Para el efecto se considerará la estratificación más conveniente de acuerdo a aspectos socio-económicos de la población y a experiencias pasadas en dicho tema.

Se aplican los conceptos teóricos, al caso práctico de la carga residencial de EMELNORTE S.A. Con los resultados se determinan las características de la demanda. Luego se realiza una comparación con cada uno de los métodos

considerados, de manera que ofrezcan una aplicación en el diseño de redes secundarias y transformadores de distribución mejor ajustada a la realidad.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Las características de carga tienen gran importancia en lo que se refiere a la planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento en todo el sistema eléctrico. En el Ecuador ha sido práctica común el que las empresas eléctricas y otras instituciones, encargadas del suministro de la potencia y energía eléctrica en áreas habitadas, adopten una metodología para la estimación de demandas diversificadas sin tomar en cuenta las reales necesidades, y evitar sobredimensionamientos. Factor que influye de manera directa en las guías de diseño de redes de distribución.

Por esto EMELNORTE S.A. emprende una revisión de las guías de diseño de redes de distribución, orientada a fortalecer sus debilidades y así cumplir de mejor manera, la tarea de suministrar energía eléctrica al norte del país.

CAPITULO 2

PRINCIPALES CONCEPTOS INVOLUCRADOS

Con el objeto de comprender mejor el lenguaje y la terminología usada en el muestreo, y estudio de carga del sector residencial de la Zona de Concesión de EMELNORTE S.A., a fin de encontrar una metodología que nos permita obtener demandas diversificadas acordes a los requerimientos de ésta, que influencia en las guías de diseño de redes de distribución se establecen los siguientes conceptos y definiciones:

2.1. PARA LA DETERMINACIÓN DEL MUESTREO

ELEMENTO

Un elemento, es el objeto del cual se toman las mediciones y se consigue la información necesaria para un estudio.

UNIVERSO MUESTRAL

Conocida también como población, es una colección completa de elementos, es el grupo entero que se quiere describir o del que se debe obtener conclusiones.

MUESTRA

Es un subconjunto cualquiera de la población, y ha de ser una reproducción en pequeño de ésta.

UNIDAD MUESTRAL

Una unidad muestral no es sino un elemento seleccionado de la población.

MARCO MUESTRAL

Es una lista completa de todos los elementos seleccionados de la población.

ÁREA TÍPICA DE CARGA

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

La determinación de las áreas típicas de carga permite realizar con cierta facilidad levantamientos sobre la base de muestreos que permitan obtener la carga total del área y normalizar las soluciones de tipo técnico.

MUESTREO

Es el proceso por medio del cual se selecciona una parte de la población, que nos provea de información confiable sobre ésta.

MUESTREO ESTRATIFICADO

La población de la que hay que extraer la muestra es subdividida en varios grupos , llamados estratos, cada uno de los cuales debe ser internamente homogéneo.

MUESTREO SESGADO

Conocido también como muestreo dirigido, como su nombre lo indica, los elementos de la población que formaran parte de la muestra, se los escoge en base a observación y por sospecha de que puedan servir para determinado estudio.

DESVIACIÓN ESTANDAR

Nos indica la variabilidad que se puede presentar hacia arriba y por debajo del promedio de un listado de valores, que pueden ser mediciones, lecturas, entre otros.

2.2. PARA EL ESTUDIO DE DEMANDA

POTENCIA[i]

Es la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos del voltaje y de la corriente. La unidad de la potencia es el vatio (W).

La potencia que es absorbida por una carga en cierto instante es el producto de la caída de voltaje instantáneo en la carga en voltio, y de la corriente instantánea que entra a la carga, en amperio. Si se designan las terminales de la carga con *a* y *n,* la potencia instantánea es:

$$p = v_{an} i_{an} = V_{máx} I_{máx} \cos wt \cos(wt - \theta) \qquad \text{(Ec. 2.1)}$$

En esta ecuación, el ángulo θ es positivo cuando la corriente atrasa el voltaje y es negativo para corrientes en adelanto.

Un valor positivo de potencia se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de la caída de voltaje, y es la razón de transferencia de energía a la carga. Por el contrario, la potencia negativa se obtiene cuando la corriente fluye en la dirección de elevación del voltaje y representa la energía que es transferida desde la carga al sistema en el que se encuentra conectada.

Al aplicar identidades trigonométricas, la expresión de la ecuación (2.1) se reduce a:

$$p = \frac{V_{máx} I_{máx}}{2} \cos\theta(1 + \cos 2wt) + \frac{V_{máx} I_{máx}}{2} sen\theta sen 2wt \qquad \text{(Ec. 2.2)}$$

Donde $V_{máx}I_{máx}$ / 2 se puede reemplazar por el producto de los voltajes y corrientes rms, esto es, $|V_{an}||I_{an}|$ o $|V||I|$.

Al analizar la ecuación (2.2) se nota que el término que contiene cos θ siempre es positivo y tiene un valor promedio de:

$$P = \frac{V_{máx} I_{máx}}{2} \cos\theta \qquad \text{(Ec. 2.3)}$$

Al sustituir los valores rms del voltaje y la corriente,

$$P = |V||I| \cos\theta \qquad \text{(Ec. 2.4)}$$

Que no es mas que la potencia promedio, también llamada potencia real o activa.

El segundo término de la ecuación (2.2), aquel que contiene el término sen θ es alternadamente positivo y negativo, y tiene un valor promedio de cero.

$$Q = \frac{V_{máx} I_{máx}}{2} sen\theta \qquad \text{(Ec. 2.5)}$$

o,

$$Q = |V||I| sen\theta \qquad \text{(Ec. 2.6)}$$

Esta componente de la potencia instantánea, se llama potencia reactiva instantánea y expresa el flujo de energía que en forma alternada, va hacia la carga y regresa de ella. El valor máximo de ésta potencia pulsante denominada Q, se llama potencia reactiva o voltamperes reactivos, y es muy utilizada en la descripción de la operación de los sistemas de potencia.

POTENCIA COMPLEJA[ii]

Cuando se refiere a estado estable sinusoidal, se puede hacer el cálculo en forma compleja y de manera conveniente de las potencias real y reactiva, si las expresiones fasoriales del voltaje y de la corriente son conocidas.

Si la caída de voltaje y la corriente que entra en una cierta carga o parte de un circuito se expresan por $V = |V| \angle \alpha$ e $I = |I| \angle \beta$, respectivamente, el producto del voltaje por el conjugado de la corriente en forma polar es:

$$VI^* = |V||I| \angle \alpha - \beta \qquad \text{(Ec. 2.7)}$$

Por lo general, a esta cantidad, llamada potencia compleja, se la designa con la letra S. En forma rectangular se tiene:

$$S = VI^* = |V||I| \cos(\alpha - \beta) + j|V||I| sen(\alpha - \beta) \qquad \text{(Ec. 2.8)}$$

Ya que el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente, esto es, α - β, es igual al ángulo θ de las ecuaciones previas.

$$S = P + jQ \qquad \text{(Ec. 2.9)}$$

CARGA

Potencia promedio entregada en un punto en un intervalo de tiempo. Este puede aplicarse a un sistema, parte del sistema, consumidor individual o grupo de consumidores.

CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los aparatos y equipos que se encuentran conectados en un área determinada, se expresa por lo general en kVA ó en MVA.

DEMANDA

Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo previamente establecido, normalmente suelen ser de 15, 30, y 60 minutos.

$$Demenda = \frac{\int_0^{\Delta t} p\,dt}{\Delta t} \qquad \text{(Ec. 2.10)}$$

Donde:

p = potencia instantánea

Δt = intervalo de demanda

Puede ser expresada en kW, kVA, o kilo amperes a un factor de potencia determinado.

DEMANDA MÁXIMA

Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en una parte que de él, durante el periodo interesado. Por ejemplo, demanda máxima diaria, mensual, anual. Comúnmente se la llama demanda o carga pico.

DEMANDA DIVERSIFICADA

Es la demanda simultánea de un grupo de equipos o de suscriptores. La demanda máxima diversificada es normalmente menor que la suma de las demandas máximas individuales.

FACTOR DE POTENCIA[iii]

El coseno del ángulo de fase θ, entre el voltaje y la corriente, se llama factor de potencia. Se dice que un circuito inductivo tiene un factor de potencia en atraso y que un circuito capacitivo lo tiene en adelanto. En otras palabras, los términos factor de potencia en atraso y factor de potencia en adelanto indican si la corriente atrasa o adelanta el voltaje aplicado, respectivamente.

PERIODO DE MEDICIÓN DE LA DEMANDA[iv]

Es el tiempo durante el cual se realiza la medición de la demanda y puede ser de corto plazo, mediano plazo, y de largo plazo.

Corto Plazo

Un periodo de medición de la demanda de corto plazo, suele ser:
Diario, que es utilizado para fines de muestreo de usuarios sean estos residenciales, comerciales o industriales, cuando la información requerida es totalmente preliminar

Semanales y mensuales sirven para detectar el comportamiento de la carga de alimentadores primarios y redes secundarias, con miras a futura expansión de servicio.

Periodos estaciónales suelen ser utilizados para programar ciertos trabajos de operación y mantenimiento.

Un periodo anual de medición de la demanda nos permite realizar mejoras en capacidad de transformación de una subestación o mejorar las necesidades de generación.

Mediano Plazo

Se consideran periodos de dos a cuatro años, para tomar en cuenta cambios en la economía de la región, desarrollo industrial, comercial, agrícola, entre otros.

Largo Plazo

Se consideran periodos de cinco a diez años o mayores, nos permite la planeación de nuevas centrales, su instalación y operación en el Sistema de Potencia.

FACTOR DE DEMANDA[v]

Es la relación entre la demanda máxima en el sistema o parte del sistema y la carga total conectada en dicho sistema o parte del mismo.

$$Factor\ \ de\ \ demanda = \frac{Demanda\ \ máxima}{Capacidad\ \ total\ \ conectada} \qquad \text{(Ec. 2.11)}$$

El factor de demanda da una indicación de la simultaneidad en el uso del equipo instalado.

FACTOR DE DIVERSIDAD[vi]

Se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema considerado.

$$Factor\ \ de\ \ diversidad = \frac{\sum demandas\ \ máximas\ \ individuales}{Demanda\ \ máxima\ \ total\ \ sistema} \qquad \text{(Ec. 2.12)}$$

FACTOR DE COINCIDENCIA

Es la relación en porcentaje, de la máxima demanda de un sistema y la suma de las demandas máximas individuales componentes del sistema. Se lo define como el inverso del Factor de Diversidad.

FACTOR DE CARGA

Es la razón entre la demanda promedio de un periodo establecido con respecto a la demanda máxima del mismo periodo.

$$Factor\ \ de\ \ carga = \frac{\overline{D}}{\hat{D}} \qquad \text{(Ec. 2.13)}$$

CURVA DE CARGA

Es la representación gráfica de la variación de la carga en un periodo de carga determinado. Esta curva nos permite obtener la energía consumida, que no es mas que el área bajo dicha curva.

En la figura 2.1 se muestra una curva de carga con un comportamiento típico para sectores residenciales.

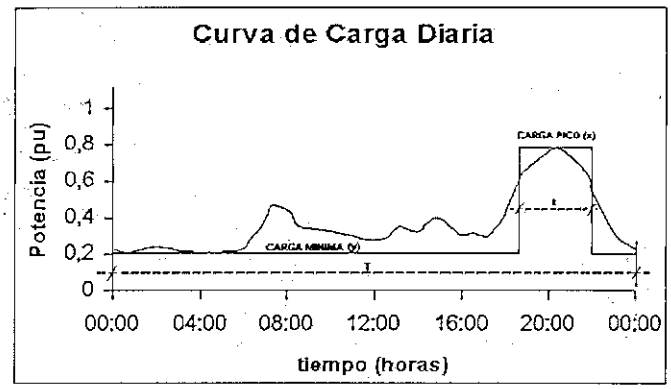


Gráfico 2.1
Curva de carga típica de sectores residenciales.

CAPITULO 3

CARACTERÍSTICAS DE CARGA DE LA ZONA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE S.A.

3.1. GENERALIDADES

El área geográfica a la cual EMELNORTE suministra energía eléctrica comprende los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha, el cantón Sucumbios de la provincia del mismo nombre y las provincias de Imbabura y Carchi en su totalidad. Abarcando una área de concesión de 11987 km^2 .

En el anexo 3.1 se presenta el mapa de la Zona de Concesión de EMELNORTE S.A.

EMELNORTE S.A. está formada por tres sistemas, que son:

- Sistema de Generación.
- Sistema de Subtransmisión.
- Sistema de Distribución.

Los valores nominales de voltaje del sistema eléctrico actual son:

- Subtransmisión (kV)	69 , 34.5
- Alimentadores, líneas y redes Primarias de distribución (kV)	6.3, 13.8
- Circuitos secundarios trifásicos (V)	220/127
- Circuitos secundarios monofásicos(V)	240/120

3.1.1. SISTEMA DE GENERACIÓN

EMELNORTE S.A. cuenta actualmente con 3 centrales hidráulicas, y una central térmica. Además se abastece del Sistema Nacional Interconectado y de generadoras pequeñas privadas.

Las centrales pertenecientes a EMELNORTE S.A. tienen una capacidad instalada de 15.34 MVA de generación hidroeléctrica, 3.25 MVA de generación térmica, y la generación privada cuenta con 4.512 MVA de generación hidroeléctrica.

La tabla 3.1 muestra las características más relevantes de las centrales de generación hidroeléctrica y térmica tanto privadas como de EMELNORTE S.A.

Tabla 3.1

Centrales de Generación que dispone a EMELNORTE S.A.

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE EMELNORTE S.A.				
CENTRAL	N° GRUPOS	TURBINA	POTENCIA INSTALADA (MVA)	PROVINCIA
Ambi	2	Turbo	5,00	Imbabura
San Miguel de Car	1	Francis	3,69	Carchi
La Playa	3	Francis	0,55	Carchi
CENTRALES HIDROELECTRICAS PRIVADAS				
Atuntaqui	2	Francis	0,25	Imbabura
Cotacachi	2	Francis	0,25 - 0,20	Imbabura
Otavalo	1	Francis	0,527	Imbabura
Espejo	2	Pelton	0,26 - 0,40	Carchi
San Gabriel	1	Francis	0,375	Carchi
Molinos la Unión	1	Francis	2,00	Pichincha
CENTRAL TERMICA DE EMELNORTE				
San Francisco	1	———	3,25	Carchi

3.1.2. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Con el fin de dar confiabilidad al suministro de energía eléctrica en el área de servicio de EMELNORTE S.A. en la actualidad se dispone de 19 líneas de subtransmisión y se encuentran en proceso de construcción dos nuevas líneas a 69 kV, que se listan en la tabla 3.2.

El sistema de subtransmisión se alimenta de dos subestaciones de TRANSELECTRIC ubicadas en las ciudades de Tulcán e Ibarra.

Tabla 3.2

Líneas de Subtransmisión que dispone EMELNORTE S.A.

N°	NOMBRE DE LA LINEA	Voltaje (kV)	Longitud (km)
1	Línea Transelectric – Tulcán	69,0	2,0
2	Línea Túlcan – Rosal	69,0	5,6
3	Línea San Miguel de Car - Rosal	34,5	14,0
4	Línea Túlcan - San Grabiel	69,0	30,7
5	Línea San Gabriel - El Angel	69,0	13,8
6	Línea El Angel – Chota	69,0	20,5
7	Línea Chota – Ibarra	69,0	20,6
8	Línea Ibarra – Otavalo	69,0	19,4
9	Línea Otavalo – Cayambe	69,0	26,5
10	Línea Ibarra - San Agustín	69,0	62,5
11	Línea San Agustín - El Retorno	69,0	2,5
12	Línea Ibarra- Alpachaca	69,0	3,7
13	Línea Alpachaca – Ambi	34,5	5,0
14	Línea Alpachaca - Despacho de Carga	34,5	1,3

N°	NOMBRE DE LA LINEA	Voltaje (kV)	Longitud (km)
15	Línea Alpachaca - Derivación Atuntaqui	34,5	5,5
16	Línea Derivación Atuntaqui - Atuntaqui	34,5	5,0
17	Línea Derivación Atuntaqui - San Vicente	34,5	5,5
18	Línea San Vicente – Tabacundo	34,5	26,8
19	Línea Ibarra - Selva Alegre	34,5	22,0
20	Línea Bellavista – Cotacahi	69,0	12,0
21	Línea Cayambe - La Esperanza	69,0	14,0

3.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Dieciséis subestaciones de distribución, instaladas en el área de servicio de la Empresa, suministran la energía eléctrica al área de servicio

Al sistema de subestaciones de la Empresa se incorpora una nueva subestación; la subestación La Esperanza que se encuentra ejecutada en un ciento por ciento, y entrará en operación el presente año.

El sistema de distribución comprende: subestaciones que transforman el voltaje de subtransmisión (69kV y 34.5kV) a voltaje de distribución, que en el sistema de EMELNORTE es 13.8kV y 6.3kV en primarios, este voltaje es reducido a 120V y 240V en secundarios mediante los transformadores de distribución, para llegar a los consumidores finales por medio de las acometidas y subestaciones de seccionamiento. En el ANEXO 3.2 se encuentra el diagrama unifilar del sistema de interconexión entre subestaciones

Actualmente EMELNORTE tiene 7869 transformadores monofásicos con una capacidad nominal instalada de 135.33 MVA y 1522 transformadores trifásicos con una capacidad nominal instalada de 95.63 MVA.

En el anexo 3.3 se presenta el listado de subestaciones con sus respectivos alimentadores y transformadores de distribución asociados a ellos

El sistema de redes secundarias que presenta EMELNORTE S.A. es radial a excepción de ciertos sectores céntricos de las ciudades de Ibarra y Tulcán que tienen un sistema banqueado.

En la tabla 3.2 se indica como se encuentra el sistema de redes secundarias a diciembre del 2003, pertenecientes a EMELNORTE S.A.

Tabla 3.2

Características de las Redes Secundarias con las cuales EMELNORTE S.A. sirve en baja tensión a su Zona de Concesión.

Instalación	Cantidad (#)	LONGITUD (km)			
		1F	2F	3F	Total
Aérea		2.225,97	1.372,76	231,77	3.830,49
Subterránea		-	-	2,37	2,37
Otra		-	-	-	-
Total	-	**2.225,97**	**1.372,76**	**234,14**	**3.832,87**

3.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SECTORES DE SU ZONA DE CONCESIÓN

Para dar mayor agilidad a la realización de los objetivos de calidad de servicio, se ha subdividido en cuatro zonas administrativas a toda el área de concesión de EMELNORTE S.A.

Zona N° 1: Cubre los cantones Cayambe y Pedro Moncayo.

Zona N° 2: Cubre los cantones Antonio Ante, Cotacachi y Otavalo

Zona N° 3: Cubre los cantones Mira, Espejo, Pimampiro, Urcuquí e Ibarra
Zona N° 4: Cubre los cantones Tulcán, Montúfar, Bolívar, Huaca, y Sucumbios

Para establecer el tipo de consumidor residencial en un diseño se tomará en cuenta las características constructivas del proyecto urbanístico, características de la vivienda y un consumo específico probable.

EMELNORTE S.A. para que se pueda identificar al consumidor de su área de servicio se ha procedido a clasificarlo considerando las características descritas en el párrafo anterior, lo que corresponde a las actuales guías de diseño; así:

Tabla 3.3

Clasificación de consumidores

TIPO CONSUMIDOR	AREA MIN LOTE (m^2)	SECTOR
A	A>400	URBANO
B	200<A<400	URBANO
C	A<200	URBANO
D	Centro Poblado	RURAL
E	Rural	RURAL

3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA

La característica de la demanda de potencia que EMELNORTE S.A. tiene, se la puede observar mediante la forma particular que presenta su curva de carga (ver ANEXO 3.4), la cual se ve influenciada de manera importante por la carga residencial que constituye el 41.47 % del consumo total.

El comportamiento diario de la carga a la cual sirve EMELNORTE S.A. se determina en el gráfico 3.1, donde se muestra la curva de carga para el día ordinario mas representativo, que es el día miércoles. También se presenta para el fin de semana.

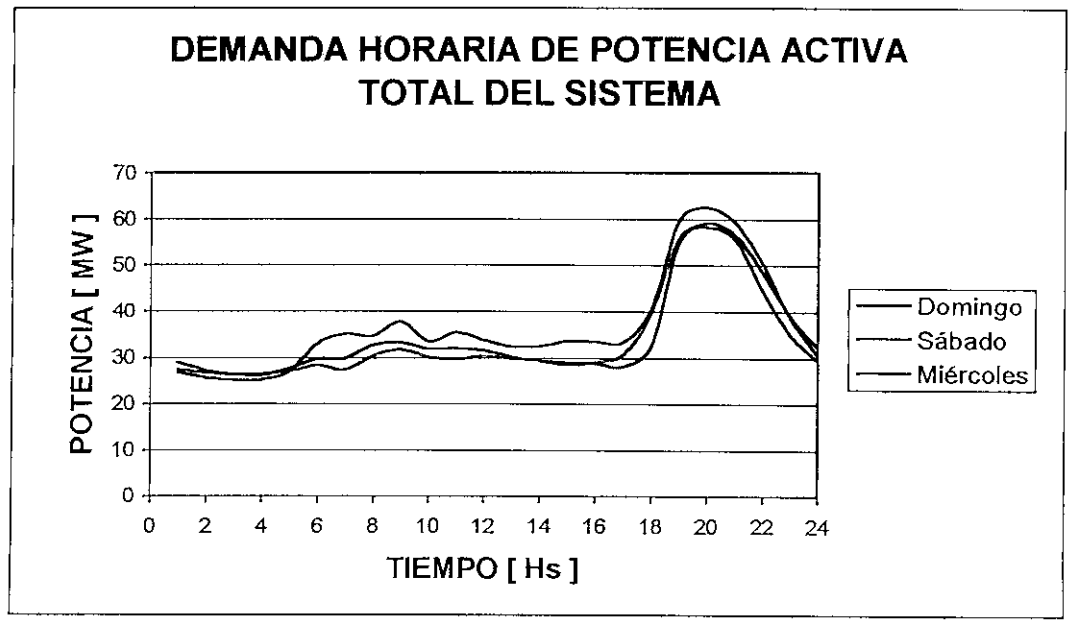


Gráfico 3.1

Curva de Carga Diaria mas Representativa del Sistema de EMELNORTE S.A.

Se puede notar que la forma de estas curvas son predominantemente del tipo residencial, con una pequeña contribución en consumo del sector industrial, y en mínima participación del sector comercial.

A través del Departamento de Planificación, se puede conocer el valor del índice de crecimiento de potencia anual, que esta en el orden del 4.5 %; a la vez facilitó los datos para determinar la gráfica de proyección de la demanda de potencia para los tres escenarios, alto, medio, y bajo. A fin de darnos a conocer los requerimientos que la Empresa tendrá que cubrir en el futuro.

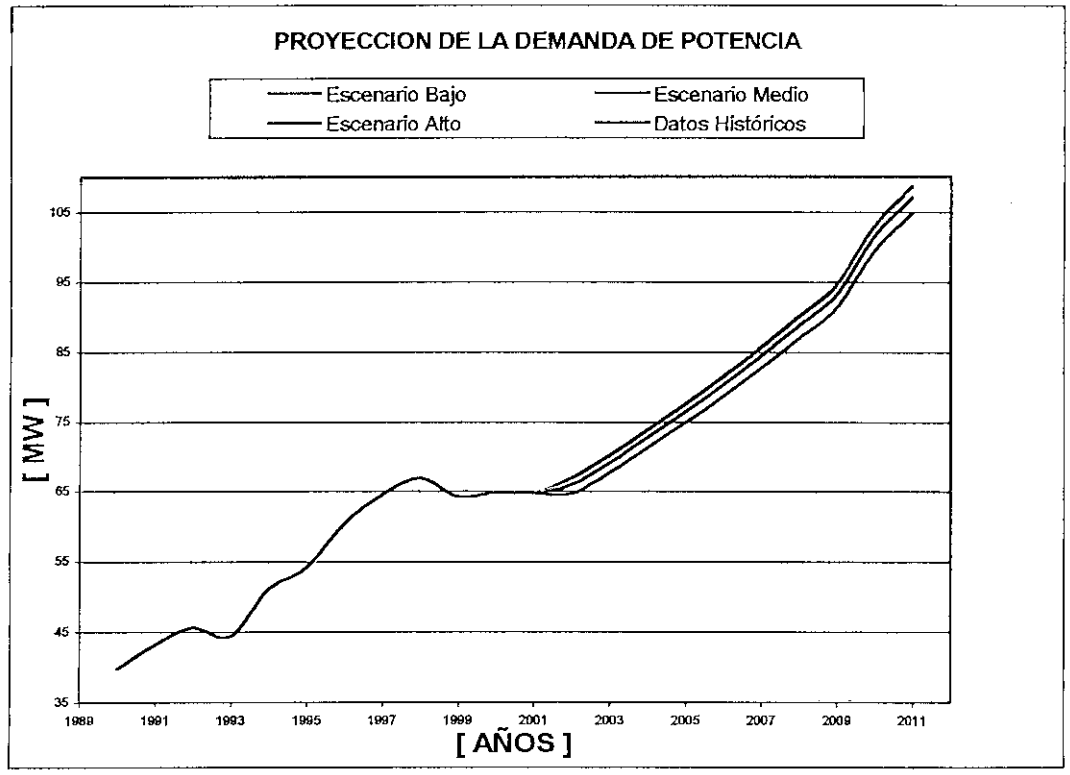


Gráfico 3.2

Proyección de la Demanda de Potencia de EMELNORTE S.A

3.4. CARACTERÍSTICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

La característica de demanda de energía que presenta EMELNORTE S.A., se la puede apreciar en función del tipo de usuarios o clientes y en que cantidad estos consumen la energía; el gráfico que se presenta a continuación ilustra lo mencionado.

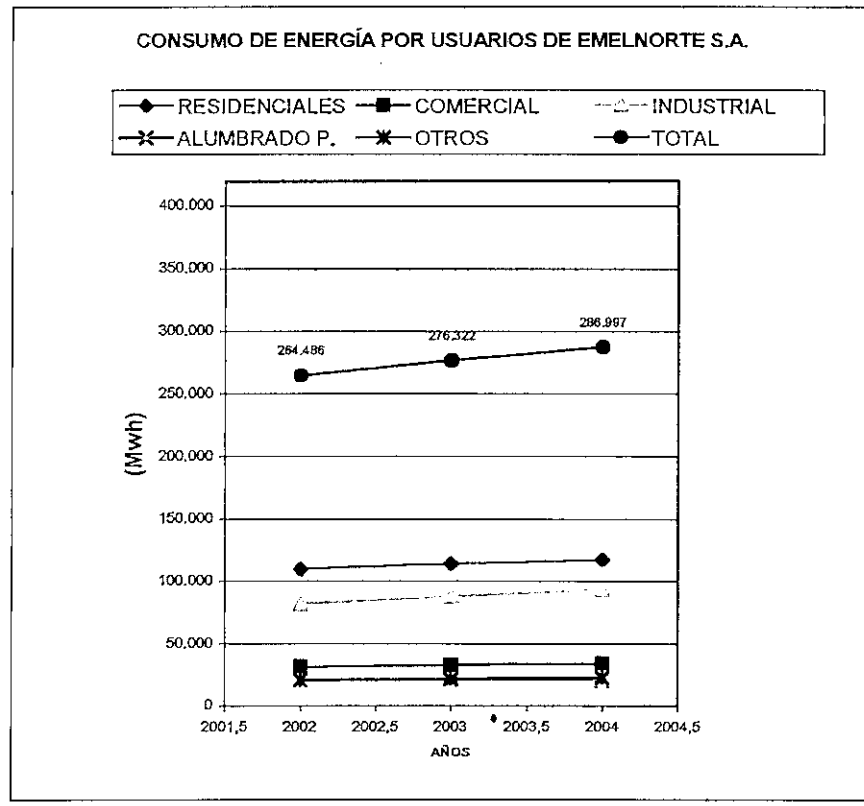


Gráfico 3.3

Característica de Consumo de Energía por usuarios de EMELNORTE S.A.

El Gráfico 3.3 indica como se ha venido consumiendo la energía anualmente por los diferentes tipos de usuarios, como son: residenciales, comerciales, industriales, otros, y por el alumbrado público.

Notándose que la demanda de energía anual mas significativa se tiene por presencia de usuarios del tipo residencial, seguida por los industriales, comerciales, alumbrado publico y otros.

Con la información existente en el Departamento de Planificación, se puede conocer el valor del índice de crecimiento de energía anual, que está en el orden del 5.1%, en base a datos históricos; dato con el se realiza la proyección de la demanda de energía. En donde se puede ver los requerimientos que la Empresa tendrá que cubrir en el futuro.

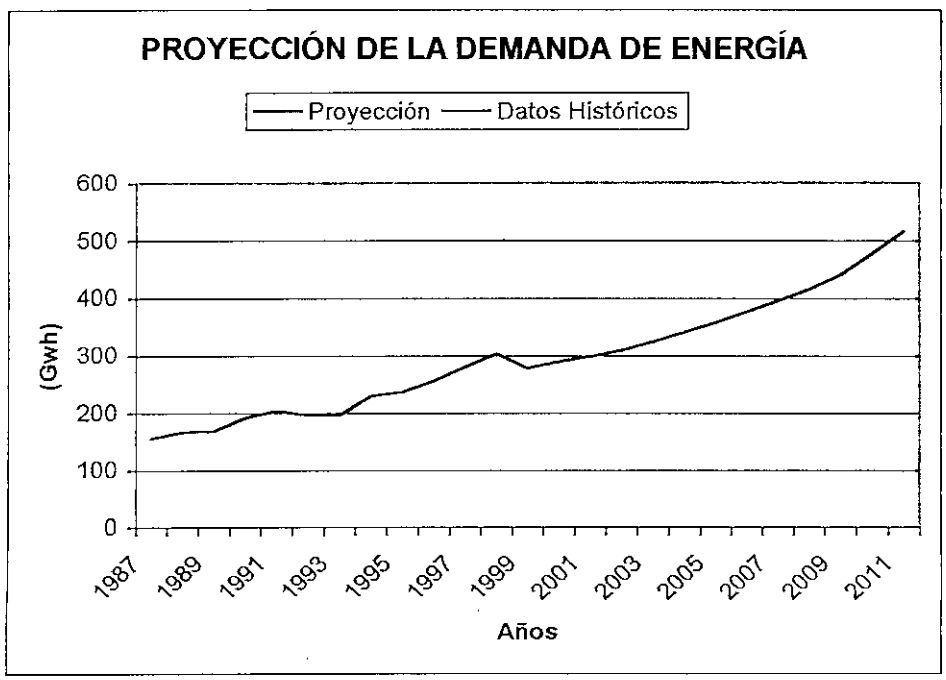


Gráfico 3.4

Proyección de la Demanda de Energía de EMELNORTE S.A.

CAPITULO 4.

MUESTREO Y LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La realidad que presenta la carga servida por la Empresa de Distribución EMELNORTE S.A., en especial por sistemas de distribución secundarios obliga a adoptar una metodología que se ajuste de mejor manera a la realidad y lleve a obtener una muestra suficiente y adecuada que refleje el comportamiento de la misma.

Existen varios tipos de investigaciones por muestreo, por lo cual es necesario conocer los recursos físicos, económicos y humanos disponibles para obtener la información requerida para el estudio a realizarse, una vez determinado esto se podrá aplicar la investigación por muestreo que más se ajuste a los requerimientos del proyecto.

Se menciona a continuación las opciones posibles que se podrían aplicar, en términos de muestreo:

Muestreo Aleatorio Simple

Un buen diseño muestral requiere que los elementos escogidos sean tomados al azar. Con esto se garantiza que la muestra represente a la población y que las inferencias a realizar sean válidas. Este método se recomienda cuando la población es homogénea.

Muestreo Aleatorio Estratificado

Cuando la población es bastante heterogénea o si está distribuida muy ampliamente, el número de consultas necesarias para obtener información es alto, con el consiguiente aumento en el costo de la investigación y en el tiempo de ejecución.

Para superar estos problemas se debe formar una muestra estratificada y al azar. Según este método, la población de la que hay que extraer la muestra es subdividida en varios grupos , llamados estratos, cada uno de los cuales debe ser internamente homogéneo. En cada estrato, las unidades muéstrales a investigar se escogen al azar.

Muestreo por Conglomerados

La elaboración de un muestreo aleatorio puede ser costosa y difícil de realizar porque la población está dispersa en una área extensa y la localización de cada elemento de la muestra podría llevar mucho tiempo. En estos casos se practica el muestreo por conglomerados.

Los conglomerados son subconjuntos de la población que tienen la propiedad de ser internamente lo más heterogéneos y entre ellos lo más homogéneos posibles.

Debido a la extensa zona de concesión, escasa información que lleve a definir estratos homogéneos de carga que permitan aplicar métodos específicos de muestreo y restricciones en cuanto a número de medidores empleados para obtener la información de campo, el camino a seguir es en base a un Muestreo Estratificado Sesgado.

4.1. MUESTREO

En la investigación cuyo objetivo es la recopilación de información sobre todos los clientes, grupo que estadísticamente se denomina "Población" o "Universo Muestral", que no es sino el conjunto completo del que se quiere describir u obtener conclusiones.

Para el estudio, se busca la demanda de los clientes individuales pero se usa la demanda sobre los transformadores de distribución, puesto que en estos puntos se incluye el factor de diversificación de un grupo de usuarios asociados a ellos.

La investigación se basa en el estudio a un número específico de transformadores de distribución que deberán ser representativos de la población; puesto que éstos constituyen un punto estratégico para la obtención de la información necesaria para los estudios de demanda.

4.1.1. DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA

El procedimiento adoptado para superar los problemas que surgen cuando la población es heterogénea y está distribuida muy ampliamente, es el formar una muestra estratificada.

Según este método, la población de la que hay que extraer la muestra se subdivide en varios grupos, llamados estratos, cada uno de los cuales deben ser internamente lo mas homogéneo posible y caracterizado de alguna forma.

Una tentativa de estratificación de abonados residenciales de la Zona de Concesión de EMELNORTE S.A., se realiza tomando como base los rangos de

consumo (kWh/mes) y número de abonados por rango, mostrados en la Tabla 4.1

Tabla 4.1
Consumos estratificados de clientes residenciales

Categoría	Rango de Consumo (kWh)	Consumo Acumulado (kWh)	Clientes Acumulados	Consumo (kWh)	# de Clientes/Estrato
Residencial	0-10	53.125	19.215	53.125	19.215
Residencial	11-20	214.243	29.579	161.118	10.364
Residencial	21-30	483.952	40.163	269.709	10.584
Residencial	31-40	901.559	51.742	417.607	11.579
Residencial	41-50	1.317.388	60.885	415.829	9.143
Residencial	51-60	1.787.546	69.369	470.158	8.484
Residencial	61-70	2.289.551	77.042	502.005	7.673
Residencial	71-80	2.823.974	84.124	534.423	7.082
Residencial	81-90	3.354.963	90.337	530.989	6.213
Residencial	91-100	3.897.459	96.020	542.496	5.683
Residencial	101-110	4.410.556	100.887	513.097	4.867
Residencial	111-120	4.890.521	105.045	479.965	4.158
Residencial	121-130	5.340.627	108.637	450.106	3.592
Residencial	131-140	5.761.958	111.748	421.331	3.111
Residencial	141-150	6.151.621	114.427	389.663	2.679
Residencial	151-160	6.513.781	116.759	362.160	2.332
Residencial	161-170	6.841.795	118.743	328.014	1.984
Residencial	171-180	7.138.250	120.433	296.455	1.690
Residencial	181-190	7.412.870	121.914	274.620	1.481
Residencial	191-200	7.656.262	123.159	243.392	1.245
Residencial	201-250	8.568.412	127.260	912.150	4.101
Residencial	251-300	9.114.759	129.264	546.347	2.004
Residencial	301-350	9.442.899	130.281	328.140	1.017
Residencial	351-400	9.657.332	130.856	214.433	575
Residencial	401-450	9.808.877	131.213	151.545	357
Residencial	451-500	9.909.990	131.427	101.113	214
Residencial	501-1000	10.248.882	131.944	338.892	517
Residencial	1001-2000	10.388.061	132.048	139.179	104
Residencial	>2000	10.420.332	132.059	32.271	11
Residencial Temporal	0-50	776	96	776	96
Residencial Temporal	51-100	1.784	109	1.008	13
Residencial Temporal	>100	5.078	124	3.294	15

De la Tabla 4.1 se puede notar un número demasiado grande para el estrato de consumo más bajo 0 a 10 kWh, que abarca un 14.55 % del total de clientes residenciales de toda la zona de concesión, dato que se puede explicar debido a varias causas como, mala tarifación, contrabandos, entre otros.

Se traslado esta inquietud al Departamento de Comercialización de la Empresa, sugiriéndoles un análisis a este tipo de usuarios a fin de determinar las verdaderas causas. Informan que existen contrabandos y ciertos errores en la toma de mediciones de los contadores de energía, pero consideran que la razón fundamental de la presencia de esta cifra es que hay gran cantidad de viviendas deshabitadas debido al alto porcentaje de migración por lo que se les factura solo la base, y otras abandonadas en el sector rural. Razón por la cual no se incluye para la estratificación este estrato de clientes.

Igualmente, no se tomarán en cuenta los abonados residenciales de tipo temporal puesto que solo son provisionales.

Con estas restricciones se procede a calcular el consumo promedio de los abonados residenciales, para tener una referencia a partir de la cual, se establezcan los estratos por debajo y por encima de dicho valor.

El consumo promedio es de 91.87 kWh/mes, por lo tanto la referencia es el estrato de 90 a 100 kWh/mes. Observando que por encima de ésta existe menor número de abonados (36.039) pero con un consumo mas alto al mes por abonado, lo contrario de lo que ocurre por debajo de la referencia, mayor número de abonados (76.805) con un consumo bajo al mes por abonado.

Con esa base, conviene determinar en cuantos estratos se van a subdividir por encima de la referencia, y en cuantos estratos por debajo de ella.

Para la estratificación se deben asociar clientes con transformadores de distribución que puedan satisfacer en lo posible el consumo residencial que es la población de la cual se van a obtener la muestra del estudio.

Debido a que la Empresa de Distribución EMELNORTE S.A. sirve a sus usuarios en baja tensión con un sistema heterogéneo en muchas áreas de su zona de concesión, es decir en una misma área encontramos clientes residenciales, comerciales, e industriales artesanales servidos muchas veces por un trasformador de distribución en común; el obtener solo transformadores que sirvan al sector residencial requiere una selección particular, puesto que de la base de datos de la empresa no se puede identificar los transformadores con las características necesarias para este análisis. Problema que es generalizado en todas las empresas distribuidoras del país.

En primera instancia, para obtener el número de transformadores de distribución que sirven al sector residencial, se realizó un filtro al total de transformadores de distribución (9.391), el mismo que consistía en retirar todos los transformadores mayores a 37.5 kVA, tanto trifásicos como monofásicos, el saldo es un número de 8.185 transformadores. Número al cual se tendría que añadir transformadores de mayor capacidad que sirven a condominios, conjuntos habitacionales y otras estructuras que alberguen clientes residenciales, así mismo que, restarle transformadores con capacidad dentro del rango del mencionado filtro, pero que pertenezcan a un cliente, es decir, transformadores privados. Por lo que se descarta esta opción para obtener la población.

Una nueva opción para obtener la población es; teniendo el número de todos los transformadores de distribución por alimentador, de todas las subestaciones pertenecientes a la zona de concesión, se procede a eliminar aquellos transformadores que pertenezcan a alimentadores predominantemente comerciales e industriales, identificándoles a través de sus curvas de carga

características indicadas en el Gráfico 4.1, dando como resultado tres alimentadores de éste tipo: Alimentador 3 y Alimentador 5 de la subestación Cayambe, el Alimentador 3 de la subestación San Agustín, y por otro lado el Alimentador 1 de 6.3 kV de la subestación Diesel que sirve al centro de la ciudad.

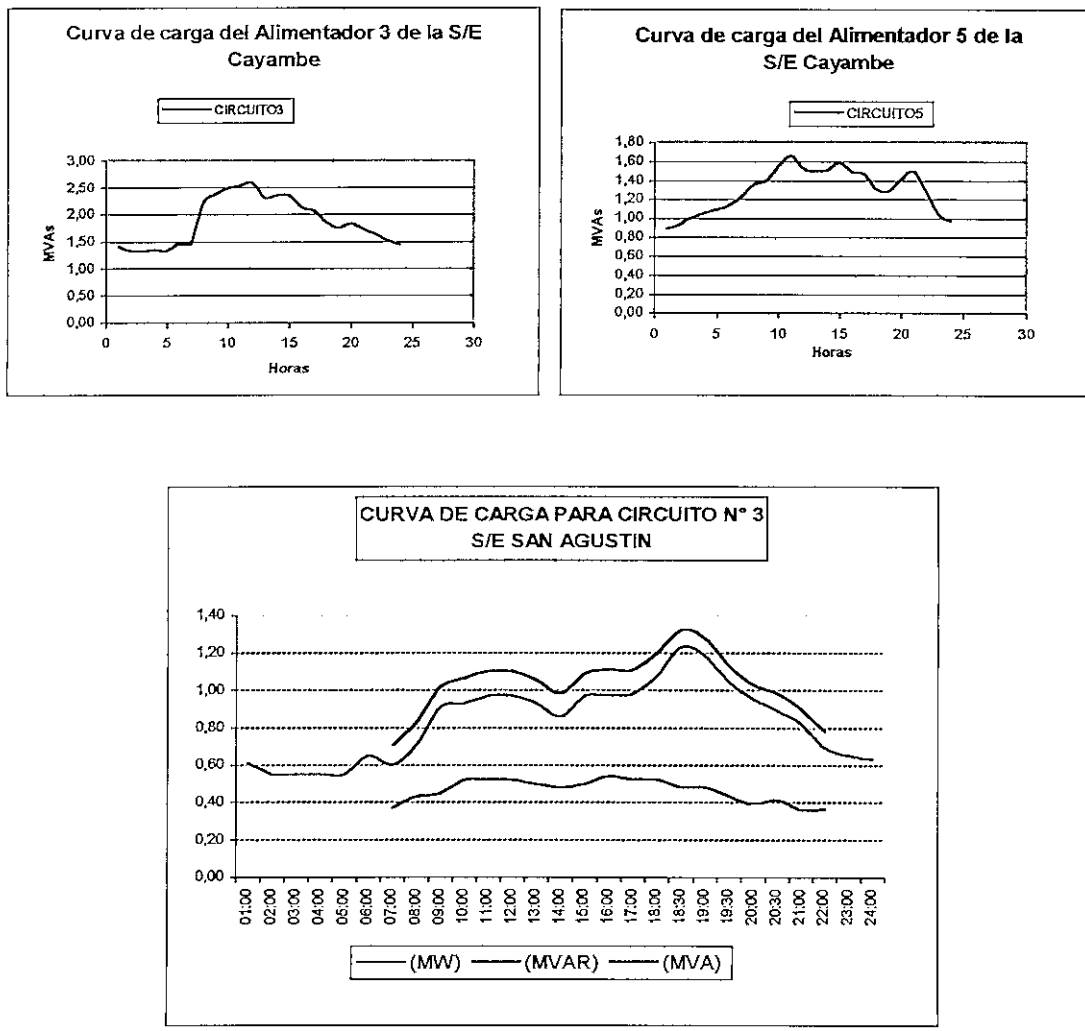


Gráfico 4.1

Curvas de Carga de Alimentadores Comerciales e Industriales de la Zona de Concesión EMELNORTE S.A.

Posteriormente se identifican a transformadores privados, cuya información contaba la empresa, a través del Departamento de Inventarios, la misma que no es exacta, puesto que, el levantamiento de información que realizó el Departamento de Inventarios sobre el tema se inicia recién el año 2002. Antes se consideran todos los transformadores como de propiedad de la Empresa.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones se encuentra el total de puntos donde se encuentran agrupados los elementos de la población o el universo muestral, que es de 8229 transformadores de distribución que sirven al sector residencial de la zona de concesión EMELNORTE S.A.

Tabla 4.2
Transformadores de Distribución Pertenecientes a la Zona de Concesión EMELNORTE S.A.

Transformadores	Número	Porcentaje (%)
Residenciales	8.229	87,62
Privados	735	7,83
Industriales, Comerciales	427	4,55
TOTAL	9.391	100,00

Tabla 4.3
Clientes y Consumos de la Zona de Concesión EMELNORTE S.A.

CLIENTES			CONSUMO	
Categoría	# de Clientes	% de Clientes	kWh/mes	% de Consumo
Residencial	132.059	89,39	10.420.332	65,50
Comercial	11.240	7,61	2.158.380	13,57
Industrial	2.047	1,39	451.972	2,84
Otros	2.387	1,61	2.877.252	18,09
TOTAL	147.733	100,00	15.907.930	100,00

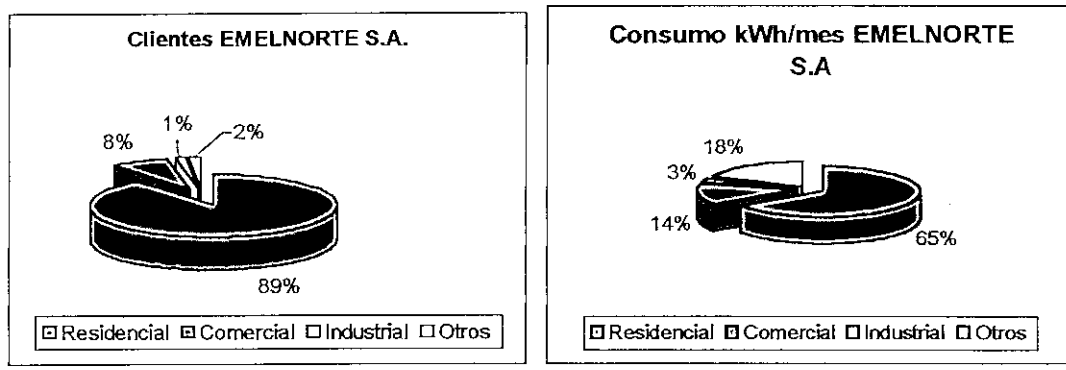


Gráfico 4.2

Porcentaje de Clientes y Consumo kWh/mes de la Zona de Concesión EMELNORTE S.A.

El tamaño de la población refleja la realidad de la empresa de Distribución EMELNORTE S.A., puesto que la misma presta un servicio predominantemente residencial con un 89.39 % del total de clientes de la Empresa. Repartidos en su área de concesión, que para el estudio se ha obtenido el porcentaje de presencia en las zonas administrativas que han sido creadas para dar servicio con mayor agilidad y cumplir con los objetivos de la calidad de energía; porcentajes que se reflejan a continuación en la tabla 4.4

Tabla 4.4

Porcentaje de Clientes Residenciales por Zonas Administrativas

ZONAS	CANTONES	% DE USUARIOS
1	Cayambe, Pedro Moncayo	14,01
2	Antonio Ante, Cotacachi, Otavalo	26,32
3	Ibarra, Urcuqui, Pimampiro, Espejo, Mira	38,39
4	Tucán, Montufar, Huaca, Sucumbios	21,27

En virtud de que sería sumamente difícil analizar todos los elementos de la población, es necesaria la selección de unidades muéstrales según el muestreo estratificado sesgado o dirigido. Con esa base, se obtienen muestras que podrían definir estratos homogéneos de consumo representativos de la población.

En base a los porcentajes de presencia de clientes residenciales en las zonas administrativas, la experiencia y desenvolvimiento del Departamento de Comercialización, se pudo ubicar cual de ellas son convenientes para determinar los puntos que se van a someter a medición para el estudio de carga en este proyecto; Zona 3 y Zona 4.

Dentro de dichas zonas administrativas se destacan dos cantones por tener porcentajes altos de usuarios residenciales; tal es el caso de Ibarra con el 76.39 % del total de la Zona 3, Tulcán con el 56.29 % del total de la Zona 4. Además se ubicó el cantón Huaca, perteneciente también a la Zona 4, por agrupar a usuarios residenciales con características de consumo semejantes, que reflejan el comportamiento de la mayoría de los usuarios de bajos recursos de toda el Área de Concesión de EMELNORTE S.A.

Tomando en cuenta las limitaciones de presupuesto, de equipos de medición, y de recursos asignados inicialmente se realiza un muestreo por observación, queriendo decir con esto, ubicar sectores dentro de los cantones escogidos, que agrupen a usuarios con características de infraestructura semejantes, en base a una identificación en conjunto con el Departamento Comercial que resulta del convivir en dichos cantones.

Se comenzó por el cantón Ibarra ubicando 11 sectores, posteriormente en coordinación con el Departamento Comercial, se observó el enrutamiento con el

cual se realizan las lecturas de consumo de energía, a fin de identificar rutas que abarquen los sectores escogidos.

Tabla 4.5

Sectores del Cantón Ibarra inicialmente Seleccionados

SECTOR	RUTA	# CLIENTES	kWh promedio	Desviación estándar
Pilanqui	101	626	155,06	197,8
Supermaxi	102	598	127,03	143,2
Nuevo Hogar, Jardín	109	752	190,83	319,4
Huertos Familiares	19	461	148,37	290,2
Victoria	24	1.119	103,83	84,8
Mercado Mayorista	38	596	145,73	207,1
Giralda	49	720	140,97	182,7
Alpachaca	60	618	100,15	88,7
Yacucalle	67	575	138,59	103,7
Yuyucocha	69	896	122,01	115,1
Ceibos I	73	709	130,17	106,5
Ceibos II	74	434	126,52	106,6

Basándose en la menor desviación estándar por ruta, reflejada en la tabla 4.5, se escogió tres de ellas, más una ruta que a pesar de presentar la mayor desviación alberga a clientes residenciales con consumos de energía al mes altos que son necesarios para el estudio de carga, para definir un circuito secundario identificado por su transformador de distribución por cada una; que vendrían a ser parte de la muestra, ver Tabla 4.6

Tabla 4.6

Transformadores de Distribución parte de la Muestra

Id TRAFO	DIRECCIÓN	RUTA
R4T122	Ceibos, calle Río Jubones	74
S4T50	Jardín, calle Jenaro Jaramillo	109
S1T54	Yacucalle, calle José M. Leoro	67
S2T86	Victoria, calle Manuel Zambrano	24

Consiguiendo agrupar con estos cuatro puntos que son los transformadores de distribución escogidos, a usuarios con consumos promedios por encima de los 100 kWh/mes.

Quedando por conseguir puntos que agrupen a usuarios por debajo del mencionado consumo; razón por la cual, y en coordinación con el Departamento de Comercialización de la Agencia Tulcán se fijaron cuatro puntos que cumplen con lo requerido, ver Tabla 4.7

Tabla 4.7

Transformadores de Distribución parte de la Muestra

Id TRAFO	DIRECCIÓN	RUTA
G1T260	Huaca – Barrio Juan Bautista	63
G1T572	Huaca – Barrio San Francisco Pasa Blanca	67
G1T299	Julio Andrade – Barrio Santa Clara	52
G1T355	Julio Andrade – Barrio La Estrellita	48

Se determina así la muestra, estratificando a la población por rango de consumo (kWh/mes), de la manera descrita a continuación:

Para definir los estratos se toma como base el consumo promedio de los consumos máximos individuales al mes, obtenido del registro histórico de por lo menos ocho meses, de los clientes asociados a cada transformador de distribución, como se señala a continuación:

Tabla 4.8

Estratos definidos en base al Muestreo Estratificado Sesgado

ESTRATOS (kWh/mes)	# CLIENTES	% CLIENTES
10 – 60	41.670	31,6
61 – 90	20.968	15,9
91 – 120	14.708	11,1
121 – 180	15.388	11,7
181 – 346	9.848	7,5
> 346	1.778	1,3

Los ocho transformadores de distribución señalados en las Tablas 4.6 y 4.7, usados como instrumento para determinar la demanda de los clientes agrupados en ellos, quedan inmersos en los estratos de la Tabla 4.8, cabe señalar que no se han considerado más debido a las limitaciones físicas existentes en la empresa como presupuesto, equipos de medición, y de recursos asignados.

El trasformador G1T572 ubicado en el barrio San Francisco Pasa Blanca sector del cantón Huaca cae dentro del estrato de 10 – 60 kWh/mes con un consumo promedio mes por cliente de 40.1 kWh; dentro del estrato de 61 – 90 kWh/mes se incluyen los transformadores, G1T260 del barrio Juan Bautista sector Huaca y G1T355 del barrio La Estrellita del cantón Julio Andrade con consumos promedio mes por cliente de 72.7 kWh, 74.63 kWh respectivamente; los

transformadores, G1T299 barrio Santa Clara sector Julio Andrade con un consumo de 102.7 kWh al mes por cliente y S2T86 calle Manuel Zambrano sector La Victoria con consumo promedio al mes por cliente 107.5 kWh caen dentro del estrato 91 – 120 kWh/mes; en el estrato 121 - 180 kWh/mes se tiene a los transformadores, R4T122 calle Río Jubones - Ceibos y S1T54 del sector Yacucalle calle José M. Leoro con consumos promedio al mes de 169.03 kWh, 160.9 kWh, por cliente respectivamente; el transformador S4T50 calle Jenaro Jaramillo ubicado en la Urbanización El Jardín incurre en el estrato 181 - 350 kWh/mes con un consumo promedio al mes por cliente de 326.1 kWh.

4.2. LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El Levantamiento de la información comienza en los transformadores de distribución seleccionados, a fin de registrar mediante equipos de medición la energía suministrada por ellos.

Además es imprescindible integrar información complementaria como, circuitos secundarios asociados a los transformadores, y números de usuarios que se sirven.

Información que se pudo obtener mediante:

- Mediciones,
- Levantamiento de campo,
- Bases de datos del Departamento de Inventarios, y del Departamento Comercial.

4.2.1. MEDICIÓN

4.2.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

El analizador MEMOBOX 300 es un Analizador de Redes para el monitoreo de la calidad de Tensión, investigación de perturbaciones y optimización de Redes en Baja y Media Tensión. EMELNORTE S.A. cuenta con CUATRO de éstos equipos.

4.2.1.1.1. PARÁMETROS DE MEDICIÓN

. Tensión L1, L2, L3: Fase - Fase o Fase - Neutro (promedio -, max. y min.)
. THD Tensión (promedio y max.)
. Flicker Pst, Plt
. Eventos (Caídas, Incrementos , Interrupciones)
. Corriente L1, L2, L3, y Neutro (promedio y max.)
. TDD Corriente
. Potencia activa P (promedio -, max. y min.)
. Valor absoluto de Potencia activa |P| (promedio -, max. y min.)
. Potencia reactiva Q (promedio -, max. y min.)
. Potencia aparente S (promedio -, max. y min.)
. Factor de Potencia PF, Tangentes
. Energía durante periodo de medición
. Potencia trifásica P, |P|, Q, S
. 2- y 3 Vatímetros (método conexión Aron)

4.2.1.1.2. APLICACIÓN

Medición potencia

. Análisis y registro de perfiles de carga
. Investigación de desequilibro en carga
. Análisis y registro del Factor de Potencia

Investigación de Perturbaciones

. Monitoreo de Caídas Tensión e Interrupciones
. Análisis de Flicker y THD

Optimización de Redes

. Medición de corriente con censor LEM~flex 5 - 1500A
. Análisis de perfil de carga
. Análisis para conectar un nuevo consumidor
. Ajustar un banco de condensador

4.2.1.1.3. SOFTWARE CODAM 300

El programa CODAM 300 (PC, Windows 95/98/NT) es el programa de aplicación para programar y dar lectura de los datos medidos por el MEMOBOX 300. Los valores también están disponible en formato ASCII.

Programar el MEMOBOX 300

Tiempo del intervalo

Relación del transformador de medida con corrección del ángulo eléctrico de los censores de Tensión y Corriente.
Ajustes, Reloj interno tiempo real
Análisis, Exportación de data en formato ASCII
Reporte y tablas imprimados
Actualizaciones por Software
Calibración digitalizado
Claves para todas las funciones

4.2.1.1.4. DATOS TÉCNICOS DEL MEMOBOX 300

GENERALIDADES

Alimentación

Rango:	88 - 265 V AC, 50 Hz / 60 Hz
Fusible:	125 mA T
De los cables de medición:	paralela conexión desde voltaje entrada
Potencia consumida:	16 VA

Entrada de Voltaje

Selección rango voltaje Vi

Rango para Y:	0....69/138/277 VAC – Auto rango Clase 0,1
Rango para Δ:	0...120/240/480 VAC – Auto rango Clase 0,1

Max. admisible entrada de voltaje: 1.2 Ui

Entrada de Corriente

Rango versión Potable 3-fase potencia: LEM-flex 5...1500A

Rango versión montaje permanente: 1 ... 5A Corriente nominal, Clase 0,5

Condiciones ambientales

Temperatura de operación: - 10 ... 55° C

Humedad relativa: 10...100% rel.

Estándar:

Seguridad: IEC 61010-1

Voltaje nominal: 600 V AC RMS fase a tierra, Sobre voltaje categoría III (5,2kV RMS, 50/60 Hz, 5s), Aislamiento doble, Protección polvo grado 2.

4.2.1.1.5. FUNCIONES DE MEDICIÓN

Periodo

Capacidad de memoria: 3000 x intervalos, por ejemplo: 30 días con intervalo 15 min.

Configuración memoria: lineal / circular

Eventos

Cantidad de eventos: 1000

Configuración memoria: lineal / circular

Variaciones de Tensión

Precisión: clase 0,1

Valor de medición promedio: Valor promedio: RMS integrado durante el intervalo a través de filtro con tiempo respuesta de 45 s.

Valor Max. por intervalo: Valor RMS no mayor al 95% del tiempo.
Valor Min. por intervalo: Valor RMS mayor al 5% del tiempo.

Caídas e Incrementos (Eventos) como también Interrupciones

Valor limite: programable, limite inferior: 0 - 95% VN, limite superior: 105 - 120% UN, programable en CODAM 300.

Rango admisible:	0 ... Vi + 20%
Valor medido:	valor RMS 0.5 ciclo
Precisión:	<2% of Vi
Tiempo de respuesta:	8.3 ms (_ periodo)

Corriente:

Precisión: Clase 0,5 (instrumento para montaje permanente)
Valor medido: Valor promedio: valor RMS integrado durante el intervalo.
Valor max. por intervalo: Valor RMS durante 95% del periodo monitoreado.

4.2.1.2. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

En un estudio de carga se requiere analizar la demanda que ésta requiere, de forma que se la pueda comparar con el S.N.I. en sus entregas de energía, con la facturación de demanda por parte de las empresas eléctricas, por lo que, se debe definir un intervalo de demanda que sea común, que en este caso es de 15 minutos.

Dicho esto, y con conocimiento de las características de operación del MEMOBOX 300, se ilustra en el gráfico 4.3 la ventana del programa CODAM plus que permite configurar el equipo en mención.

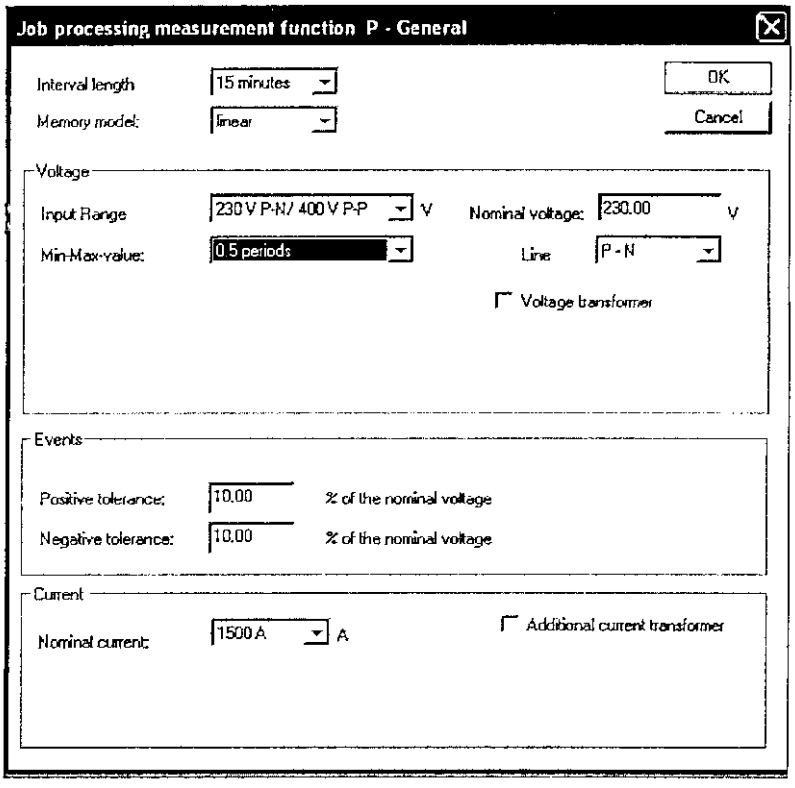


Gráfico 4.3

Ventana del programa CODAM plus que permite configurar al Equipo de Medición

La configuración con que se trabajo en las mediciones a las salidas de los transformadores de distribución, se la presenta en el gráfico 4.4.

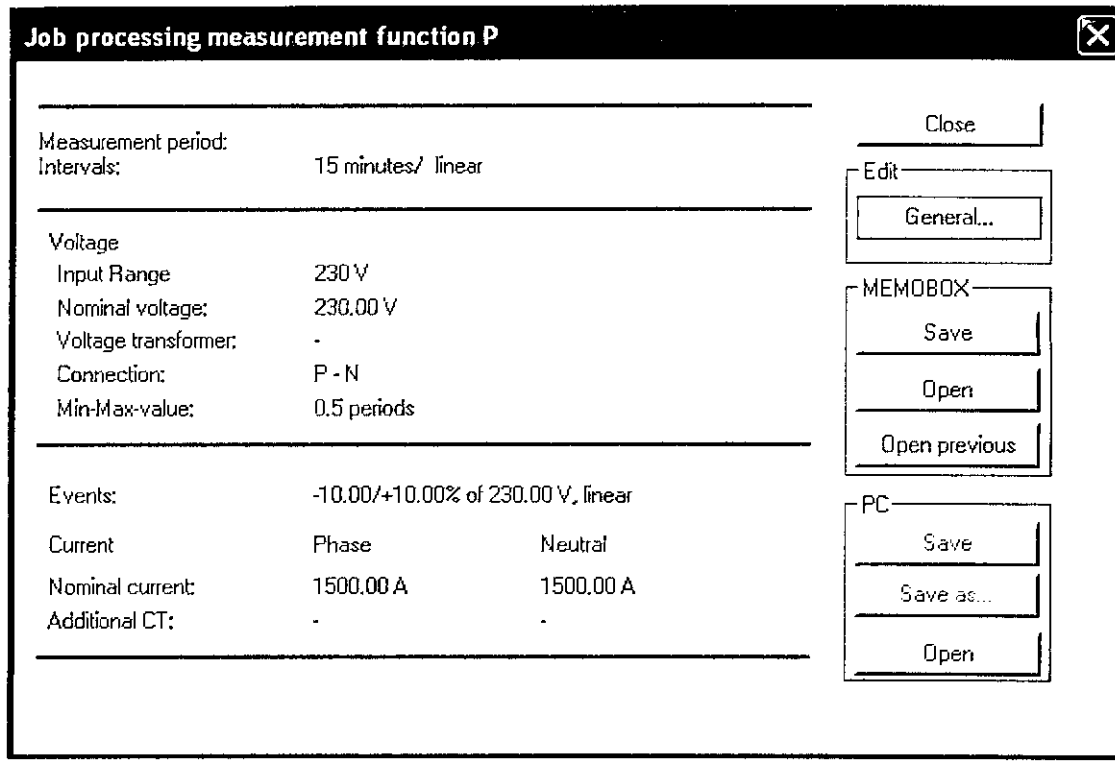


Gráfico 4.4

Configuración final con la que trabajo el Equipo de Medición

4.2.1.3. INSTALACIÓN Y TOMA DE DATOS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

La instalación del MEMOBOX 300 depende del tipo de transformador, es decir, si es monofásico o trifásico. A continuación se presentan los diagramas de la instalación para los dos tipos de transformadores:

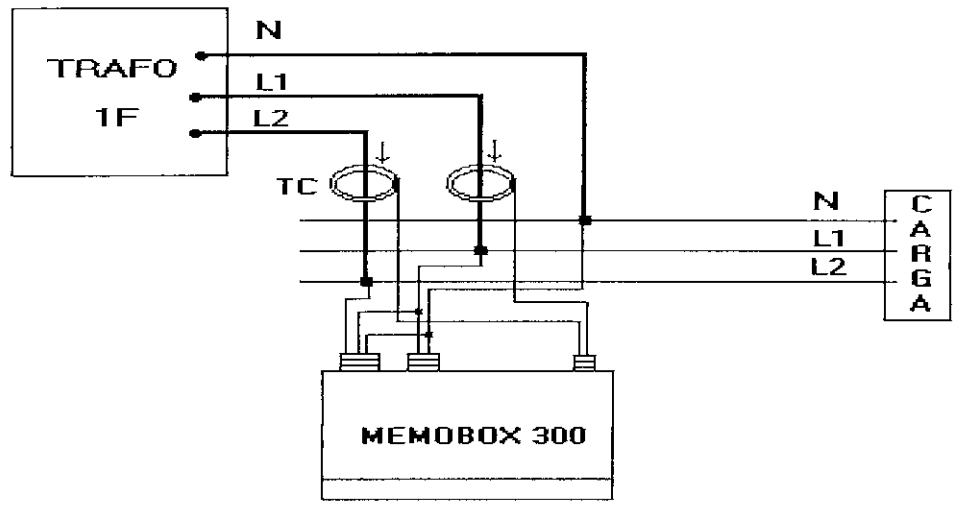


Gráfico 4.5
Diagrama de instalación del MEMOBOX 300 para transformadores monofásicos

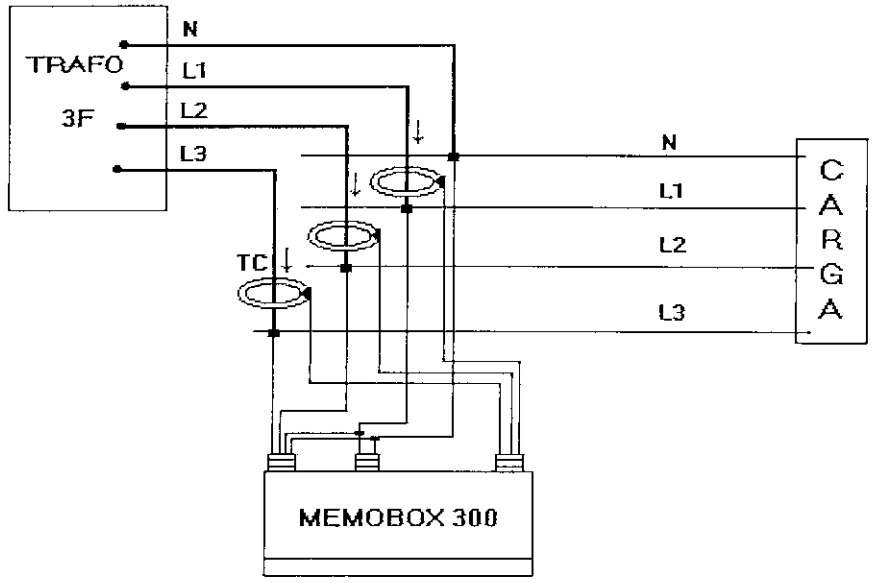


Gráfico 4.6
Diagrama de instalación del MEMOBOX 300 para transformadores trifásicos

Después de desinstalar el MEMOBOX la información registrada es gravada en el computador, mediante el software denominado CODAM PLUS. Con el registrador se puede obtener los datos tanto gráficamente como numéricamente para los períodos de tiempo que esté configurado. En la figura del Gráfico 4.7 se observa la curva de carga para los siete días que se mantuvo instalado el registrador en el transformador de distribución S2T86 calle Manuel Zambrano sector La Victoria, punto que forma parte de la muestra.

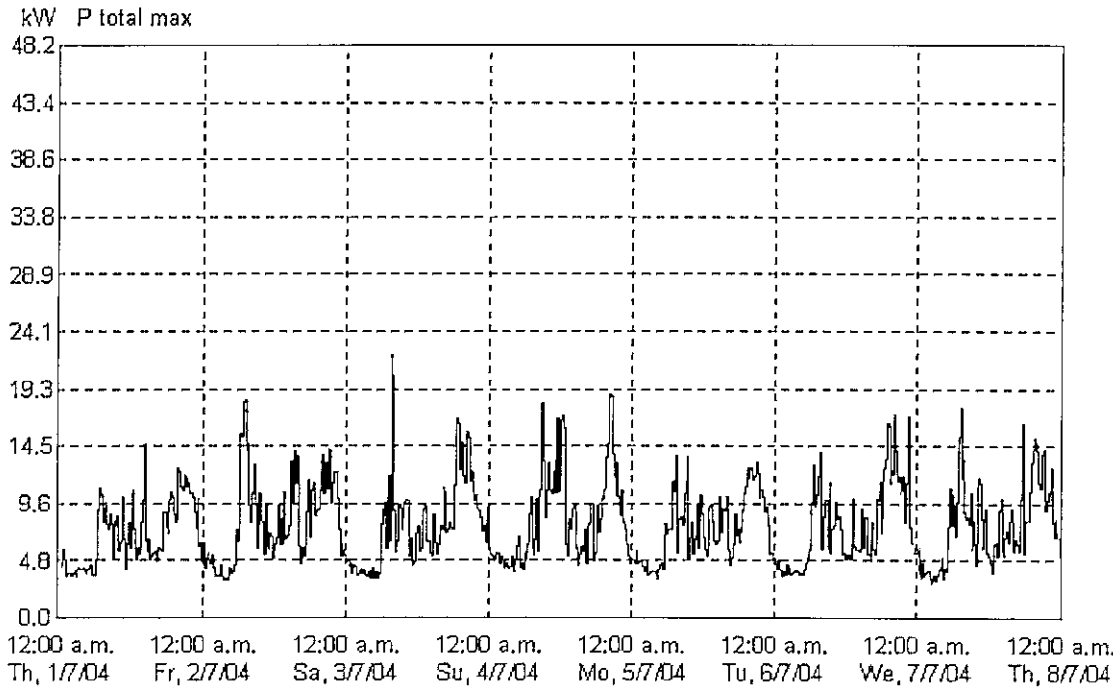


Gráfico 4.7

Curva de Carga del transformador de distribución Id. S2T86 - Victoria, calle Manuel Zambrano

En el Anexo 4.1 se presenta las curvas de carga para el resto de transformadores de distribución que forman parte de la muestra.

4.2.2.LEVANTAMIENTO DE CAMPO

El levantamiento de campo consiste en recorrer el circuito asociado al transformador de distribución del que se quiere recolectar información, como la configuración del circuito, constatación de luminarias, medidores por acometida, posibles equipos de uso doméstico, características constructivas de las viviendas, con el fin de dar a conocer las particularidades eléctricas complementarias del circuito y del área a la que esta sirviendo de manera que pueda dar una visión a alguien que desconozca el sector.

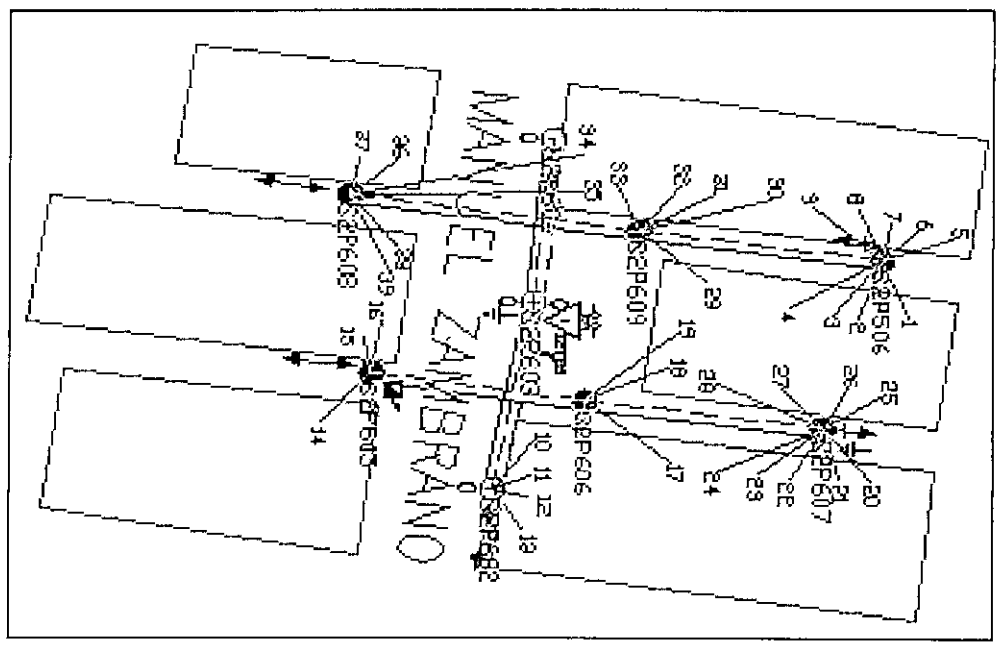


Gráfico 4.8

Configuración del Circuito asociado al Transformador de Distribución Id. S2T86 calle Manuel Zambrano sector La Victoria

Se tiene la configuración del circuito asociado al transformador de distribución Id. S2T86 calle Manuel Zambrano sector La Victoria en el Gráfico 4.8, del cual se desprende el número de medidores por acometida, luminaria por poste, ubicación del transformador en el circuito, topología de la red, entre otros.

Para el resto de transformadores de distribución de la muestra se presentan sus diagramas de configuración del circuito asociados a ellos en el Anexo 4.2

4.2.3. BASE DE DATOS

Se uso la base de datos del Departamento de Inventarios de EMELNORTE S.A. con el propósito de verificar los medidores asociados al transformador de distribución levantados en el campo, conocer el Id. de usuario y el número de medidor por cliente, como se detalla en el Anexo 4.3.

De la base de datos del Departamento Comercial se obtuvo el consumo histórico específico por cliente (ocho meses), con el fin de obtener el consumo máximo promedio al mes por usuario característico de cada circuito asociado a los transformadores de distribución de la muestra.(Anexo 4.3)

4.3. RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN

De la información reunida a través de mediciones, levantamiento de campo y bases de datos se pudo encontrar los datos necesarios para aplicar los métodos que permiten encontrar la demandas diversificadas, que es uno de los objetivos del estudio, y dar una propuesta de metodología a seguir en las guías de diseño de las normas de EMELNORTE S.A.. Los mismos que se tabulan en la Tabla 4.10

Tabla 4.10

Información Necesaria para la Aplicación de Métodos de Estimación de Demandas Diversificadas

DIRECCIÓN	# TRAFO	kVA TRAFO	CONFIGURACIÓN DE LA RED	# POSTES	# CLIENTES	kWh promedio-mes de los máx. TARIFADOS	kW MEDIDOS	# LUMINARIAS
Ceibos, calle Río Jubones	R4T122	37,5	1f - 3 hilos	16	91	173	63,90	15
Jardín, calle Jenaro Jaramillo	S4T50	50,0	1f - 3 hilos	18	36	346	55,90	18
Yacucalle, calle José M. Leoro	S1T54	37,5	1f - 3 hilos	12	80	174	61,20	10
Victoria, calle Manuel Zambrano	S2T86	37,5	1f - 3 hilos	9	39	119	22,10	8
Huaca – Barrio Juan Bautista	G1T260	25,0	1f - 3 hilos	11	17	92	11,04	4
Huaca – Barrio San Francisco Pasa Blanca	G1T572	15,0	1f - 3 hilos	12	32	60	11,65	2
Julio Andrade – Barrio Santa Clara	G1T299	25,0	1f - 3 hilos	11	19	97	11,70	5
Julio Andrade – Barrio La Estrellita	G1T355	25,0	1f - 3 hilos	11	46	92	19,70	6

CAPITULO 5.

METODOLOGÍAS A SEGUIR Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En nuestro país, se han difundido, a nivel de Ingeniería de Distribución, varios procedimientos para la estimación de la demanda; los cuales, básicamente pueden catalogarse en dos grupos:

- ✓ Los que correlacionan la Demanda con la carga instalada; y,
- ✓ Los que correlacionan la Demanda con la energía.

Es por ello que se ha escogido una metodología por cada grupo, a fin de apreciar los pro y los contra de cada uno.

El método sobre la base de la carga instalada del usuario de mayores posibilidades propuesto por las Normas de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. (E.E.Q.S.A.), puesto que es uno de los más representativos dentro del primer grupo, y es tomado como base en algunas Empresas de Distribución para el cálculo de sus demandas diversificadas.

Por el segundo grupo, se emplea el método de la REA (Rural Electrification Administración), que se basa en un estudio estadístico de varios años, con más de diez mil muestras que lo respaldan; lo que es difícil de superar por razones económicas.

5.1. METODO DE LAS NORMAS E.E.Q.S.A.

Para cada caso particular, las normas de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, en función de aspectos tales como la localización del proyecto en relación a centros urbanos desarrollados, división y uso del suelo, características de las obras de infraestructura previstas, área y características de los edificios a construir, entre otros; normalizados en sus guías de diseño, presenta un procedimiento a seguir para determinar la demanda máxima unitaria.

Procedimiento que comienza por identificar la carga instalada del consumidor de máximas posibilidades, para posteriormente determinar la carga instalada del consumidor representativo utilizando el factor de frecuencia de uso; luego se establece la demanda máxima unitaria con la ayuda del factor de simultaneidad, estos dos factores son asumidos a criterio del proyectista. Demanda que es proyectada para los años de vida útil de las redes de distribución aéreas residenciales con el fin de llegar a obtener la demanda de diseño de un nuevo proyecto de electrificación en función del factor de diversidad que depende del número de usuarios que serán beneficiados. Este procedimiento se explica en forma detallada a continuación:

a.- Determinación de la Carga Instalada del consumidor de máximas posibilidades.

En esta parte se determina a aquel consumidor que en función de los factores analizados pudiera disponer del máximo número de artefactos de utilización y establecer un listado de los mismos con el número de referencia y la potencia nominal de cada uno de ellos. Para lo cual se puede utilizar el formato presente en la Tabla 5.1, que a continuación se ilustra:

Tabla 5.1
Formato a Seguir para Determinar Demandas Unitarias

PLANTILLA PARA LA DETERMINACIÓN
DE DEMANDAS UNITARIAS DE DISEÑO

Nombre del Proyecto _____
N°- del Proyecto _____
Localización _____
Usuario Tipo _____

RENGLON	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPC.	CANTIDAD	Pn (W)	(%)	(W)	(%)	(W)
1	2	3	4	5	6	7	8

TOTALES =

FACTOR DE POTENCIA
DE LA CARGA = _____

FACTOR DE DEMANDA
FDM = (DMU)/CIR = _____

DMU (kVA) = _____

b.- Carga instalada del Consumidor Representativo.

Para cada una de las cargas individuales determinadas anteriormente, se establece un factor denominado "Factor de Frecuencia de Uso (FFUn)" que determina la incidencia en porcentaje de la carga correspondiente al consumidor de máximas posibilidades sobre aquel que tienen condiciones promedio y que se adopta como representativo del grupo para propósitos de estimación de la demanda de diseño.

El FFUn, expresado en porcentaje, será determinado para cada una de las cargas instaladas en función del número de usuarios que se considera que disponen del artefacto correspondiente dentro del grupo de consumidores;

aquellos artefactos de los cuales dispondrán la mayor parte de los usuarios tendrán un factor cuya magnitud se ubicará en el rango superior , y aquellos que se consideren accesorios o suntuarios y cuya utilización sea limitada por su costo o disponibilidad tendrán un factor de magnitud media y baja.

El valor de la Carga Instalada por Consumidor Representativo (CIR), resulta de la expresión:

$$CIR = Pn * FFUn * 0.01 \qquad \text{(Ec. 5.1)}$$

Donde:

Pn es la potencia nominal de cada aparato eléctrico de uso domestico.

c.- Determinación de la Demanda Máxima Unitaria.

Se define como el valor máximo de la potencia que en un intervalo de tiempo de 15 minutos es suministrada por la red al consumidor individual.

Nótese que la demanda es el promedio de la potencia en un intervalo de 15 minutos y la demanda máxima es el mayor de las demandas registradas en un período de un día, de un mes ó de un año. La diferencia que hay con la manera como las normas de la Empresa Eléctrica Quito define a la demanda es importante, puesto que esta cayendo en el error de confundirla con la definición de potencia instantánea, lo que lleva a una mala estimación de la demanda provocando un sobre dimensionamiento en los valores que resulten del aplicar esta metodología.

La Demanda Máxima Unitaria se determina a partir de la Carga Instalada del Consumidor Representativo CIR, y la aplicación del Factor de simultaneidad FSn para cada una de las cargas instaladas, el cual determina la incidencia de la carga considerada en la demanda coincidente durante el período de máxima solicitación que tiene lugar, para consumidores residenciales, en el intervalo comprendido entre las 19 y 21 horas.

El Factor de Simultaneidad, expresado en porcentaje será establecido para cada una de las cargas instaladas, en función de la forma de utilización de aparatos y artefactos para una aplicación determinada.

Se define el valor de la Demanda Máxima Unitaria, DMU, mediante la siguiente expresión:

$$DMU = CIR * FSn * 0.01 \qquad \text{(Ec. 5.2)}$$

El Factor de Demanda FDM definido por la relación entre la Demanda Máxima Unitaria DMU y la Carga Instalada CIR indica la fracción de la carga instalada que es utilizada simultáneamente en el período de máxima solicitación y permite evaluar los valores adoptados por comparación con aquellos en instalaciones existentes similares.

d.- Proyección de la demanda.

El valor obtenido de la Demanda Máxima Unitaria DMU, se considera como válido para las condiciones iniciales de la instalación; para efectos del diseño la Norma considera incrementos que en el caso de las redes de distribución aéreas residenciales supone tendrán lugar durante el período de vida útil de la instalación originados en la intensificación progresiva del uso de artefactos electrodomésticos. Este incremento progresivo de la demanda que tiene una relación geométrica al número de años considerado, se expresa por un valor índice acumulativo anual "Ti" que permite determinar el valor de la Demanda Máxima Unitaria proyectada DMUp para un período de "n" años a partir de las condiciones iniciales, con la siguiente expresión:

$$DMUp = DMU\ (1+ Ti / 100)^{n} \qquad \text{(Ec. 5.3)}$$

Con el procedimiento descrito hasta aquí se obtiene la Demanda Máxima Unitaria Proyectada, que considera el método como la demanda máxima que requiere un cliente. Para determinar la demanda de un proyecto urbanístico residencial que agrupa a varios clientes se continua con el literal "e" descrito a continuación.

e.- Determinación de la demanda de diseño

Para el dimensionamiento de los elementos de la red y para el cálculo de la caída de tensión, debe considerarse el hecho de que a partir de cada uno de los puntos de los circuitos de alimentación, incide un número variable de consumidores, el mismo que depende de la ubicación del punto considerado en relación a la fuente y a las cargas distribuidas; puesto que las demandas máximas unitarias no son coincidentes en el tiempo, la demanda a medida que se acerca a la subestación es menor que la sumatoria de las demandas máximas individuales.

En consecuencia, el valor de la Demanda a considerar para el dimensionamiento de la red en un punto dado, debe ser calculado de la siguiente expresión:

$$DD = DMUp * N / FD \qquad \text{(Ec. 5.4)}$$

Donde:
DD es la demanda de diseño
FD es el factor de diversidad y depende del numero de usuarios "N".

5.2. METODO DE LA REA.

Este Método determina la Máxima Demanda Diversificada a través de dos factores (A, B), que se basan en el número de kWh consumidos por mes y por cliente, información que en nuestro medio es posible obtenerla de los

registros de consumo históricos del Departamento de Comercialización de la Empresa.

$$MDD = A * B \qquad \text{(Ec. 5.5)}$$

El factor A, considera la diversificación de la carga en función del número de clientes "n" y se lo evalúa a partir de la siguiente expresión:

$$\text{factor } A = n\,(\,1 - 0.4 * n + 0.4\,(\,n^2 + 40\,)^{1/2}\,) \qquad \text{(Ec. 5.6)}$$

Además refleja el mejoramiento de la diversidad debido al incremento en el número de clientes.

Cabe señalar que los factores de diversidad se pueden calcular a partir de los factores A, expresados por ésta metodología, a partir de la siguiente expresión:

$$Fdiv = \frac{3.29 * n}{factorA} \qquad \text{(Ec. 5.7)}$$

El factor B, que depende del consumo mensual de energía (kWh / mes / cliente), se lo evalúa a partir de la siguiente expresión:

$$\text{factor } B = 0.005925\,(\,kWh\,)^{0.885} \qquad \text{(Ec. 5.8)}$$

Este refleja la mejora en el factor de carga con el incremento del uso de energía.

Se debe mencionar que la ecuación para el cálculo del factor A concuerda con la curva para determinar el factor de diversidad hasta cinco consumidores

La correlación establecida entre la Máxima Demanda Diversificada, el números de clientes, y la energía, suele presentarse también en forma de "Graficas del Factor de Coincidencia" y "nomogramas", que se muestran en el anexo 5.1

5.3 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS

Es necesario antes de entrar a la aplicación de las metodologías, describir a cada uno de los casos tomados como muestra para el presente estudio con el fin de dar a conocer la ubicación, características eléctricas, como de infraestructura habitacional propias de cada sector.

- El transformador de distribución monofásico Id. R4T122 de 37.5 kVA, ubicado en el sector Los Ceibos calle Río Jubones del Cantón Ibarra perteneciente a la Zona Administrativa 3 que se abastece del Alimentador 4 de la Subestación El Retorno a un nivel de voltaje de 13.8 kV, sirve a 91 usuarios en viviendas unifamiliares en su mayoría y otras multifamiliares, con una área de construcción aproximada de 100 m^2 a través de una red aérea monofásica a tres hilos tendida a lo largo de 16 postes de hormigón con una distancia entre ellos de 35m.

- Dentro de la Urbanización El Jardín se encuentra el circuito secundario asociado al transformador de distribución Id. S4T50 que se extiende a lo largo de 18 postes de hormigón con una red monofásica tres hilos a un nivel de voltaje 240/120 voltios. La Urbanización cuenta con viviendas unifamiliares y conjuntos habitacionales en lotes de 400 m^2 más o menos de área albergando a 36 usuarios con un consumo máximo promedio al mes por cliente de 346 kWh. El transformador tiene una capacidad de 50 kVA y se abastece del Alimentador Primario 4 de la Subestación San Agustín; el sector pertenece al Cantón Ibarra.

- El circuito secundario identificado por el transformador de distribución Id. S1T54 que se encuentra ubicado en la calle José M. Leoro, pertenece al sector Yacucalle del Cantón Ibarra; suministra energía a 80 usuarios agrupados en viviendas multifamiliares, característica propia del sector con un promedio de tres contadores de energía por acometida, a través una red monofásica a tres hilos tendida a lo largo de 12 postes. El transformador se alimenta de la subestación San Agustín a 13.8 kV.

- El transformador de distribución Id. S2T86, alimentado de la Subestación San Agustín a 13.8 kV por el Alimentador Primario 2, ubicado en el sector La Victoria calle Manuel Zambrano del Cantón Ibarra abastece a 39 usuarios con características de infraestructura unifamiliares de unos 70 m^2 de construcción y de un consumo máximo promedio de 119 kWh/mes-usuario; la red tiene una configuración monofásica a tres hilos y se soporta en 9 postes de hormigón.

- En el Cantón Huaca perteneciente a la Zona Administrativa 4, se ubica el barrio Juan Bautista que abarca viviendas de unos 50 m^2 aproximados de construcción en hormigón armado y otras en adobe típicas del área rural. El transformador de distribución G1T260 es de 25 kVA y sirve a este sector a través de una red aérea de configuración monofásica a tres hilos que se extiende en 11 postes con vanos entre 35 y 45 metros; se abastece del Alimentador Primario 1 de la Subestación San Gabriel en media tensión a 13.8 kV.

- El transformador de distribución Id. G1T572 ubicado en el barrio San Francisco del Cantón Huaca, se encuentran viviendas básicas de

adobe en su mayoría y muy pocas en ladrillo con áreas de construcción mas o menos de 40 m^2 típicas de sectores rurales. El transformador tiene una capacidad de 15 kVA que suministra energía a 32 usuarios con un consumo promedio al mes por cliente de 35.4 kWh

- El barrio Santa Clara del Cantón Julio Andrade perteneciente a La Zona Administrativa 4, es servido por el transformador de distribución Id. G1T299 y su red secundaria aérea de configuración monofásica a tres hilos tendida a lo largo de 11 postes de hormigón en vanos de 40 metros promedio. El barrio presenta viviendas distantes unas de otras con 96.9 kWh de consumo promedio máximo al mes por usuario.

- El transformador de distribución monofásico Id. G1T355, 25 kVA de capacidad, ubicado en el barrio La Estrellita de la parroquia Julio Andrade que se abastece del Alimentador 1 de la Subestación San Gabriel a un nivel de voltaje de 13.8 kV, sirve a 46 usuarios en viviendas unifamiliares con una área de construcción aproximada de 50 m^2, características propias de centros poblados, a través de una red aérea monofásica a tres hilos tendida a lo largo de 11 postes de hormigón con 50 metros de distancia entre ellos.

En la Tabla 5.2 se presenta un cuadro resumen de los datos más relevantes obtenidos de los registros de cada uno de los casos descritos en los párrafos anteriores, vale la pena mencionar que los primeros cuatro casos se encuentran en el área urbana, y los cuatro restantes pertenecen al área rural y centros poblados.

Tabla 5.2

Cuadro Resumen de los Datos más Relevantes Obtenidos de los Registros de los Casos de la Muestra

DESCRIPCIÓN	Id. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN							
	R4T122	S4T50	S1T54	S2T86	G1T260	G1T572	G1T299	G1T355
kVA trafo	37,5	50	37,5	37,5	25	15	25	25
# postes	16	18	12	9	11	12	11	11
# luminarias	15	18	10	8	4	2	5	6
Dem. Máx. medida (15 min.) kW	63,9	55,9	61,2	22,1	11	11,7	11,7	19,7
Energía promedio kWh/mes-usuario	131,7	260,9	130,1	87,3	61,1	35,4	79,5	62
Energía máx. promedio kWh/mes-usuario	172,9	345,8	174	119,1	92	60	96.9	92
Desviación Estándar	147,02	229,33	104,56	63,21	45,1	38,1	195,12	61,36
# usuarios dentro Energía máx. promedio	54	22	51	24	10	18	17	27
# usuarios fuera Energía máx. promedio	37	14	29	15	7	14	2	19
Total usuarios	91	36	80	39	17	32	19	46

Al conocer cada una de las metodologías a seguir para la determinación de las demandas de diseño, y conjuntamente con los datos recopilados de cada uno de los casos, el meollo del asunto es llegar a observar cual de ellas presenta menor desviación con respecto a los valores de demandas registrados en el equipo de medición.

Las dos metodologías se aplicaron a cada caso de la muestra, pero en vista de lo repetitivo de la aplicación y para no desviar el seguimiento de la investigación, a continuación se presenta el procedimiento detallado como ejemplo para un solo caso.

5.2.1. MÉTODO SOBRE LA BASE DE LA CARGA INSTALADA DEL USUARIO DE MAYOR POSIBILIDADES CON LAS NORMAS EEQ

El caso a aplicar la metodología corresponde al transformador de distribución Id. S2T86 ubicado en la calle Manuel Zambrano sector La Victoria del Cantón Ibarra perteneciente a la Zona Administrativa 3

Este método da libertad al criterio del proyectista, al definir ciertos factores que inciden en el cálculo de la demanda, quedando la responsabilidad del buen o mal dimensionamiento eléctrico en sus manos.

En conocimiento de lo mencionado, han sido propuestos ciertos valores para el desarrollo de esta metodología.

Tabla 5.3
Carga Instalada del Usuario Representativo del Grupo

1	2	3	4	5	6	7	8
REF	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCIÓN	CANT	Ptotal (W)	%	(W)	%	(W)
1	FOCO	10	1.000	90	900	70	630,0
2	WAFLERA	1	900	50	450	30	135,0
3	DUCHA ELECTRICA	1	3.000	70	2.100	30	630,0
4	REFRIGERADORA	1	300	100	300	100	300,0
5	LICUADORA	1	150	100	150	30	45,0
6	RADIO	1	80	100	80	20	16,0
7	PLANCHA	1	1.000	100	1.000	20	200,0
8	TELEVISOR	2	160	90	144	100	144,0
9	DVD	1	30	60	18	20	3,6
10	EQUIPO DE SONIDO	1	150	80	120	50	60,0
11	MICROONDAS	1	1.000	20	200	15	30,0
12	COMPUTADORA	1	400	30	120	80	96,0
13	EXTRACTOR DE OLORES	1	450	10	45	80	36,0
						DMU =	2,3256 kW

a) Se hace un listado de los posibles artefactos eléctricos (columna 2), en que cantidad (columna 3), pudiera tener el usuario de mayores posibilidades y se determina la carga instalada para cada uno de ellos (columna 4), de la Tabla 5.3

b) El factor de frecuencia de uso asumido, para cada electrodoméstico se tabula en la columna 5.

A través de la (Ec. 5.1) se determina la carga instalada representativa (CIR), de cada uno de los artefactos eléctricos considerados (columna 6). A manera de ejemplo, se ilustra el cálculo del CIR para la licuadora:

$$CIR = 150 * 100 * 0.01$$

$$CIR = 150W$$

c) El factor de simultaneidad considerado, para cada electrodoméstico se tabula en la columna 7.

Como se define en la (Ec. 5.2), el FSn conjuntamente con el CIR, da como resultado la demanda máxima unitaria (columna 8).

A continuación se presenta el cálculo de la demanda máxima individual para la licuadora:

$$DMU = 150 * 30 * 0.01$$

$$DMU = 45W$$

Se sigue el mismo procedimiento para cada uno de los demás artefactos eléctricos, y al sumarlos se obtiene la demanda máxima unitaria total del usuario:

$$DMU_T = 2.33kW$$

d) El valor DMU_T considera la Norma como valido para las condiciones iniciales de la instalación, por lo que se proyecta a 10 años a partir de la (Ec. 5.3), considerando una tasa de crecimiento Ti = 5.1

$$DMU_P = 2.33kW\left(1+\frac{5.1}{100}\right)^{10}$$

$$DMU_P = 3.82kW$$

e) Finalmente la demanda diversificada para los 39 usuarios se calcula con la (Ec. 5.4):

$$DD = \frac{3.82*39}{2.47}$$

$$DD = 60.38kW$$

5.2.2. MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA A PARTIR DEL CONSUMO DE ENERGÍA: MÉTODO REA

El consumo de energía necesario para la aplicación de este método, tanto del transformador de distribución del caso tomado para el ejemplo de ilustración, como para el resto de casos de la muestra, se obtuvo del registro histórico por cliente de la base de datos del Departamento de Comercialización de EMELNORTE S.A. de los últimos ocho meses.

Para los 39 clientes asociados al circuito secundario del transformador S2T86, se tiene un consumo promedio mensual de 87.26 kWh, que aplicados a las ecuaciones (Ec. 5.6) y (Ec. 5.8), permiten encontrar los factores A y B, necesarios para la determinación de la demanda diversificada del conjunto, a través de su producto.

$$factorA = 39\left(1 - 0.4 * 39 + 0.4\left(39^2 + 40\right)^{\frac{1}{2}}\right)$$

$$factorA = 46.95$$

$$factorB = 0.005925(87.26kWh)^{0.885}$$

$$factorB = 0.26$$

$$D_{div} = 46.95 * 0.26$$

$$D_{div} = 12.42kW$$

Al comparar el resultado obtenido, con el valor de demanda registrado por el equipo de medición, 22.1 kW, se nota claramente una diferencia importante, en el orden del 43.7 %, lo que lleva a comprobar que al tener un grupo de usuarios con una desviación estándar considerable, realidad del sistema de distribución de EMELNORTE S.A.,no es adecuado usar un consumo resultado de un promedio, que no refleja los kWh requeridos por la mayoría de ellos, llevando a presentar este tipo de falencias al aplicar este método puesto que se busca la demanda máxima.

A fin de evitar el error mencionado, se sugiere hacer un ajuste al consumo de energía considerado en el cálculo anterior.

Se considera ahora el máximo consumo mensual del registro histórico (ocho meses), de cada cliente y se lo lleva a mes promedio. Una vez obtenido éste valor para todos los clientes asociados al transformador de distribución, se procede a determinar el consumo promedio, que en este caso es 119.1 kWh, con el cual se procede de la siguiente manera:

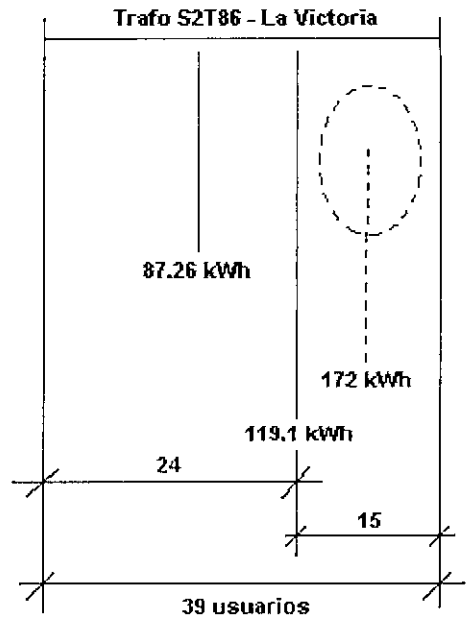


Gráfico 5.1

Esquema de cómo se encuentran distribuidos los clientes en el rango de consumo que presenta el circuito asociado al transformador

Como se indica en el esquema del Gráfico 5.1, se separan los clientes que estén por debajo, en cuanto a su consumo, del nuevo consumo promedio, de los clientes que se encuentran por encima de éste, con el propósito de llegar a obtener la demanda diversificada total, que es la que refleja la realidad del circuito asociado al transformador

Se encuentra la demanda diversificada para los 24 clientes con el consumo promedio de los consumos máximos individuales del circuito asociado a este caso:

$$D_{div} = factorA * factorB$$

$$D_{div} = 31.87 * 0.34$$

$$D_{div} = 10.97kW$$

Conociendo que el factor de coincidencia es el inverso del factor de diversidad (Ec. 2.12), y usando las curvas del Anexo 5.1, se determina la demanda máxima individual:

$$Dmid = \frac{Dmc}{N * Fc}$$

Donde
Dmid.- demanda máxima individual.
Dmc.- demanda máxima coincidente es igual a la demanda diversificada,
N.- número de clientes,
Fc.- factor de coincidencia.

$$Dmid = \frac{10.97kW}{24 * 0.34}$$

$$Dmid = 1.3kW$$

Ahora realizamos lo mismo para los 15 clientes que están por encima del nuevo consumo promedio, con un consumo de 172 kWh:

$$D_{div} = factorA * factorB$$

$$D_{div} = 22.67 * 0.47$$

$$D_{div} = 10.68kW$$

$$\Rightarrow Dmid = \frac{10.68kW}{15 * 0.356}$$

$$Dmid = 2kW$$

Una vez obtenidas las demandas máximas individuales, se procede a calcular la demanda diversificada total, es decir para los 39 clientes del circuito secundario asociados al transformador de distribución.

$$Dmc = Fc * \sum Dmid$$

$$Dmc = 0.326 * [(24 * 1.3kW) + (14 * 2kW)]$$

$$\therefore Dmc = 19.95kW = D_{div}$$

5.3. COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS

En la Tabla 5.4 se tabulan los resultados obtenidos al aplicar las dos metodologías escogidas a los transformadores de distribución de la muestra, para éste estudio de carga.

Tabla 5.4
Cuadro Comparativo de Resultados

Id TRAFO	DIRECCIÓN	REGISTRADO (kW)	MET. REA (kW)	MET. EEQ (kW)
R4T122	Ceibos-calle Río Jubones	63,9	57,4	141,9
S4T50	Jardín-calle Jenaro Jaramillo	55,9	49,6	116,5
S1T54	Yacucalle-calle José M. Leoro	61,2	51,2	233,5
S2T86	Victoria-calle Manuel Zambrano	22,1	20,0	60,4
G1T260	Huaca-barrio Juan Bautista	11,0	9,0	15,9
G1T572	Huaca-barrio San Francisco	11,7	10,3	14,0
G1T299	Julio Andrade-barrio Sta. Clara	11,7	10,7	19,7
G1T355	Julio Andrade-barrio La Estrellita	19,7	18,0	38,1

Como se puede observar en la tabla 5.4 comparando las metodologías usadas de la REA y las normas EEQ, los valores que más se acercan a los

kW registrados por el equipo de medición, son las demandas calculadas por la REA y se nota que las calculadas por las normas de la EEQ se encuentran sobredimensionadas.

A continuación se presenta el porcentaje de diferencia en cuanto a los valores de demanda medidos y calculados por las metodologías:

Tabla 5.5
Porcentaje de Diferencias de las Metodologías Utilizadas

Id TRAFO	DIRECCIÓN	REGISTRADO (kW)	MET. REA (%)	MET. EEQ (%)
R4T122	Ceibos-calle Río Jubones	63,9	10,1	122,4
S4T50	Jardín-calle Jenaro Jaramillo	55,9	11,2	108,5
S1T54	Yacucalle-calle José M. Leoro	61,2	16,4	281,4
S2T86	Victoria-calle Manuel Zambrano	22,1	9,3	173,8
G1T260	Huaca-barrio Juan Bautista	11,1	18,4	44,4
G1T572	Huaca-barrio San Francisco	11,7	11,6	19,8
G1T299	Julio Andrade-barrio Sta Clara	11,7	8,6	68,3
G1T355	Julio Andrade-barrio La Estrellita	19,7	8,6	93,4

Para poder medir el porcentaje de diferencia de las metodologías utilizadas, se debe tener en cuenta el porcentaje que se tiene por pérdidas de potencia en redes secundarias y acometidas, dato que esta en el orden del 2% y fue facilitado por el Departamento de Pérdidas, adicionalmente se tiene el porcentaje por concepto de demanda de potencia de alumbrado público y sus pérdidas, dato que se obtiene del análisis recomendado por el Departamento Técnico que lo establece en alrededor del 3% y se encuentra detallado por alimentador de todas las subestaciones de la empresa en el anexo 5.2.

Al tener en cuenta los aspectos del párrafo anterior, se procede a realizar el análisis comparativo entre los kW de demanda calculados por las dos

metodologías y los registrados por el equipo de medición, mediante el porcentaje de error que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$Error_{\%} = \left| \frac{valorregistrado - valorcalculado}{valorregistrado} \right| * 100 \qquad \text{(Ec. 5.1)}$$

Los valores de la Tabla 5.4 son el promedio de los porcentajes de error calculados a través de la ecuación (Ec. 5.1), del aplicar las dos metodología a los transformadores de distribución seleccionados en la muestra.

Tabla 5.4
Porcentaje de Error de las Metodologías con respecto al Registro

	MET. REA (%)	MET. EEQ (%)
Error	6,8	108,9

Se puede apreciar claramente que la metodología propuesta por la REA es la que mejor se ajusta a los valores de los registros de carga, obtenidos de las mediciones de campo.

5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de aplicar las metodologías y obtener los resultados de las mismas se realiza un análisis que permita identificar o tener una visón más clara de cuál de éstas es la que más se ajusta a los datos reales. Este análisis no se hace con los valores obtenidos de la aplicación sino con la metodología utilizada; por lo que se realizará un análisis por separado de cada metodología para luego identificar cuál es la que se propone que la empresa aplique en las guías de diseño de sus normas.

EEQ.
El método de estimación de la demanda a través de la carga instalada, da lugar a cometer ciertas imprecisiones al determinar por un lado el listado de

los posibles artefactos eléctricos que pudiera tener el usuario de mayores posibilidades representativo de un sector, y por el otro lado, el precisar valores de factores, como son el de frecuencia de uso y de simultaneidad, que quedan a criterio del diseñador. Aspectos que hacen que los valores obtenidos por ésta metodología resulten sujetos a múltiples criterios, tantos como diseñadores participen en la tarea.

Además, el proyectar la demanda, con una tasa de crecimiento que refleja el comportamiento de un sistema, más no el crecimiento que podrá tener un circuito que abastecerá a una urbanización nueva, que se torna incierto; provoca el sobredimensionamiento que se nota claramente en los valores de demanda obtenidos al aplicar esta metodología.

REA.

La metodología establecida por la REA, de estimar la demanda a partir de la energía facturada y del número de clientes, se torna práctica y eficiente, lo que se puede verificar en los resultados de la aplicación de esta metodología que se encuentran en la Tabla 5.3.

Uno de los factores que hace que esta metodología sea eficiente es la facilidad que se tiene al acceso de la información necesaria y confiable, lo que permite realizar ajustes, es decir, subdividiendo a clientes en grupos lo mas homogéneos posibles, que reflejen la realidad del circuito en estudio, en cuanto a su requerimiento de energía, llevando a poder aplicar correctamente el método en mención, ya que se busca la demanda máxima.

Sabiendo que la demanda máxima tiene un carácter aleatorio, la forma conveniente de realizar una estimación cercana a la realidad se logra con una sólida base estadística, la cual posee el Método de la REA pues la obtuvo en base a tres campañas de medición de un año entero de duración sobre un universo de 1000, 5000, 10000 clientes.

A pesar que ésta sustentación es en campañas de medición a clientes de otras latitudes, para consumos mensuales menores a cuatrocientos kWh, pues bajo este límite no interviene ni calefacción ni aire acondicionado que distorsionarían la comparación y se tienen clientes con características similares en cuanto al equipamiento de electrodomésticos, que es la base fundamental para poder aplicar este método a nuestra realidad de consumo.

Por lo mencionado se puede afirmar que la metodología sugerida por la REA es la adecuada para la determinación de demandas diversificadas, por cuanto es la que mejor se ajusta a la realidad de los circuitos estudiados, evitando el sobredimensionamiento que perjudica la economía de la Empresa y del país. Razón por la cual es la Metodología que se sugiere que se siga en las guías de diseño de EMELNORTE S.A.

Se debe tener presente que el valor de demanda, resultado de aplicar la metodología propuesta por la REA , es el requerido únicamente por la carga; valor al cual se debe añadir la demanda por pérdidas resistivas en redes secundarias, demanda de pérdidas en la acometida, pérdidas constantes en el contador de energía y la demanda por concepto de alumbrado público; a fin de encontrar la demanda que se requiere a la salida del secundario del transformador de distribución.

El tamaño de la muestra empleada en el presente estudio que puede parecer pequeña, se considera como suficiente, puesto que el análisis realizado no se emplea para determinar las relaciones entre energía consumida y demanda, sino más bien para seleccionar la metodología a utilizar y demostrar la buena aproximación con los valores locales que se obtienen de un procedimiento desarrollado para los Estados Unidos de América, pues las categorías de consumo menores representan clientes con los mismos consumos que se presentan en Latinoamérica en general y en el Ecuador en particular. De esta forma, se ha justificado el empleo de la gran base estadística que sirve de sustento del método de la REA para los valores que se recomiendan en la estimación de la demanda.

CAPITULO 6.

PROPUESTA DE ESTRATIFICACIÓN POR TIPO DE CLIENTE Y DE METODOLOGÍA A SEGUIR EN LAS GUIAS DE DISEÑO DE LAS NORMAS DE EMELNORTE S.A.

Con el propósito de organizar las disposiciones de la norma es preciso ubicar a grupos de clientes que formen parte de proyectos nuevos de electrificación residencial, por categorías de consumo, se trata de organizar una propuesta de estratificación con las bases que se exponen en este capítulo.

A fin de determinar las demandas máximas unitarias y demandas diversificadas para los distintos estratos de consumo de clientes residenciales, se propone emplear la Metodología sugerida por la REA, que como se comprobó en el capítulo anterior es la que más se ajusta a la realidad de los circuitos estudiados para su aplicación en las normas de distribución.

6.1. ESTRATIFICACIÓN POR TIPO DE CLIENTE

En primera instancia se sugiere la estratificación basada en el consumo promedio, parámetro que refleja con buena aproximación el estándar de vida y condiciones sociales de sus habitantes.

El consumo promedio al mes por cliente residencial de la zona de concesión de EMELNORTE S.A. es de 91.87 kWh/mes, por lo tanto la referencia la fijamos en 90 kWh/mes. Se sabe que por encima de ésta existe menor número de clientes pero con un consumo alto al mes por cliente, lo contrario de lo que ocurre por debajo de la referencia, mayor número de clientes con un consumo bajo al mes por cliente.

Con esa base, conviene determinar en cuantos estratos se van a subdividir por encima de la referencia, y en cuantos estratos por debajo de ella con el fin de proponer una organización preliminar de los estratos.

Tabla 6.1

Estratos definidos en base al Consumo Promedio-mes por Cliente

ESTRATOS (kWh/mes)	# CLIENTES	% CLIENTES
< 60	41.670	52,5
61 – 90	20.968	15,9
91 – 120	14.708	11,1
121 – 180	15.388	11,7
181 – 340	9.848	7,1
> 340	1.778	1,7

Se fijan dos estratos, puesto que se pueden agrupar con mayor facilidad a clientes con consumos homogéneos, por debajo de la referencia; y cuatro estratos por encima de ella, ya que la dispersión de consumos es mayor; ilustrados en la Tabla 6.1 con el número y porcentaje de clientes residenciales de EMELNORTE S.A. incluidos en cada uno de ellos.

6.1.1. ORGANIZACIÓN PRELIMINAR

La propuesta de estratificación sugerida en los párrafos anteriores, necesita una característica de base con la cual se definirán los intervalos, que es la manera como los clientes de EMELNORTE S.A. caen inmersos por rangos de consumo específico, presentada en la Tabla 4.1, e ilustrada en la gráfica a continuación:

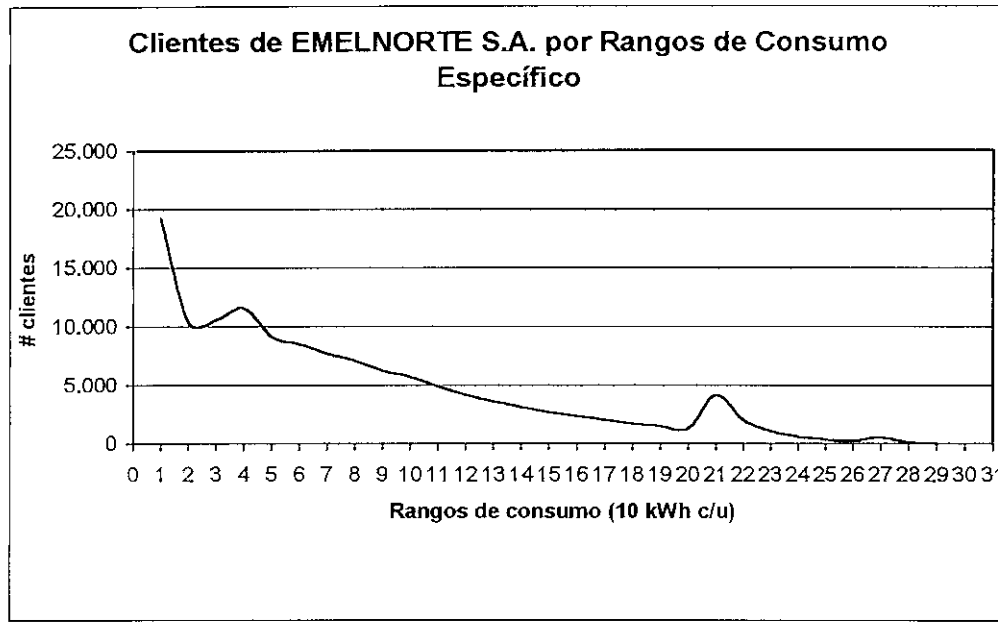


Gráfico 6.1

Clientes de EMELNORTE S.A. por Rangos de Consumo Específico

Tabla 6.2

Número de Clientes de EMELNORTE S.A. por rangos de Consumo Específico

# de Rango	Rango de Consumo (kWh)	# de Clientes
1	0-10	19.215
2	11-20	10.364
3	21-30	10.584
4	31-40	11.579
5	41-50	9.143
6	51-60	8.484
7	61-70	7.673
8	71-80	7.082
9	81-90	6.213
10	91-100	5.683
11	101-110	4.867
12	111-120	4.158
13	121-130	3.592
14	131-140	3.111
15	141-150	2.679

# de Rango	Rango de Consumo (kWh)	# de Clientes
16	151-160	2.332
17	161-170	1.984
18	171-180	1.690
19	181-190	1.481
20	191-200	1.245
21	201-250	4.101
22	251-300	2.004
23	301-350	1.017
24	351-400	575
25	401-450	357
26	451-500	214
27	501-1000	517
28	1001-2000	104
29	>2000	11

Del Gráfico 6.1 y con ayuda de la Tabla 6.2 se puede observar que el número de clientes por rango de consumo específico se torna importante, para clientes con consumos menores a los trescientos cincuenta kWh/mes, y apenas con un 1.3% del total de usuarios con consumos mayores al valor mencionado.

Con el análisis de la Gráfica 6.1, que refleja la realidad de EMELNORTE S.A., en cuanto a clientes del tipo residencial, se fija como límite superior el valor de 350 kWh/mes de los intervalos que resulten de la estratificación. Se considera a aquellos usuarios que sobrepasen éste consumo al mes, como casos especiales.

El límite inferior se fija en 10 kWh/mes, a pesar que por debajo de este valor concurre un número considerable de clientes, debido a que existen contrabandos y ciertos errores en la toma de mediciones de los contadores de energía, pero se considera que la razón fundamental de la presencia de esta cifra es que hay gran cantidad de viviendas deshabitadas debido al alto porcentaje de migración por lo que se les factura solo la base, y otras abandonadas en el sector rural. Razón por la cual no se incluye para la estratificación este rango de clientes.

Los intervalos quedan definidos de la siguiente manera:

Tabla 6.3

Intervalos para la Propuesta de Estratificación

INTERVALOS (kWh)	
10	60
61	90
91	120
121	180
181	350

6.1.2. DEFINICIÓN DE INTERVALOS

Es necesario establecer desde el punto de vista técnico los estratos de consumo de energía en función de la aplicación a donde se los destina; es decir, para la determinación de las demandas máximas de diseño de transformadores y redes secundarias, por esta razón se deberá tomar en cuenta las capacidades de transformadores de distribución y los calibres de conductores estándar para redes secundarias que satisfagan demandas diversificadas para distinto número de clientes.

Las Tablas del Anexo 6.1 se han elaborado de tal modo, que para cada uno de los límites superiores de los intervalos propuestos (datos en kWh), se calcula la demanda diversificada para distinto número de usuarios, a la cual se debe incluir; la demanda por concepto de alumbrado público que en función del número de postes, EMELNORTE S.A. para las áreas urbanas presenta valores típicos en el orden del 8% y para las áreas rurales dependiendo del sitio y del proyecto esta en el orden del 5% de la demanda neta; las pérdidas están en el orden del 15% de los kVA que resulten de la demanda por alumbrado público respectivamente; las pérdidas técnicas hasta el consumidor final manifiesta el Departamento de Pérdidas de la Empresa están alrededor del 2% de la demanda diversificada por grupo de clientes. Son dos tablas por separado debido a que las capacidades estándar son distintas para transformadores monofásicos y trifásicos.

Se adopta transformadores cuyas capacidades pudieran satisfacer los requerimientos de demanda con las consideraciones mencionadas en el párrafo anterior, para los diferentes estratos de consumo y número de usuarios. Es necesario aclara que para tener valores reales de la demanda por concepto de pérdidas técnicas se debe iniciar un estudio detallado del tema; además los valores de demanda y pérdidas por concepto de alumbrado público se desprenden fundamentalmente del diseño mismo del

nuevo proyecto de electrificación residencial y del tipo de luminaria que se emplee en él.

Luego, para los mismos intervalos de consumo y número de usuarios, se determinan las corrientes que circularían por fase en las redes secundarias, para sistemas trifásicos equilibrados cuatro hilos y sistemas monofásicos tres hilos, tabulados en el Anexo 6.2a y Anexo 6.2b respectivamente. Con el propósito de adoptar el calibre de conductor que podría satisfacer los requerimientos de corriente para cada uno de los casos.

En base al análisis técnico se ajustan los estratos de consumo, al notar que se puede servir con una misma capacidad estándar tanto de transformador de distribución como calibre de conductor en común a dos estratos con intervalos pequeños entre ellos.

No se justifica tener intervalos pequeños, quedando definidos los estratos con los límites de la manera como se indica en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4

Límites de Estratificación

Estratos (kWh)		
1	10	60
2	61	120
3	121	200
4	201	350

6.1.3. CATEGORIZACIÓN O TIPO DE CLIENTE

A los clientes residenciales de la zona de concesión de EMELNORTE S.A., se los puede organizar dentro de las categorías A, B, C, D; siendo las categorías que caracterizan a los sectores urbanos las A, B; a los urbanos

periféricos, centros poblados la C; y la que caracteriza a los sectores rurales D.

De los análisis desarrollados se desprende que los clientes de categoría A se encuentran en el estrato de consumo de 201 a 350 kWh/mes; los de categoría B en el estrato de consumo de 121 a 200 kWh/mes; los de categoría C en el estrato de consumo de 61 a 120 kWh/mes; y los de categoría D en el estrato de consumo ≤ 60 kWh/mes.

Tabla 6.5
Estratificación por Tipo de Cliente

TIPO DE CLIENTE	ESTRATO (kWh)	SECTOR
A	201-350	URBANO
B	121-200	URBANO
C	61-120	URBANO-RURAL
D	≤ 60	RURAL

6.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La Metodología sugerida por la REA es la que se propone se siga en las Guías de Diseño de las Normas de EMELNORTE S.A.

Establecido el tipo de cliente y con la metodología adoptada, se procede a determinar las demandas diversificadas, así como las demandas máximas unitarias para cada uno de ellos.

6.2.1. DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL

Se determina las demandas máximas individuales para cada categoría, usando el consumo del límite superior de cada una de ellas, a través de la ecuación (Ec. 2.12) y las curvas del Anexo 5.1:

$$F_{div} = \frac{\sum DemandasMáximasIndividual}{DemandaDiversificada} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + ... + D_N}{D_{div}}$$

Si $D_1 = D_2 = D_3 = ... = D_N$,

$\Rightarrow D_1 + D_2 + D_3 + ... + D_N = N*DMI$

Donde:

N .- # de usuarios,

DMI .- Demanda máxima individual

$$\Rightarrow DMI = \frac{D_{div} * F_{div}(N)}{N} \qquad \text{(Ec. 6.1)}$$

Las demandas máximas individuales para cada una de las categorías se presentan en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6

Demandas Máximas Individuales por Tipo de Cliente

TIPO DE CLIENTE	DMI (kW)
A	3,4
B	2,1
C	1,3
D	0,7

6.2.2. DEMANDA DIVERSIFICADA

La demandas diversificadas para cada categoría o tipo de cliente residencial, se determinan a través de los factores A (Ec. 5.6) y B (Ec. 5.8). Los valores de las demandas diversificadas se los tabula en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7

Demandas Diversificadas por Tipo de Cliente

# CLIENTES	Fdiv	DEMANDA MÁXIMA INV. POR CATEGORÍA (kW)				# CLIENTES	Fdiv	DEMANDA MÁXIMA INV. POR CATEGORÍA (kW)			
		A	B	C	D			A	B	C	D
		3,4	2,1	1,3	0,7			3,4	2,1	1,3	0,7
		DEMANDA DIVERSIFICADA POR CATEGORÍA (kVA)						DEMANDA DIVERSIFICADA POR CATEGORÍA (kVA)			
5	1,48	11,8	7,2	4,6	2,5	53	2,86	64,5	39,3	25,0	13,5
6	1,58	13,2	8,1	5,1	2,8	54	2,87	65,5	39,9	25,4	13,8
7	1,67	14,6	8,9	5,7	3,1	55	2,87	66,6	40,6	25,8	14,0
8	1,75	15,9	9,7	6,2	3,3	56	2,88	67,6	41,2	26,2	14,2
9	1,83	17,1	10,4	6,6	3,6	57	2,89	68,7	41,9	26,6	14,4
10	1,90	18,3	11,2	7,1	3,8	58	2,89	69,8	42,5	27,0	14,6
11	1,96	19,5	11,9	7,6	4,1	59	2,90	70,8	43,2	27,5	14,9
12	2,02	20,6	12,6	8,0	4,3	60	2,90	71,9	43,8	27,9	15,1
13	2,08	21,8	13,3	8,4	4,6	61	2,91	72,9	44,4	28,3	15,3
14	2,13	22,9	13,9	8,9	4,8	62	2,91	74,0	45,1	28,7	15,5
15	2,18	24,0	14,6	9,3	5,0	63	2,92	75,0	45,7	29,1	15,8
16	2,22	25,1	15,3	9,7	5,3	64	2,93	76,1	46,4	29,5	16,0
17	2,26	26,2	15,9	10,1	5,5	65	2,93	77,2	47,0	29,9	16,2
18	2,30	27,2	16,6	10,6	5,7	66	2,94	78,2	47,7	30,3	16,4
19	2,33	28,3	17,3	11,0	5,9	67	2,94	79,3	48,3	30,7	16,6
20	2,37	29,4	17,9	11,4	6,2	68	2,94	80,3	49,0	31,2	16,9
21	2,40	30,5	18,6	11,8	6,4	69	2,95	81,4	49,6	31,6	17,1
22	2,43	31,6	19,2	12,2	6,6	70	2,95	82,5	50,2	32,0	17,3
23	2,45	32,6	19,9	12,6	6,8	71	2,96	83,5	50,9	32,4	17,5
24	2,48	33,7	20,5	13,1	7,1	72	2,96	84,6	51,5	32,8	17,8
25	2,50	34,8	21,2	13,5	7,3	73	2,97	85,6	52,2	33,2	18,0
26	2,52	35,8	21,8	13,9	7,5	74	2,97	86,7	52,8	33,6	18,2
27	2,55	36,9	22,5	14,3	7,7	75	2,97	87,7	53,5	34,0	18,4
28	2,57	38,0	23,1	14,7	8,0	76	2,98	88,8	54,1	34,4	18,6
29	2,59	39,0	23,8	15,1	8,2	77	2,98	89,9	54,8	34,8	18,9
30	2,60	40,1	24,4	15,5	8,4	78	2,98	90,9	55,4	35,3	19,1
31	2,62	41,1	25,1	16,0	8,6	79	2,99	92,0	56,0	35,7	19,3
32	2,64	42,2	25,7	16,4	8,9	80	2,99	93,0	56,7	36,1	19,5
33	2,65	43,3	26,4	16,8	9,1	81	2,99	94,1	57,3	36,5	19,8
34	2,67	44,3	27,0	17,2	9,3	82	3,00	95,1	58,0	36,9	20,0
35	2,68	45,4	27,7	17,6	9,5	83	3,00	96,2	58,6	37,3	20,2
36	2,70	46,5	28,3	18,0	9,8	84	3,00	97,3	59,3	37,7	20,4
37	2,71	47,5	29,0	18,4	10,0	85	3,01	98,3	59,9	38,1	20,6
38	2,72	48,6	29,6	18,8	10,2	86	3,01	99,4	60,6	38,5	20,9
39	2,73	49,6	30,2	19,2	10,4	87	3,01	100,4	61,2	38,9	21,1
40	2,74	50,7	30,9	19,7	10,6	88	3,02	101,5	61,8	39,4	21,3
41	2,76	51,8	31,5	20,1	10,9	89	3,02	102,5	62,5	39,8	21,5
42	2,77	52,8	32,2	20,5	11,1	90	3,02	103,6	63,1	40,2	21,8
43	2,78	53,9	32,8	20,9	11,3	91	3,02	104,7	63,8	40,6	22,0

# CLIENTES	Fdiv	DEMANDA MÁXIMA INV. POR CATEGORÍA (kW)				# CLIENTES	Fdiv	DEMANDA MÁXIMA INV. POR CATEGORÍA (kW)			
		A	B	C	D			A	B	C	D
		3,4	2,1	1,3	0,7			3,4	2,1	1,3	0,7
		DEMANDA DIVERSIFICADA POR CATEGORÍA (kVA)						DEMANDA DIVERSIFICADA POR CATEGORÍA (kVA)			
44	2,79	54,9	33,5	21,3	11,5	92	3,03	105,7	64,4	41,0	22,2
45	2,80	56,0	34,1	21,7	11,8	93	3,03	106,8	65,1	41,4	22,4
46	2,80	57,1	34,8	22,1	12,0	94	3,03	107,8	65,7	41,8	22,6
47	2,81	58,1	35,4	22,5	12,2	95	3,03	108,9	66,4	42,2	22,9
48	2,82	59,2	36,1	22,9	12,4	96	3,04	109,9	67,0	42,6	23,1
49	2,83	60,2	36,7	23,4	12,6	97	3,04	111,0	67,6	43,0	23,3
50	2,84	61,3	37,3	23,8	12,9	98	3,04	112,1	68,3	43,5	23,5
51	2,85	62,3	38,0	24,2	13,1	99	3,04	113,1	68,9	43,9	23,8
52	2,85	63,4	38,6	24,6	13,3	100	3,05	114,2	69,6	44,3	24,0

6.2.3. DEMANDAS DE DISEÑO

Una vez definida la categoría a la cual está asociado el cliente en estudio se procede a estimar la demanda de diseño.

La demanda diversificada para el diseño de redes secundarias y transformadores de distribución se encuentra tabulada en la Tabla 6.7.

La Demanda diversificada que se hace referencia en la Tabla 6.7 corresponde al conjunto de usuarios asociados a un punto de carga específico, por lo que a ésta se debe añadir la demanda por concepto de alumbrado público, así como también la demanda por pérdidas resistivas en redes secundarias, demanda de perdidas en la acometida, perdidas en el contador de energía. Cabe manifestar que la componente por pérdidas debe ser motivo de un nuevo estudio.

El resultado que se tenga de sumar las demandas por concepto de todos los aspectos indicados en el párrafo anterior, es la demanda de diseño que este estudio propone que se siga en las Normas de EMELNORTE S.A. para

dimensionar la red de baja tensión, así como la capacidad del transformador de distribución, que servirán a un nuevo proyecto de electrificación residencial.

El presente trabajo está encaminado a que se diseñe ajustado a lo que se esta proponiendo para la Norma, es decir, dimensionar la red de baja tensión y la capacidad del transformador de distribución de un nuevo proyecto de electrificación residencial para una cierta previsión de lotes con una ordenanza inicial y no para un posible crecimiento, que es difícil preverlo, evitando un sobredimensionamiento, que es inadecuado tenerlo en esta parte del sistema. Es lo que se ha venido haciendo en EMELNORTE S.A. mediante sus actuales normas; que a pesar de seguir la metodología sugerida por la REA, que es la que se encontró adecuada en éste estudio para determinar las demandas diversificadas; a través de una proyección del valor encontrado por dicho método para diez y quince años, con una tasa de crecimiento de energía que refleja la característica del sistema eléctrico en total, y de un índice de crecimiento poblacional sacado del INEC para su zona de concesión, encuentra el valor de la demanda con el cual dimensiona la red secundaria y transformador de distribución.

Posteriormente si es que llega a suceder dicho crecimiento, después de diez o quince años y cambien las circunstancias de la ordenanza inicial y previsión de lotes, se tiene que afrontar de otra manera, cambiando al transformador de distribución por otro de mayor capacidad según se requiera, o seccionando la red de baja tensión redistribuyendo la carga actual con otro transformador; pero esto requiere de una ingeniería de distribución continua, la cual permite chequear y dar el oportuno mantenimiento a la red, evitando muchas veces el contrabando de energía.

Hay que hacer notar y tener bien claro que con esta propuesta de hecho se va reducir el dimensionamiento de la red de baja tensión y capacidad del transformador de distribución, pero con un criterio técnico - económico de que esto tiene que estar bien aprovechando. El margen de reducción de la

demanda esta en el orden del 49% y del 84% para la proyección a 10 y 15 años respectivamente.

El espacio que se acostumbra tener en la red en baja tensión y transformadores de distribución, fruto del valor de demanda sobredimensionado en el porcentaje mencionado en el párrafo anterior, se debe trasladar a la red de media tensión que es donde debe existir la capacidad para crecer, lo que permite aumentar transformadores, acomodar la red de baja tensión como sea necesario; siendo aquí donde se deben incorporar las previsiones de crecimiento que se acostumbra incluir en transformadores de distribución, que no es sino, una gran inversión inicial, innecesaria y para tenerla ociosa. Que en las actuales condiciones de la economía mundial es algo que no tiene lugar en un proyecto de ingeniería.

Reserva que se la tiene casi de forma natural, debido a que las redes en media tensión, y en general para todas las redes, se las construyen considerando ciertos aspectos tales como nivel de voltaje, distancia, entre otros, resultando diferentes calibres de conductores, que por condiciones de stock, se generalizan, como para el caso de EMELNORTE S.A. en sus redes de media tensión se utilizan conductores ACSR #2 y #1/0 para fases y conductor ACSR # 4 para el neutro, como base, calibres que cuentan con una capacidad de corriente que da espacio para crecer con redes en baja tensión y si el caso lo requiere se incrementaría el calibre del conductor con base en el análisis del crecimiento de la carga de las ampliaciones de redes.

Con esta propuesta se logra invertir el dinero y los recursos de manera que se aprovechen al máximo, a su debido tiempo, y donde realmente se requiera a fin de tener espacio para crecer con redes de distribución que sirvan a cargas en bajo voltaje en el futuro.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio realizado en las redes de EMELNORTE S.A. permite presentar las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- ✓ A través de la utilización de metodologías para estimación de demanda a partir de la carga instalada y otras que se basan en la energía se obtienen resultados que se comparan con registros en redes existentes, el análisis permite definir que el método desarrollado por la REA (Rural Electrification Administration), determina la demanda diversificada de forma sencilla y eficiente para las redes en EMELNORTE S.A.

- ✓ Se justifica el empleo del método de la REA para el área de concesión de EMELNORTE S.A.; puesto que para consumos menores a 400 kWh/mes el equipamiento que tienen los clientes de EEUU y los clientes del área de concesión de la empresa son parecidos y por ende los valores de demandas diversificadas obtenidos de los consumos son semejantes.

- ✓ En las actuales normas de EMELNORTE S.A. en lo referente al diseño de redes de baja tensión se observa un sobredimensionamiento, especialmente en la capacidad del transformador de distribución, elemento importante y que requiere mayor inversión.

- ✓ Diseñar la red de baja tensión y dimensionar el transformador de distribución ajustado a la propuesta de éste estudio, de aquí en adelante, significará para EMELNORTE S.A. reducir inversiones y aprovecharlas mejor, al hacerlas ajustadas a los requerimientos reales de los clientes como se ha demostrado en el estudio.

- ✓ Por lo anterior, se recomienda incorporar en las normas de EMELNORTE S.A., en la parte correspondiente a la estimación de demanda la Metodología propuesta, basada en el método de la REA, a fin de que el personal técnico de la Empresa e Ingenieros Contratistas empiecen a utilizarla lo más pronto posible.

- ✓ El posible crecimiento de la demanda en los nuevos proyectos de electrificación residencial, se debe considerar en la red de media tensión, que será la que mantenga el margen para el crecimiento de la carga en baja tensión.

- ✓ El presente estudio propone una estratificación por tipo de cliente basada en rangos de consumo (kWh/mes/cliente), más no en áreas mínimas de lote (m^2) con lo cual categoriza a los clientes residenciales EMELNORTE en sus actuales normas; consiguiendo una mejor correlación con la situación económica de la carga residencial.

- ✓ Se sugiere que se conserven los registros que se vayan haciendo a transformadores de distribución en función de solicitud de carga, añadiendo los clientes asociados a ellos, con sus históricos de consumo, en lo posible saber quienes son; de manera de ir formando

una base de datos que pueda ser útil y que pueda realmente ayudar a mejorar en el futuro estudios de demanda.

- ✓ Se recomienda iniciar un estudio que permita tener valores reales de la demanda por concepto de pérdidas técnicas, a fin de evitar falencias en el dimensionamiento de los elementos de la red.

[i] GRAINNGER, J STEVENSON, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"; Ultima Edición; McGraw-Hill; Año1996; Pág. 5,6,7,8

[ii] GRAINNGER, J STEVENSON, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"; Ultima Edición; McGraw-Hill; Año 1996; Pág. 9

[iii] GRAINNGER, J STEVENSON, W. "Análisis de Sistemas de Potencia"; Ultima Edición; McGraw-Hill; Año 1996; Pág.7, 8.

[iv] Actualización de las Guías de Diseño de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.; Salazar Oscar, Tisalema Wilson; Tesis EPN; 2002. Pág.12, 13.

[v] OLADE. "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas"; Diciembre 1993. Pág. I-3.

[vi] OLADE. "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas"; Diciembre 1993; Pág. I-3.

BIBLIOGRAFIA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **GALINDO Edwin**; "Estadística para Ingeniería y Administración"; Abril 1999; Editorial Mediavilla Hnos.

- **Salazar Oscar, Tisalema Wilson**; "Actualización de las Guías de Diseño de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. 2002.

- **Vizuete Washington**; "Estudio de Demanda para el Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba.

- **Córdova Santiago**; "Planeamiento para la determinación de parámetros de Demanda" 1989.

- **Salcedo C., Naranjo P.**; "Métodos para la Determinación de la Demanda en usuarios de la E.E.A.S.A.RCN."; XI Seminario de Distribución de Energía Eléctrica del Ecuador; Abril 1993.

- **Orejuela Luna Victor**; "Investigación de la Demanda en Abonados Residenciales de la ciudad de Quito"; V Seminario Ecuatoriano de Distribución de Energía Eléctrica; Octubre 1986.

- **Salcedo Carlos**; "Procedimiento para el calculo de la Demanda en Redes de Distribución y Métodos no convencionales de Medición y Comercialización en usuarios de la E.E.A.S.A.RCN."; XII Seminario de Distribución de Energía Eléctrica; Abril 1994.

- **GRAINNGER, J STEVENSON, W.**; "Análisis de Sistemas de Potencia"; Ultima Edición; McGraw-Hill; Año1996.

- **OLADE.**; "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas". Diciembre 1993.

- **EMELNORTE S.A.**; "Normas para los Sistemas de Distribución"; 1995.

- **EEQ S.A.**; "Normas para los Sistemas de Distribución"; 1979.

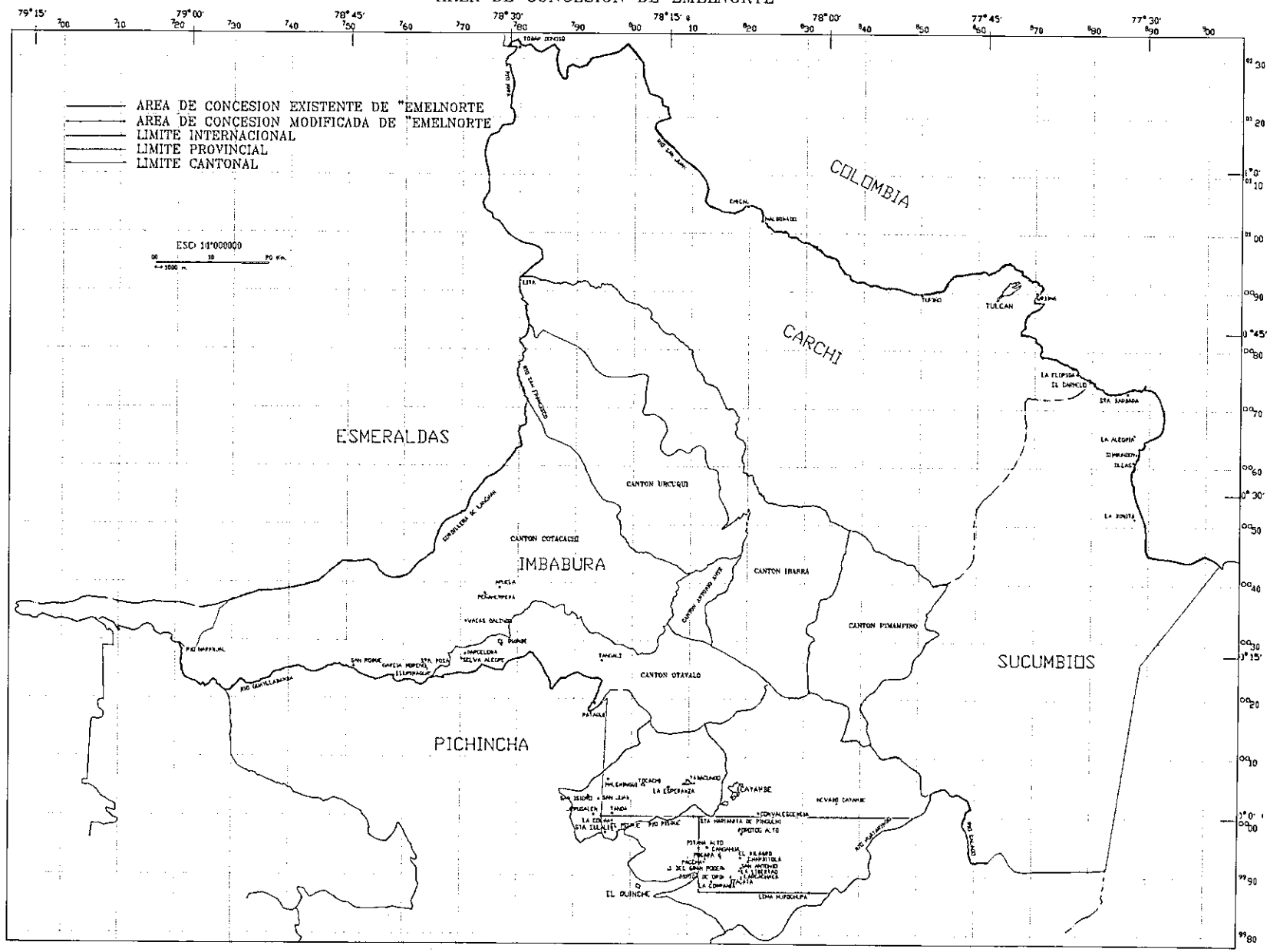
- **HARPER E. Gilberto**; "Líneas de Trasmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica"; Volumen 2.

ANEXOS

Anexo 3.1

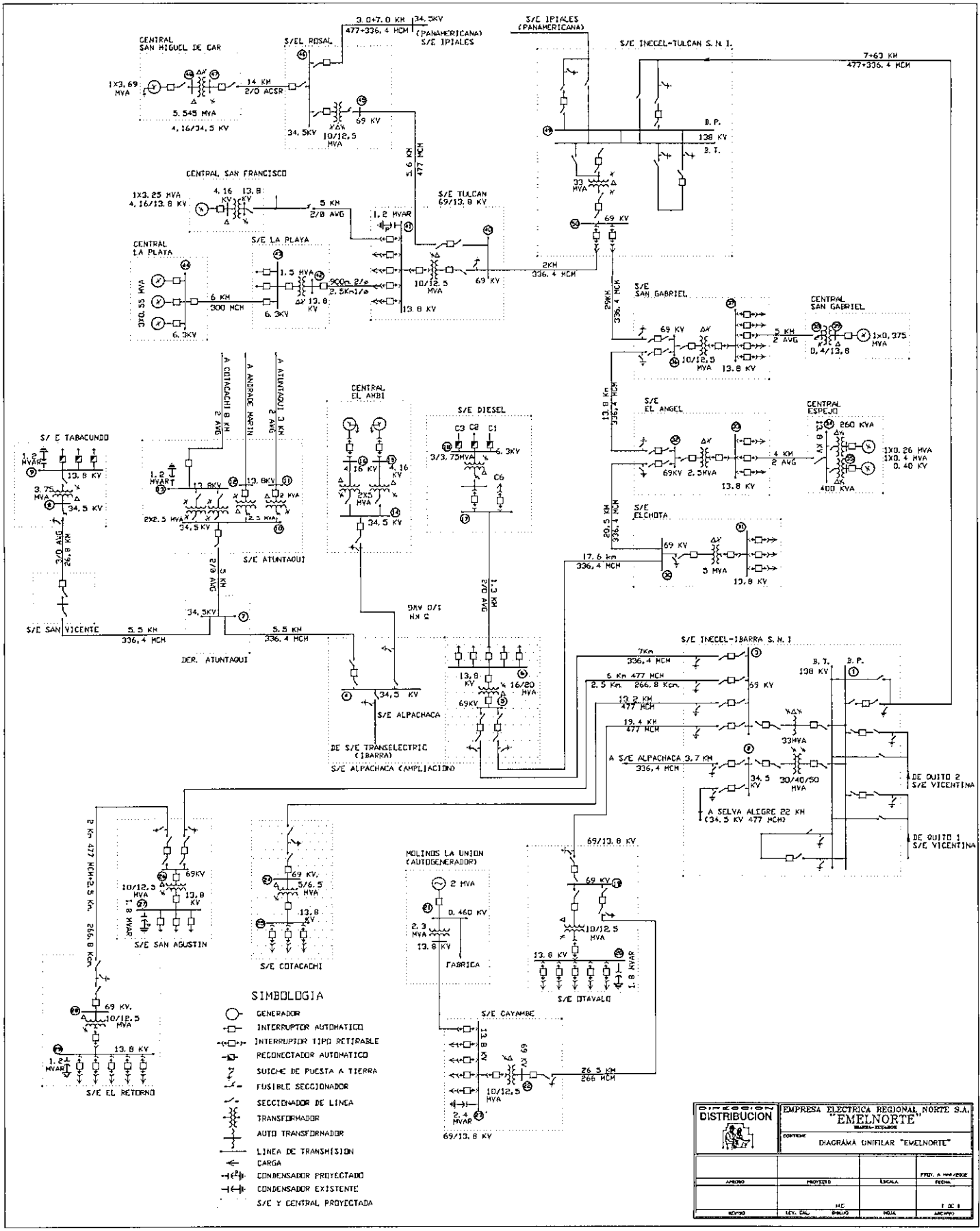
Área de concesión de EMELNORTE S.A.

AREA DE CONCESION DE EMELNORTE



Anexo 3.2

Diagrama Unifilar EMELNORTE S.A.



DIRECCION DISTRIBUCION

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A.
"EMELNORTE"

CONTIENE: DIAGRAMA UNIFILAR "EMELNORTE"

			FECHA: A MAY/2002
APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA
REVISO	DIBUJO	HOJA	ARCHIVO

Anexo 3.3

Transformadores de Distribución por cada Alimentador de las Subestaciones de EMELNORTE S.A.

Anexo 3.3

Subestaciones de EMELNORTE

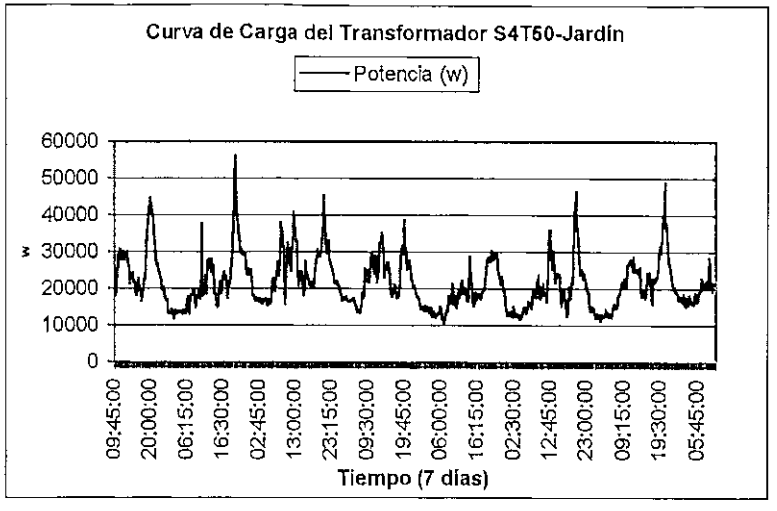
Nombre del Alimentador (2)	Nombre de Subestación (5)	Nivel de Voltaje (kV) (6)	LONGITUD (km)				NUMERO DE TRANSFORMADORES			POTENCIA (MVA)		
			1F (7)	2F (8)	3F (9)	Total (10)	1F (11)	3F (12)	Total (13)	1F (14)	3F (15)	Total (16)
San Gabrie	San Gabrie	13,8	359,24	23,11	42,31	424,66	528	19	547	6,66	0,79	7,45
San Gabrie	San Gabrie	13,8	44,18	1,39	17,61	63,19	111	20	131	1,65	0,83	2,48
San Gabrie	San Gabrie	13,8	122,59	4,28	4,92	131,79	149	28	177	1,96	1,65	3,61
San Gabrie	San Gabrie	13,8	59,10	0,78	36,42	96,30	115	12	127	1,44	0,70	2,14
El Angel Ali	El Angel	13,8	54,02		16,30	70,31	68	2	70	0,77	0,09	0,86
El Angel Ali	El Angel	13,8	35,85		14,24	50,10	100	23	123	1,47	1,22	2,69
El Angel Ali	El Angel	13,8	79,10	0,48	54,54	134,12	146	32	178	2,03	1,84	3,87
El Retorno	El Retorno	13,8	25,31		10,85	36,16	109	14	123	2,04	1,83	3,87
El Retorno	El Retorno	13,8	198,31	0,62	80,67	279,60	325	16	341	4,46	0,86	5,32
El Retorno	El Retorno	13,8	31,43	3,31	14,80	49,54	187	17	204	4,45	0,85	5,29
El Retorno	El Retorno	13,8	3,63	0,03	11,45	15,11	70	13	83	1,84	0,66	2,49
Diesel Alim	Diesel	6,3		0,01	5,74	5,74	4	40	44	0,05	2,49	2,54
Diesel Alim	Diesel	6,3		0,08	3,97	4,05	4	19	23	0,00	0,02	0,02
Diesel Alim	Diesel	6,3			0,83	0,83	1	4	5	0,01	0,15	0,15
Diesel Alim	Diesel	13,8	0,02		1,13	1,15	2	3	5	0,04	0,19	0,23
Diesel Alim	Diesel	13,8	1,20	0,65	4,70	6,55	28	13	41	0,75	0,64	1,39
Diesel Alim	Diesel	13,8	76,20	1,57	53,97	131,74	280	37	317	5,00	2,26	7,26
Diesel Alim	Diesel	13,8	65,96	0,13	38,66	104,75	209	27	236	4,57	1,66	6,23
Diesel Alim	Diesel	13,8	13,52	0,72	11,62	25,85	108	21	129	2,44	1,19	3,63
San Agusti	San Agusti	13,8	2,15	0,31	6,24	8,70	57	7	64	1,58	0,31	1,89
San Agusti	San Agusti	13,8	113,42	0,34	27,66	141,41	284	50	334	5,39	2,97	8,36
San Agusti	San Agusti	13,8	2,14		5,90		53	25	78	1,40	1,73	3,13
San Agusti	San Agusti	13,8	2,82	1,16	7,45	8,03	50	26	76	1,27	1,61	2,88
San Agusti	San Agusti	13,8	56,51	1,09	29,00	11,43	303	51	354	6,14	2,46	8,60
Chota Alime	Chota	13,8	321,50	8,83	133,56	86,60	305	9	314	3,68	0,58	4,26
Chota Alime	Chota	13,8	277,40	13,38	50,98	463,89	460	30	490	6,34	1,91	8,25
Chota Alime	Chota	13,8	119,34	0,34	82,85	341,76	207	25	232	3,30	1,53	4,83
Otavalo Alir	Otavalo	13,8	24,30	0,17	9,46	202,53	71	35	106	1,49	1,86	3,35
Otavalo Alir	Otavalo	13,8	124,12	0,33	35,62	33,93	295	48	343	4,91	2,79	7,70
Otavalo Alir	Otavalo	13,8	3,16		9,15	160,07	46	57	103	1,00	3,05	4,05

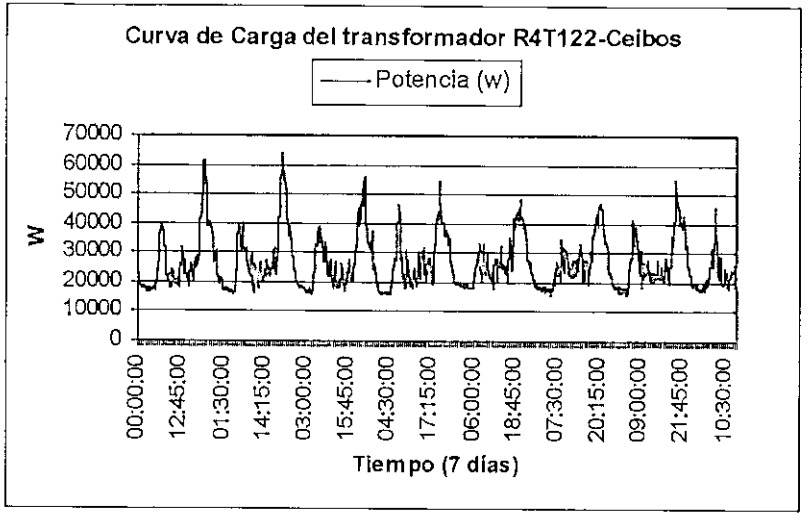
Nombre del Alimentador (2)	Nombre de Subestación (5)	Nivel de Voltaje (kV) (6)	LONGITUD (km)				NÚMERO DE TRANSFORMADORES			POTENCIA (MVA)		
			1F (7)	2F (8)	3F (9)	Total (10)	1F (11)	3F (12)	Total (13)	1F (14)	3F (15)	Total (16)
Otavalo Alir	Otavalo	13,8	48,56	0,22	53,76	12,31	184	106	290	4,30	7,13	11,42
Otavalo Alir	Otavalo	13,8	110,00	0,02	17,58	102,54	123	14	137	1,69	0,68	2,37
Atuntaqui A	Atuntaqui	13,8	12,76	0,15	16,14	127,60	101	50	151	2,23	2,58	4,81
Atuntaqui A	Atuntaqui	13,8	48,64	0,18	13,65	29,06	157	33	190	2,84	1,70	4,53
Atuntaqui A	Atuntaqui	13,8	474,69	1,02	124,05	62,47	570	50	620	7,69	3,11	10,80
Cayambe A	Cayambe	13,8	5,76		6,26	599,76	82	31	113	2,36	1,51	3,86
Cayambe A	Cayambe	13,8	231,15	0,46	85,75	12,01	454	92	546	7,61	9,51	17,12
Cayambe A	Cayambe	13,8	134,32	3,83	90,83	317,36	248	111	359	4,43	8,09	12,52
Cayambe A	Cayambe	13,8	21,93		8,80	228,98	93	12	105	1,90	0,48	2,37
Cayambe A	Cayambe	13,8	97,08	0,60	49,54	30,73	189	37	226	3,06	3,92	6,98
Tabacundo	Tabacundo	13,8	17,62		0,80	147,22	53		53	1,38	-	1,38
Tabacundo	Tabacundo	13,8	141,97	0,88	44,18	18,43	216	27	243	3,32	2,47	5,79
Tabacundo	Tabacundo	13,8	11,38		16,91	187,02	39	21	60	0,81	1,20	2,00
Tulcan 1 N	Tulcan	13,8	47,75	2,88	38,07	88,69	243	98	341	5,96	6,22	12,19
Tulcan 2 S/	Tulcan	13,8	1,04	0,11	5,29	6,45	12	38	50	0,31	1,93	2,24
Tulcan 3 S	Tulcan	13,8	141,69	12,32	47,67	201,68	278	72	350	5,04	3,91	8,96
Tulcan 4 T	Tulcan	13,8	113,68	1,58	19,53	134,79	152	7	159	2,31	0,52	2,83
TOTAL			3.876,51	87,35	1.461,37	5.396,95	7.869	1.522	9.391	135,33	95,63	230,96

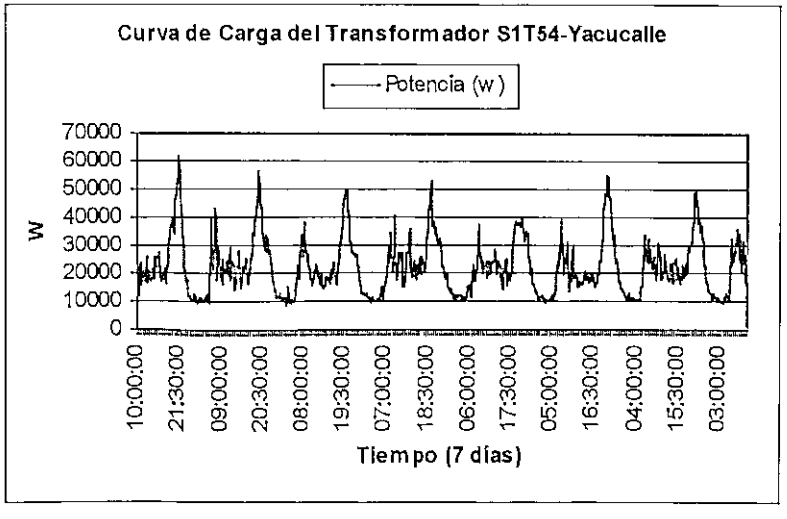
Anexo 4.1

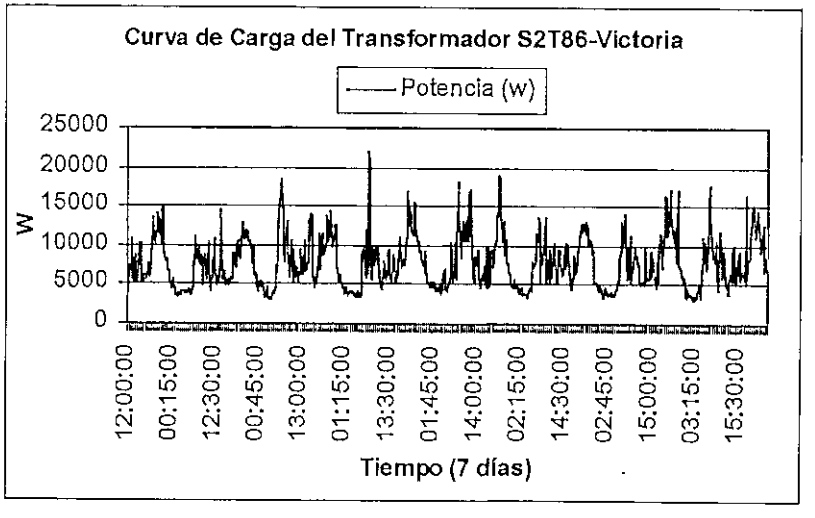
Curvas de carga de los Transformadores de Distribución tomados como muestra

Anexo 4.1
Curvas de Carga del Tiempo que estuvo instalado el Equipo de Medición en los puntos de la Muestra

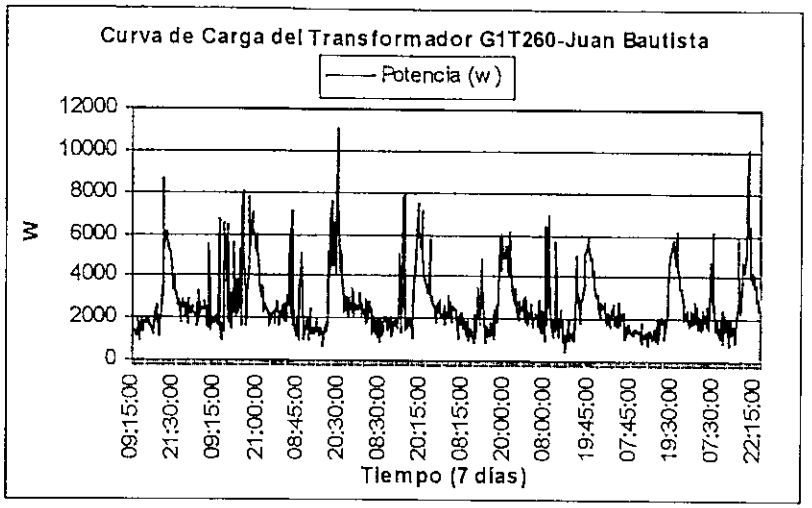


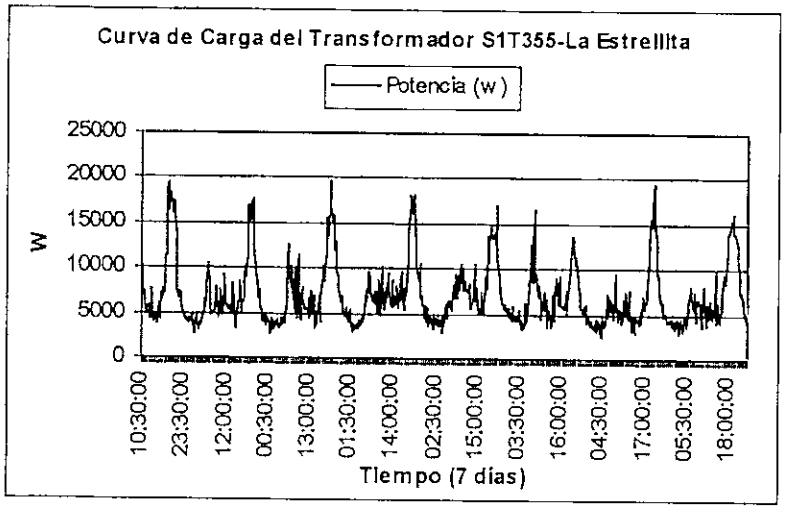


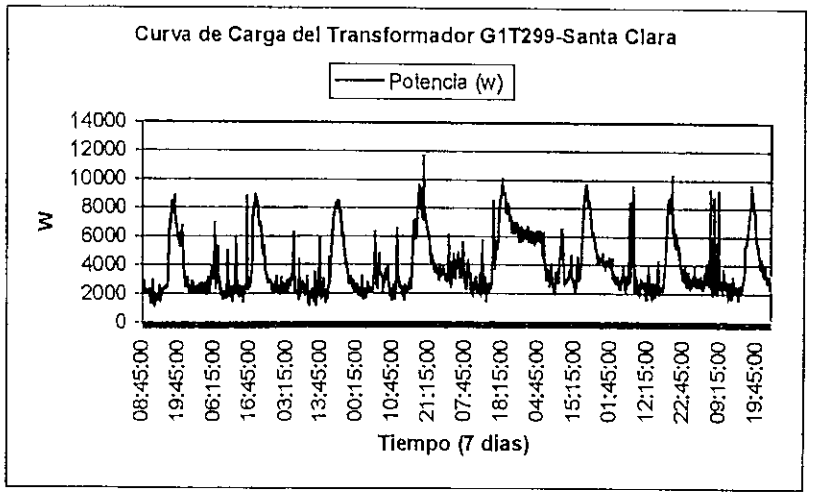


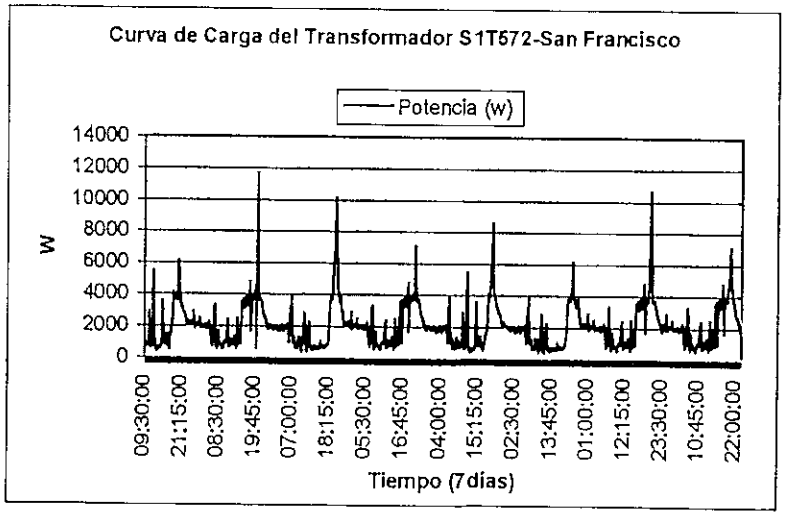


Anexo 4.1
Curvas de Carga del Tiempo que estuvo instalado el Equipo de Medición en los puntos de la Muestra



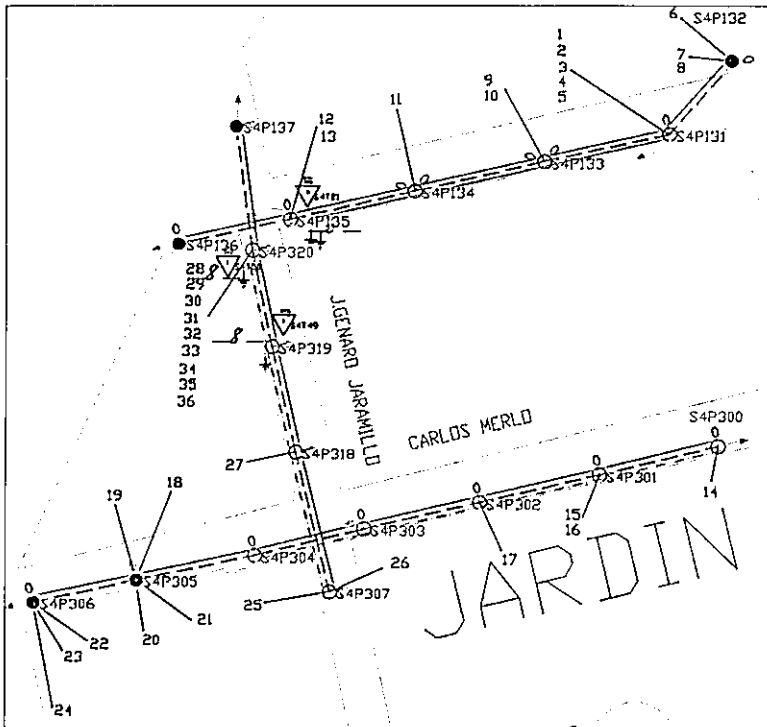






Anexo 4.2

Circuitos secundarios asociados a los Transformadores de Distribución tomados como muestra



UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs. ext.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs. ext.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m. Proy
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m. Proy
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m. Proy
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- RED DE ALUMBRADO PUBLICO
- ACOMETIDA DOMIC.

PROYECTO DE TITULACION

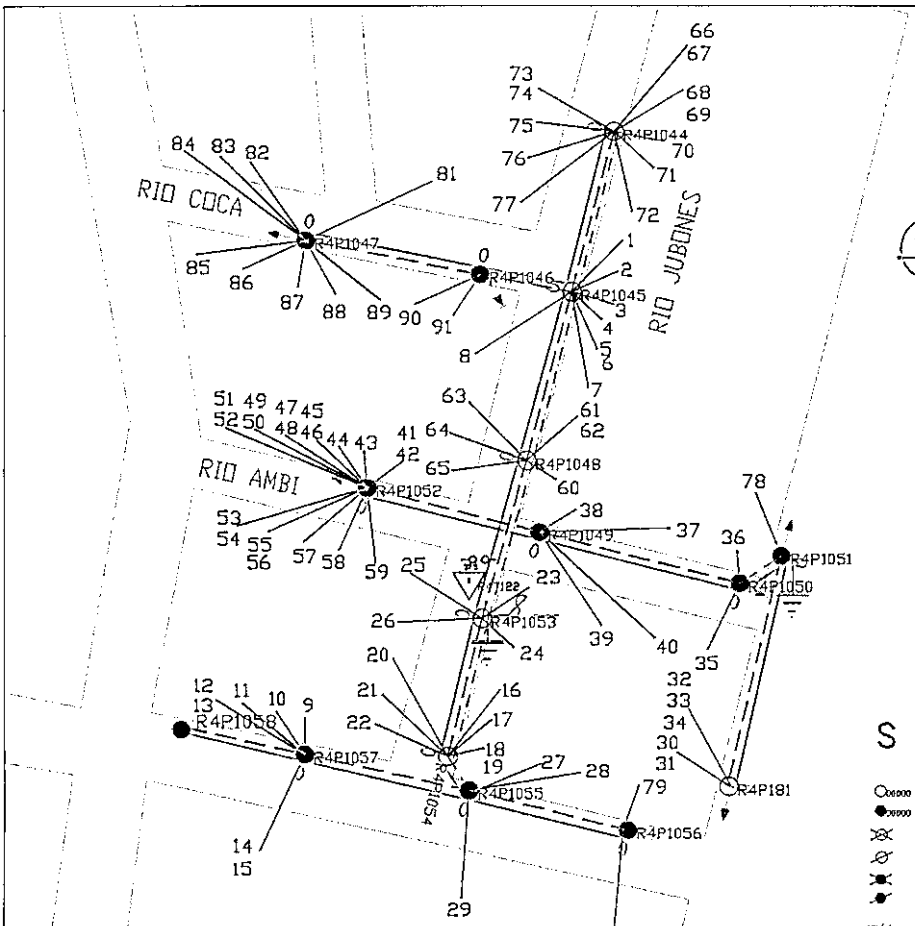
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL SECTOR EL JARDIN CALLE J. GENARO JARAMILLO (IBARRA)

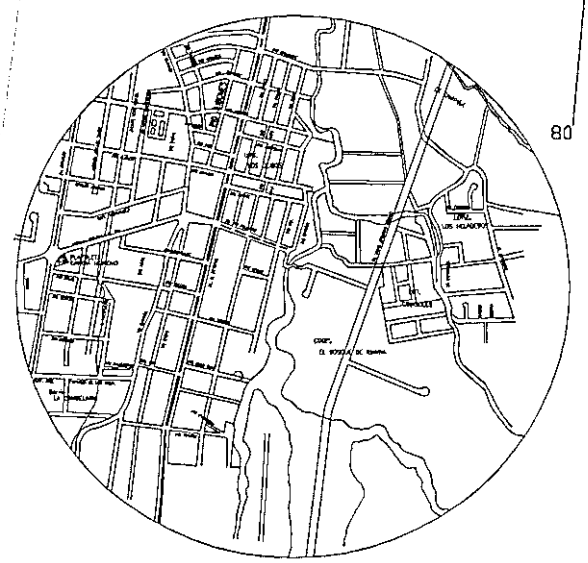
OBSERVACIONES:

	Egdo. Jorge Montesdeoca		1:2000	Enero/2005
APROBO	PROYECTO		ESCALA	FECHA
Construcciones	JM	JM		
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	# DE PROY.



SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs. ext.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs. ext.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m. Proy
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m. Proy
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m. Proy
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- RED DE ALUM. PUBLICO
- ACOMETIDA DOMIC.



UBICACION

PROYECTO DE TITULACION

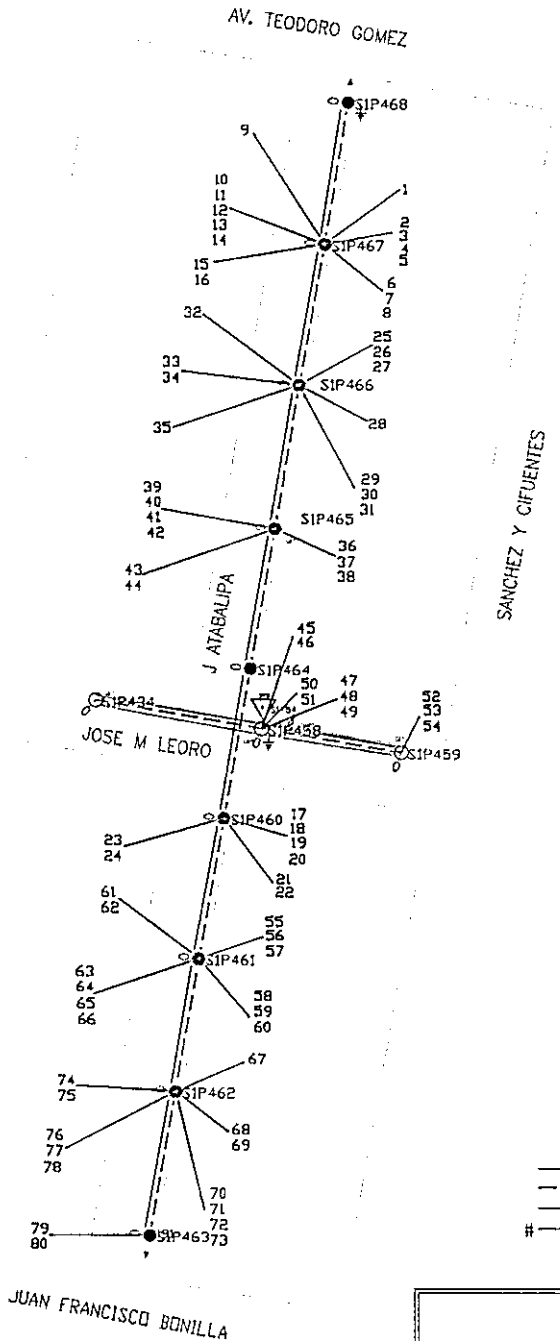
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

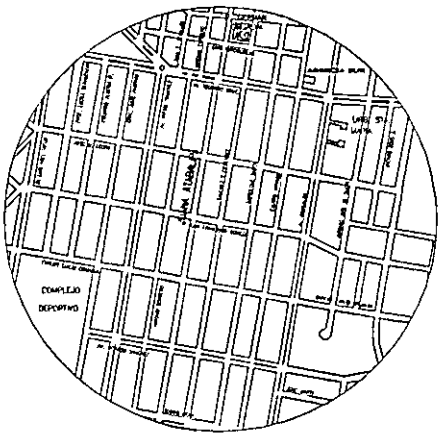
CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL SECTOR LOS CEIBOS CALLE RIO JUBONES (IBARRA)

OBSERVACIONES:

	Egdo. Jorge Montesdeoca	1:1500	Enero/2005
APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA
Construcciones	JM / JM		
REVISO	LEV. CAL. / DIBUJO	HOJA	# DE PROY.





UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- RED DE ALUMBRADO PUBLICO
- ACOMETIDA DOMIC.

PROYECTO DE TITULACION

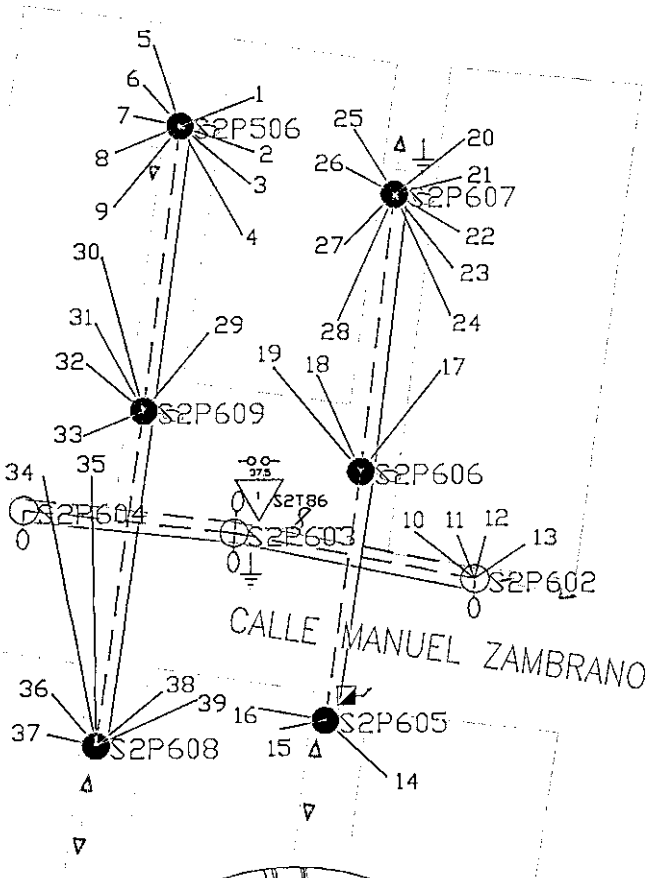
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

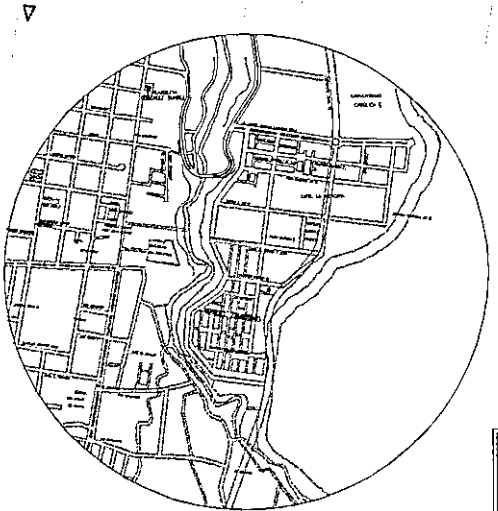
CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL SECTOR YACUCALLE CALLE JOSE MIGUEL LEORO (IBARRA)

OBSERVACIONES:

APROBO	PROYECTO		ESCALA	FECHA
	Egdo. Jorge Montesdeoca		1:2000	Enero/2005
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	# DE PROY.
Construcciones	JM	JM		





UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- ACOMETIDA DOMIC.

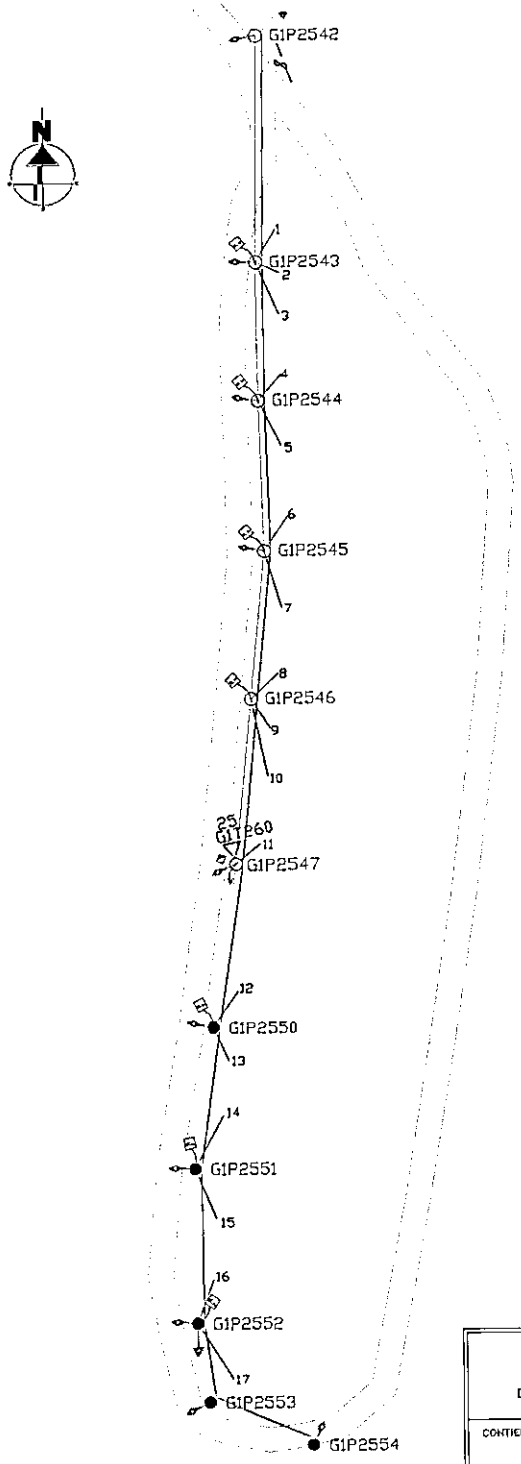
PROYECTO DE TITULACION

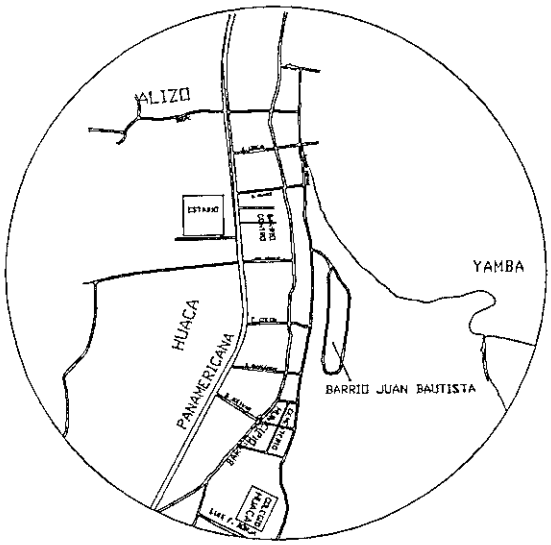
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL SECTOR LA VICTORIA CALLE MANUEL ZAMBRANO (IBARRA)

OBSERVACIONES:				
	Egdo. Jorge Montesdeoca		1:1000	Enero/2005
APROBO	PROYECTO		ESCALA	FECHA
Construcciones	JM	JM		
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	# DE PROY.





UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- ACOMETIDA DOMIC.

PROYECTO DE TITULACION

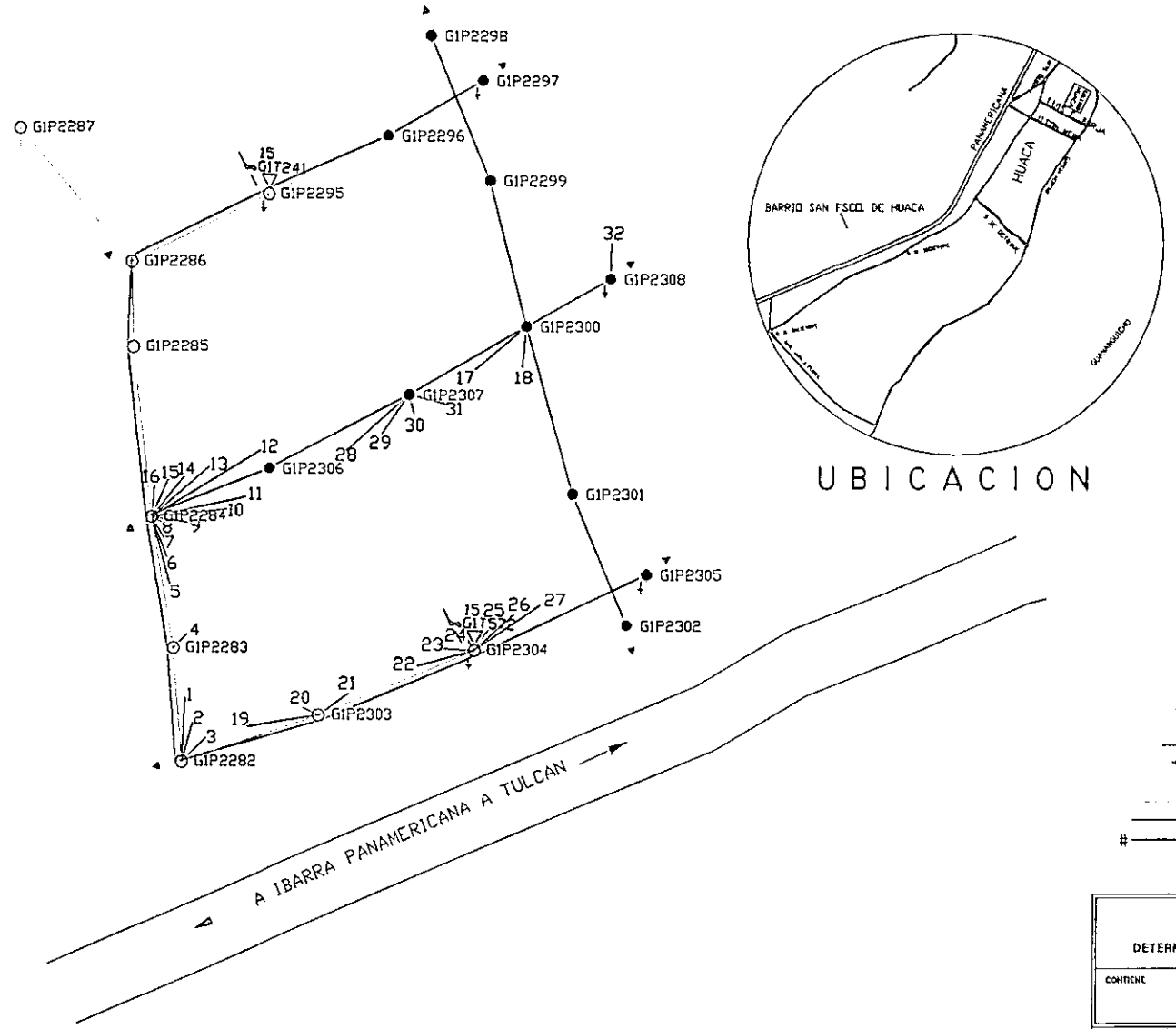
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL BARRIO JUAN BAUTISTA-HUACA (CARCHI)

OBSERVACIONES:

	Egda. Jorge Montesdeoca		1:1500	Enero/2005
APROBO	PROYECTO		ESCALA	FECHA
Construcciones	JM	JM		
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	# DE PROY.



UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- ACOMETIDA DOMIC.

PROYECTO DE TITULACION

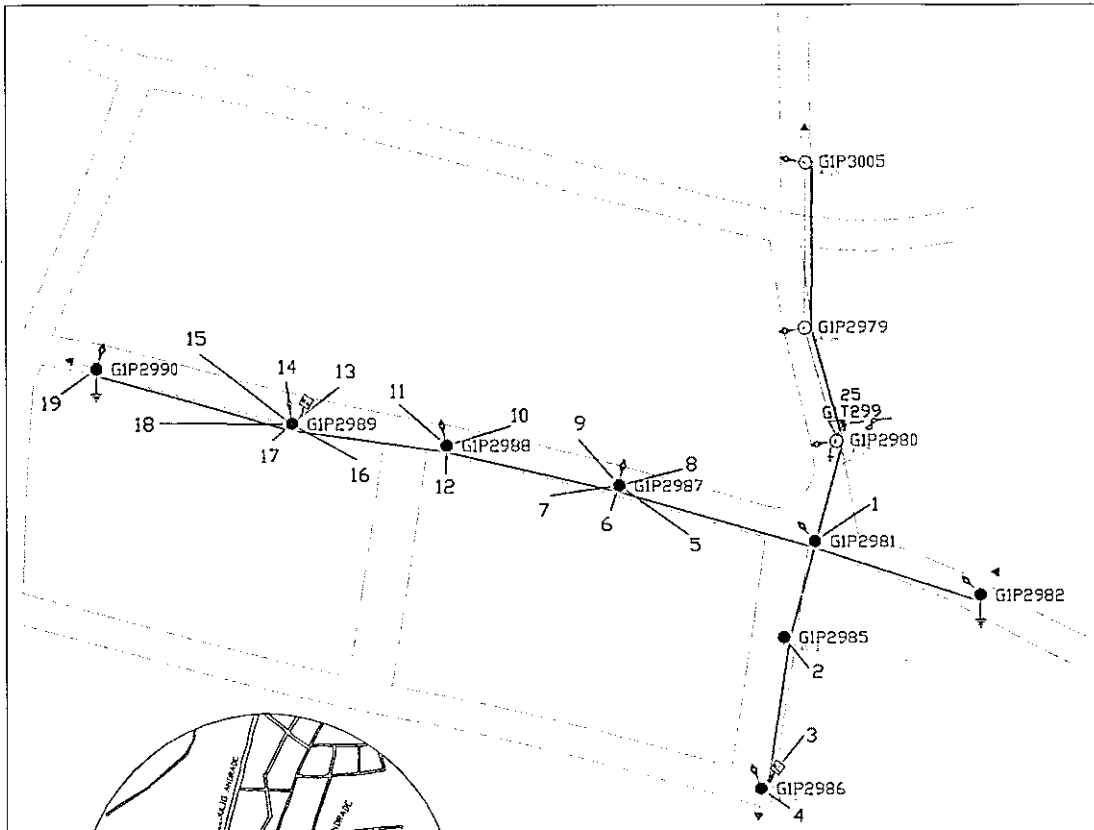
DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

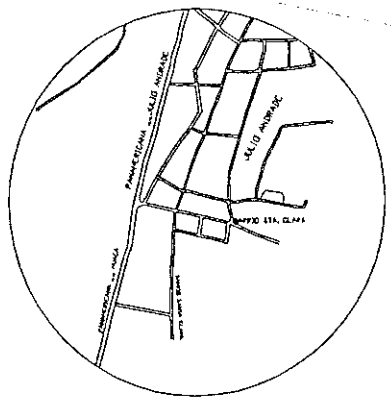
CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL BARRIO SAN FRANCISCO-HUACA (CARCHI)

OBSERVACIONES:

	Egdo. Jorge Montesdeoca	1:1500	Enero/2005
APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA
Construcciones	JM JM		
REVISO	LEV. CAL. DIBUJO	HOJA	# DE PROY.





UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- ACOMETIDA DOMIC.

PROYECTO DE TITULACION

DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL BARRIO STA. CLARA-J. ANDRADE (CARCHI)

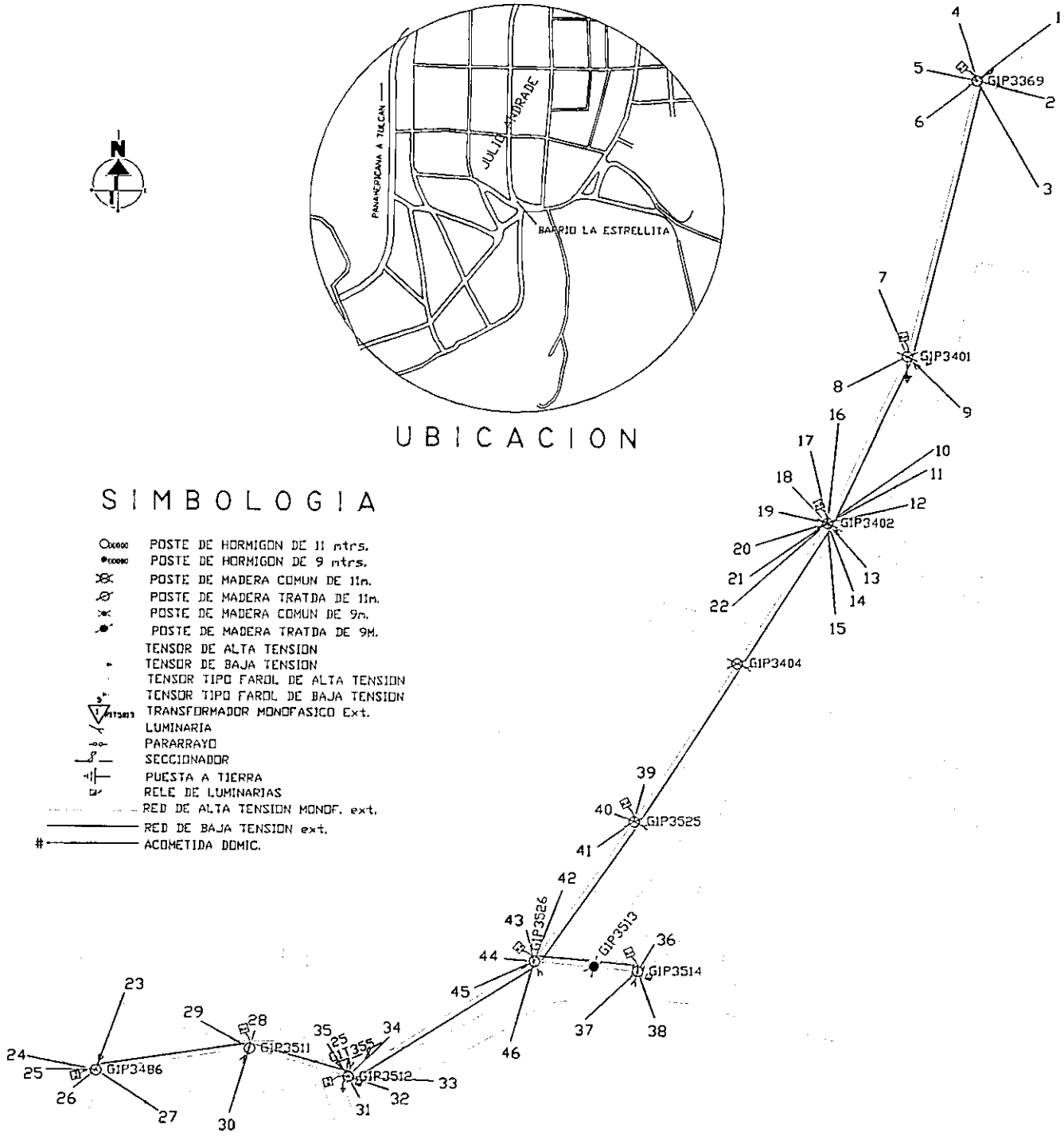
OBSERVACIONES:

	Egdo. Jorge Montesdeoca		1:1500	Enero/2005
APROBO	PROYECTO		ESCALA	FECHA
Construcciones	JM	JM		
REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA	# DE PROY.

UBICACION

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON DE 11 mtrs.
- POSTE DE HORMIGON DE 9 mtrs.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 11m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 11m.
- POSTE DE MADERA COMUN DE 9m.
- POSTE DE MADERA TRATDA DE 9M.
- TENSOR DE ALTA TENSION
- TENSOR DE BAJA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE ALTA TENSION
- TENSOR TIPO FAROL DE BAJA TENSION
- TRANSFORMADOR MONOFASICO Ext.
- LUMINARIA
- PARARRAYO
- SECCIONADOR
- PUESTA A TIERRA
- RELE DE LUMINARIAS
- RED DE ALTA TENSION MONOF. ext.
- RED DE BAJA TENSION ext.
- ACOMETIDA DOMIC.



PROYECTO DE TITULACION

DETERMINACION DE DEMANDA DE DISEÑO DEL SECTOR RECIDENCIAL

CONTIENE

REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA
DEL BARRIO LA ESTRELLITA-J.ANDRADE (CARCHI)

OBSERVACIONES:

	Egdo. Jorge Montesdeoca	1:1500	Enero/2005
APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA
Construcciones	JM JM		
REVISO	LEV. CAL. DIBUJO	HOJA	# DE PROY.

Anexo 4.3

Registros de Clientes de los Circuitos asociados a los Transformadores de Distribución tomados como muestra

Anexo 4.3

Registro de clientes de los circuitos asociados a los Transformadores de Distribución

Id TRAFO: S2T86 kVA: 37,5 DIR: Victoria-calle Manuel Zambrano ALIMENTADOR: 2 S/E: San Agustín						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
S2P506	1	1384	M2-94476	1001040417	108,3	si
	2	5180	M2-70458	5180	37,5	
	3	5182	P-3674 I	5182	retirado	
	4	5183	P-3868 I	1000901403	98,1	
	5	5184	P-3679 I	5184	retirado	
	6	5185	10047 I	1000808897	122,6	
	7	5186	P-4731 I	1000348092	121,6	
	8	14197	P3397 I	14197	103,0	
	9	100068	M2-22964	0400775482	198,6	
S2P602	10	5165	P-4196 I	5165	26,2	si
	11	5166	P-3551 I	5166	101,0	
	12	5393	P-5070 I	5393	140,6	
	13	22715	P-3586 I	22715	47,1	
S2P605	14	5370	B-395 I	5370	144,2	no
	15	23345	M2-936 I	23345	113,8	
	16	24154	P-5187 I	1001692084	154,9	
S2P606	17	5168	M2-72398	1000271245	200,1	si
	18	102852	M2-26219	1706982053	94,1	
	19	179359	O-1593	0400259909	83,4	
S2P607	20	5169	P-2225 I	1705638771	153,0	si
	21	5170	P-3759 I	1001619772	142,2	
	22	5172	501 I	5172	126,5	
	23	5173	P-4159 I	5173	112,8	
	24	5174	P-3594	5174	52,7	
	25	5176	P-4075 I	5176	22,3	
	26	117351	M2-43008	1001476603	106,9	
	27	129799	2744 I	1001862927	87,4	
	28	134758	M2-40056	1002025979	112,8	
S2P609	29	5187	M2-780 I	5187	118,6	si
	30	5188	M2-30360	1707400386	155,9	
	31	5189	P-3816 I	5189	156,9	
	32	22874	P-5640 I	1001052545	35,2	
	33	142883	M2-65169	1001046695	base	
S2P608	34	5190	P-3646 I	1702109974	275,6	no
	35	5350	P-3649 I	0400637765	104,9	
	36	5351	4134 I	5351	318,3	
	37	5369	M2-72883	1000660140	109,0	
	38	24989	P-7583 I	1001763364	32,4	
	39	137618	M2-60725	0400736989	168,7	

Id TRAFO: S1T54 kVA: 37,5 DIR: Yacucalle-calle José M. Leoro ALIMENTADOR: 1 S/E: San Agustín						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
S1P467	1	476	P-2949 I	1000033538	166,1	si
	2	9489	P-1122 I	0200025559	113,1	
	3	13885	7733 I	13885	6,7	
	4	13886	6075 I	13886	209,9	
	5	13887	6073 I	13887	108,3	
	6	13889	M2-94402	13889	481,7	
	7	13890	828 I	13890	575,6	
	8	13994	3373 I	13994	39,9	
	9	23372	M2-908 I	1800889097	237,8	
	10	98217	M2-21057	180088997	149,8	
	11	118481	M2-43789	1700757436	132,4	
	12	118599	M2-44092	1000063022	127,7	
	13	126454	M3-6672R	0200033744	341,5	
	14	131029	M2-55950	1700757436	96,3	
	15	132607	M3R-2352	0200033744	220,9	
	16	170157	M2-63841	1700757436	98,3	
S1P460	17	10650	P-2300 I	10650	217,0	si
	18	13909	P-4389 I	13909	118,8	
	19	13910	5949 I	13910	415,5	
	20	23533	P-3845 I	1000406817	99,8	
	21	13908	M2-48307	13908	115,9	
	22	117983	M2R-4026	1000886406	77,9	
	23	120969	B3-5728	0400360566	295,5	
	24	152931	M2-75255	1000406817	51,0	
S1P466	25	13891	6174 I	13891	147,1	si
	26	13893	3357 I	13893	355,0	
	27	13894	5811 I	1000312692	143,9	
	28	13896	B3-5159R	13896	380,0	
	29	25756	M2-4000 I	1000346104	retirado	
	30	87449	3101 I	0400535480	193,2	
	31	115664	761 I	0100144674	5,9	
	32	115665	M2-70605	0100144674	210,6	
	33	152430	M2-71953	1000606705	78,9	
	34	154159	M2-71959	1000606705	361,7	
	35	155422	M2-71894	1000503910	209,8	
S1P465	36	13898	C-370 I	13898	126,5	si
	37	13899	52 I	13899	93,2	
	38	13900	5867 I	13900	215,7	
	39	13988	N-564 I	13988	102,6	
	40	13990	P-2956 I	1000647717	105,5	
	41	13630	O-2323	1701127530	94,1	
	42	140255	B3-6747 I	1001457678	235,4	
	43	147712	M2-68242	1700677501	259,9	
	44	168701	C-358 I	1700677501	209,5	
S1P458	45	13901	J-141 I	13901	133,4	si
	46	109148	M2-34688	0400019626	180,5	
	47	128095	B3-6289	1000817686	278,8	
	48	128099	B3-6288	1000817686	166,2	
	49	128476	M2-53836	1000817686	168,7	

Id TRAFO: S1T54 kVA: 37,5 DIR: Yacucalle-calle José M. Leoro ALIMENTADOR: 1 S/E: San Agustín						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
	50	128477	M2-53840	1000917680	234,1	
	51	159022	M2-80110	1000917680	219,3	
S1P459	52	13903	4135 I	13903	20,0	si
	53	13904	C-628 I	13904	58,9	
	54	13905	P-30 I	13905	123,6	
S1P461	55	13912	P-1839 I	13912	98,1	si
	56	13913	K-542 I	13913	105,4	
	57	13914	P-2461 I	13914	189,3	
	58	13915	P-4080 I	0600868830	128,1	
	59	13985	I613 I	13985	157,7	
	60	13986	4664 I	13986	101,7	
	61	104505	M2-28399	1000651933	124,7	
	62	131521	M2-21841	1000095289	333,3	
	63	133086	M2-57951	1000253680	165,2	
	64	136145	M2-60422	1000696557	77,9	
	65	142607	M2-65052	1001083680	57,0	
	66	168417	M2-88382	1000095289	128,1	
S1P462	67	13917	B3-6573	13917	158,9	si
	68	13919	J-516 I	13919	117,8	
	69	13982	P2991 I	1000223170	250,1	
	70	25454	M2-3905 I	1000223170	141,5	
	71	13981	P*1175 I	13981	281,4	
	72	88237	M2-10051	0600986830	91,2	
	73	100087	M2-23008	0600868830	154,2	
	74	100087	M2-23153	0600868830	118,8	
	75	13918	P-146 I	1000083806	269,4	
	76	121002	M2-46248	1001618923	138,4	
	77	123463	M2-49260	1001301611	113,5	
	78	176370	RI-2319	1707847388	270,8	
S1P463	79	13979	J-525 I	1000303220	141,6	si
	80	119837	P-4437	1000303220	224,6	

Id TRAFO: R4T122 kVA: 37,5 DIR: Ceibos-calle Río Jubones ALIMENTADOR: 4 S/E: El Retorno						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
R4P1045	1	1575	P-2638 I	1001035407	145,4	si
	2	15193	A359 I	15193	209,9	
	3	15194	5738 I	15194	242,3	
	4	15222	M2-647 I	15222	132,4	
	5	15236	H892 I	1701659979	57,9	
	6	15238	P-432 I	1000078103	143,2	
	7	15240	H206 I	0400154217	141,2	
	8	15237	K-580 I	1800743203	115,9	
R4P1057	9	15156	9114 I	15156	201,0	si
	10	15159	O-400	1000829968	130,2	
	11	23998	P-63*2958I	23998	285,0	
	12	109771	M3-6462	1000385490	8,8	
	13	109974	M2-34331	1000385490	205,9	
	14	15157	O-242 I	15157	226,1	
	15	174260	M2-94217	1000829968	48,1	
R4P1054	16	15160	A342 I	15160	358,9	si
	17	15161	N726 I	15161	104,9	
	18	15162	P-357 I	15162	291,3	
	19	15167	C995 I	15167	58,9	
	20	15169	P-2157 I	15169	141,2	
	21	104678	3487 I	0400595799	258,9	
	22	153092	P-6152 I	1707243547	28,5	
R4P1053	23	15166	B956 I	15166	259,9	si
	24	15163	*1255 I	15163	205,9	
	25	15164	P*1256 I	15164	200,1	
	26	181519	C997 I	0800019531	124,5	
R4P1055	27	15170	A4557 I	15170	141,2	si
	28	15171	M2-79456	1000618692	297,1	
	29	105069	M3-6072	0	1305,3	
R4P181	30	15174	P-1067 I	15174	286,3	si
	31	15175	P-1278 I	15175	342,2	
	32	91624	M2-14231	1000625838	188,3	
	33	133072	M2-57949	0400453965	41,5	
	34	91624	M2-14231	1000625838	188,3	
R4P1050	35	15176	P-2324 I	15176	171,6	si
	36	86330	M2-7698	0400489449	148,2	
R4P1049	37	15177	M2-89125	15177	128,3	si
	38	15243	4673 I	1702599836	189,7	
	39	142838	M2-64936	1710134642	346,8	
	40	24061	P-6409 I	1001963782	79,4	
R4P1052	41	15178	A8053 I	1000553675	118,7	si
	42	15179	P-3554 I	15179	retirado	
	43	15181	A3497 I	15181	102,6	
	44	15182	P-4611 I	15182	140,2	
	45	15183	P-3530 I	15183	120,6	
	46	15184	B3-7049	1700817743	252,0	
	47	15185	H-816 I	15185	28,4	
	48	15189	1557 I	0900843715	103,9	
	49	23949	P-6299 I	1001949856	47,1	

Id TRAFO: R4T122 kVA: 37,5 DIR: Ceibos-calle Río Jubones ALIMENTADOR: 4 S/E: El Retorno						
Id Poste	# de Ubicación	Id Usuario	No Medidor	No Cedula	kWh máx-mes/usuario	Luminaria
	50	25370	M3-6160	1000592392	104,5	
	51	15180	1107*1259I	15180	218,7	
	52	93987	M2-68841	1000380848	167,7	
	53	106530	M3-6159	1000592392	49,4	
	54	128114	M2-15676	1000592392	151,1	
	55	128564	B3-6299	1000592392	141,2	
	56	142871	M2-65369	0400117800	187,2	
	57	153929	M2-72773	1700817743	170,6	
	58	156052	M2-77272	0400532248	238,3	
	59	15180	O-3218	15180	218,7	
R4P1048	60	15191	A298 I	15191	259,9	si
	61	15241	M2-27446	15241	135,3	
	62	15242	M2-68828	15242	182,4	
	63	15192	O-1061	15192	270,8	
	64	122836	N776 I	0400607800	192,9	
	65	171316	M2R-33591	1000741700	29,3	
R4P1044	66	15219	P-1018 I	15219	184,3	si
	67	15235	P-1210 I	0100811264	145,1	
	68	15220	A663 I	15220	122,6	
	69	121196	M2-46180	0100811264	83,4	
	70	159491	M2-80761	1001163415	21,9	
	71	15231	4486 I	15231	76,5	
	72	15232	M2-660	15232	170,1	
	73	171244	M2-90086	1000758100	402,1	
	74	15233	A671 I	15233	159,8	
	75	15234	8275 I	400455069	175,8	
	76	15223	P-333 I	15223	45,1	
	77	15221	P-4496 I	1000793966	124,5	
R4P1051	78	15244	6104	15244	228,5	si
R4P1056	79	15172	P*1258 I	15172	259,9	si
	80	111332	M2-37258	1000680759	228,5	
R4P1047	81	182790	P-1972 I	1001039104	102,0	si
	82	148795	H-150 I	400493185	32,4	
	83	15202	I-121 I	15202	61,8	
	84	6319	P-1120 I	6319	222,6	
	85	23222	M2-59069	23222	105,9	
	86	104064	A8807 I	400257242	202,0	
	87	15199	M2-4039 I	15199	129,4	
	88	15198	M2-49149	15198	187,3	
	89	102910	B-913 I	400514998	123,6	
R4P1046	90	15195	EI10*1262 I	15195	40,9	si
	91	15196	882*1263 I	15196	115,9	

Id TRAFO: S4T50 kVA: 50 DIR: Jardín-calle Jenaro Jaramillo ALIMENTADOR: 4 S/E: San Agustín						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
S4P131	1	8352	3022 I	8352	649,2	si
	2	8362	J487 I	8362	216,9	
	3	8365	M3-05467	1700917618	172,6	
	4	94714	M3-05443	1000923969	246,1	
	5	94794	M3-5466	1704773801	119,7	
S4P132	6	8357	M3-1932 I	0101010101	364,8	si
	7	8366	H969 I	8366	136,8	
	8	149542	3125 I	1000773364	76,5	
S4P133	9	24810	M2-1658 I	1000744993	326,8	si
	10	168220	M2-87963	1000744993	290,3	
S4P134	11	8355	10251 I	8355	907,1	si
S4P135	12	8354	P-4797 I	8354	280,5	si
	13	129826	P277 I	1701759787	786,6	
S4P300	14	8341	*573 I	10900030850	1034,6	si
S4P301	15	25726	M3-1930 I	1001136116	508,0	si
	16	25841	M3-01931 I	1000812949	331,5	
S4P302	17	8350	P-2679 I	8350	235,4	si
S4P305	18	8323	4316 I	8323	257,5	si
	19	8324	6016 I	8324	216,7	
	20	136138	A-110R	1000743151	558,7	
	21	160256	B3-7918	1000743151	388,9	
S4P306	22	8325	P-6149 I	8325	482,2	si
	23	8326	6084 I	0400102604	229,5	
	24	8327	J748 I	8327	376,6	
S4P307	25	8322	5820 I	8322	442,7	si
	26	8337	B3-5302	8337	643,5	
S4P318	27	139278	5808 I	1000515294	377,4	si
S4P320	28	8298	J151 I	8298	230,5	si
	29	8329	6054 I	8329	481,7	
	30	8330	B110 I	1000348902	27,5	
	31	8331	J-481 I	8331	271,6	
	32	8332	N704 I	8332	309,7	
	33	8333	P-073 I	8333	207,9	
	34	8334	N694 I	8334	155,8	
	35	8336	J486 I	8336	104,5	
	36	25119	P-7563 I	1001609815	300,1	

Id TRAFO: G1T260 kVA: 25 DIR: Huaca-barrio Juan Bautista ALIMENTADOR: 1 S/E: San Gabriel						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
G1P2543	1	81823	P-327 T	81823	109,0	si
	2	85302	M2-2813 T	0001809970	27,3	
	3	132951	M2-56825	0400975470	87,0	
G1P2544	4	132949	M2-56836	0401127286	86,3	no
	5	139083	M2-63457	0400422986	126,5	
G1P2545	6	124823	M2-49504	100175635	105,5	no
	7	141584	M2-64062	0400484481	70,6	
G1P2546	8	132900	M2-56818	0800818858	82,4	si
	9	132952	M2-56837	0400968897	208,6	
	10	134836	M2-57932	0400324778	131,4	
G1P2547	11	132876	M2-56801	0400580734	144,7	no
G1P2550	12	132899	M2-56817	0401111331	104,9	si
	13	138616	M2-62231	0401116199	68,1	
G1P2551	14	134826	M2-57867	0400477147	72,3	no
	15	176687	M2-53168R	0400687091	29,5	
G1P2552	16	94971	M2-12783	1707510341	42,8	si
	17	132852	M2-56566	0401134630	66,5	

Id TRAFO: G1T572 kVA: 15 DIR: Huaca-barrio San Francisco ALIMENTADOR: 1 S/E: San Gabriel						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
G1P2282	1	78285	154*2436 T	78285	44,0	no
	2	129939	M2-54813	0400865143	25,5	
	3	129941	M2-54849	0400938338	9,5	
G1P2283	4	78286	154*2437 T	78286	54,9	si
G1P2284	5	78287	196*2438 T	78287	89,2	no
	6	78288	184*2439 T	78288	46,1	
	7	130710	M2-54874	0400340568	90,2	
	8	130711	M2-54875	0400781266	74,5	
	9	159806	M2-80501	0400182861	25,5	
	10	174481	M2-95074	0401305289	79,4	
	11	174499	M2-95068	0400465813	107,4	
	12	174501	M2-95067	0400883716	32,4	
	13	174502	M2-95066	0400617650	56,7	
	14	174572	M2-95065	0400985511	70,6	
	15	174577	M2-95060	0400846432	99,0	
	16	174578	M2-95058	1000800431	45,1	
G1P2300	17	174580	M2-95056	0400494746	27,4	no
	18	174585	M2-95054	0400411807	61,8	
G1P2303	19	174576	M2-95061	0400476099	84,6	si
	20	174581	M2-95055	0400896947	37,1	
	21	174583	M2-95059	0400781266	3,9	
G1P2304	22	79409	20144 T	0400005575	166,1	no
	23	171560	19467R	0400115226	19,0	
	24	174575	M2-95062	0400750550	11,5	
	25	174589	M2-95051	0401032206	79,0	
	26	174591	M2-95050	0400710063	18,9	
	27	176338	B3-9131;1	0401032206	107,4	
G1P2307	28	174476	M2-95076	1002631578	142,9	no
	29	174573	M2-95063	0400313334	46,6	
	30	174574	M2-95064	0401147954	71,9	
	31	174579	M2-95057	0401219977	45,1	
G1P2308	32	174483	M2-95073	0401272851	55,9	no

Id TRAFO: G1T299 kVA: 25 DIR: Julio Andrade-barrio Santa Clara ALIMENTADOR: 1 S/E: San Gabriel						
Id Poste	**# de Ubicación**	**Id Usuario**	**No Medidor**	**No Cedula**	**kWh máx-mes/usuario**	**Luminaria**
G1P2981	1	120502	M2-45360	0400878997	62,8	si
G1P2985	2	143242	M2-72103	0401138052	64,6	si
G1P2986	3	128147	M2-53158	1001140415	93,1	si
	4	141477	M2-72104	0400754651	63,7	
G1P2987	5	78311	157*2461 T	0400110136	74,1	no
	6	141480	M2-72071	0400747754	56,1	
	7	154283	M2-74714	0400523387	894,9	
	8	172629	M2-93233	0400650354	15,2	
	9	176310	M2-52076R	0400114583	13,7	
G1P2988	10	141483	M2-67593	0400640645	69,9	si
	11	152547	M2-74464	0501461867	10,1	
	12	155744	M2-27569R	0400738217	30,4	
G1P2989	13	126317	M2-49566	0400763389	28,3	no
	14	129862	M2-53235	0400950291	59,9	
	15	144591	15965R	0400120523	36,1	
	16	151718	M2-72131	1711046365	71,3	
	17	152544	M2-74347	0400942223	22,6	
	18	156668	M2-78980	0400451324	72,2	
G1P2990	19	142711	M2-72102	0401277975	102,6	si

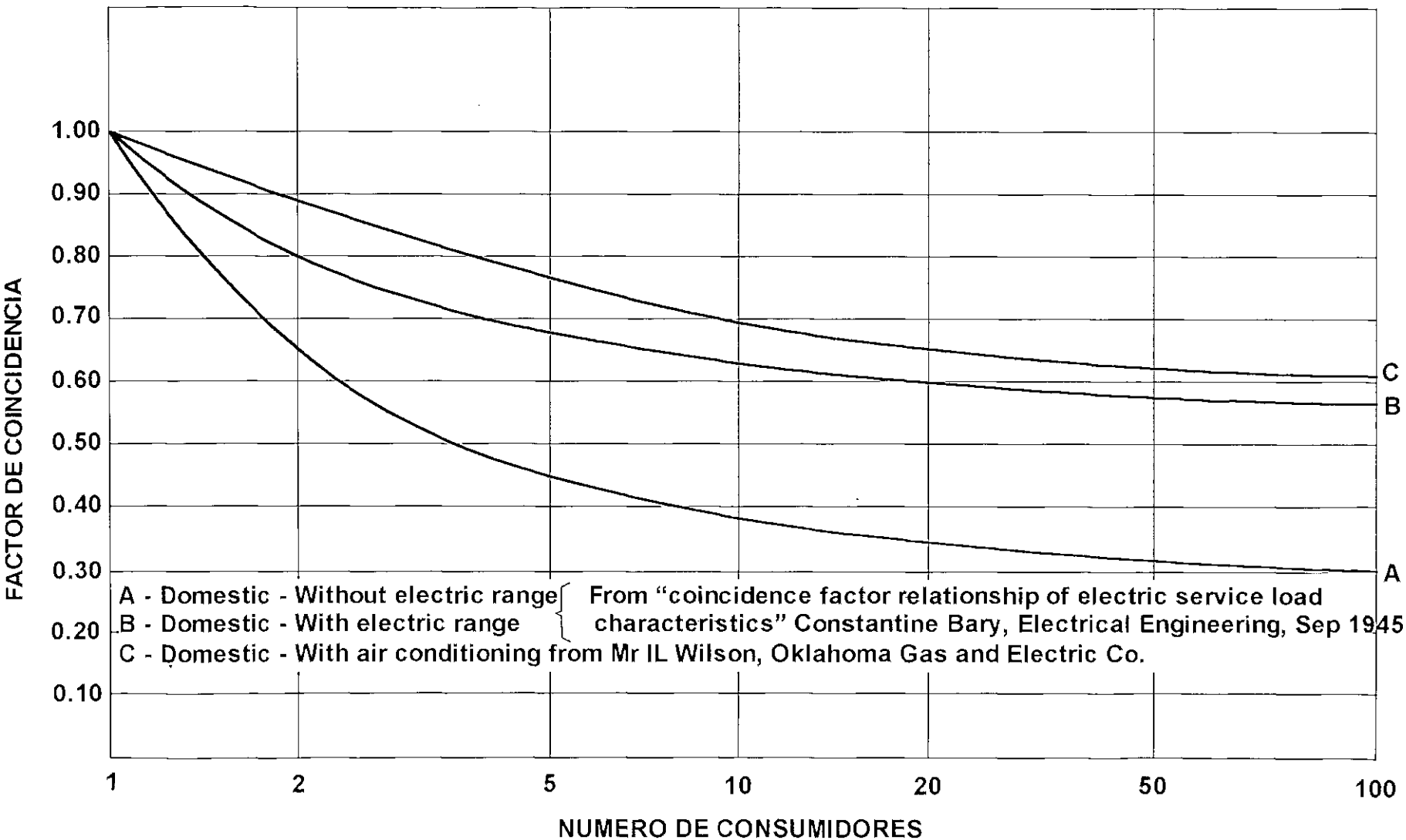
Id TRAFO: G1T355 kVA: 25 DIR: Julio Andrade-barrio La Estrellita ALIMENTADOR: 1 S/E: San Gabriel						
Id Poste	# de Ubicación	Id Usuario	No Medidor	No Cedula	kWh máx-mes/usuario	Luminaria
G1P3369	1	113633	M2-38305	0400832747	151,1	si
	2	115554	M2-39202	0400255956	57,8	
	3	117271	M2-41134	0400901286	100,0	
	4	146524	M2-47202R	0400744934	61,8	
	5	149056	17493R	0400627394	99,8	
	6	161780	M2-81184	0401132246	136,3	
G1P3401	7	85042	P-1880 T	0400829172	66,7	si
	8	78992	166*3017 T	78992	112,1	
	9	94209	M2-12713	0400807541	245,2	
G1P3402	10	81827	P-306 T	81827	100,7	no
	11	81951	19506 T	81951	23,5	
	12	82194	P-591 T	82194	270,7	
	13	85201	P-2093 T	0400607917	61,8	
	14	90673	M2-12100	0400553889	95,1	
	15	11115	P-1509 T	0501441208	99,0	
	16	112226	M2-36404	0400367140	39,2	
	17	82476	P-66*3707 T	82476	69,2	
	18	12193	196*3018 T	0400013066	90,2	
	19	123803	M2-48246	1002306700	160,8	
	20	136802	M2-74565	0400585386	278,7	
	21	14147	16669 T	0400117503	63,7	
	22	141671	M2-36411	0400682449	70,3	
G1P3486	23	77130	20881 T	77130	87,1	si
	24	143247	E-21631	0400794830	7,6	
	25	149057	17260R	0400859872	69,6	
	26	159788	M2-80503	0400114377	35,3	
	27	160408	M2-80564	0400954210	64,9	
G1P3511	28	79004	19800 T	0400474375	133,4	si
	29	85641	M2-6499 T	1704195872	47,5	
	30	78897	156*2927 T	78897	76,0	
G1P3512	31	78905	160*2935 T	0400312674	39,5	si
	32	78908	160*2938 T	78908	51,3	
	33	79000	163*3025 T	79000	33,3	
	34	79002	156*3027 T	79002	149,1	
	35	162830	M2-83989	0401320106	73,5	
G1P3514	36	78967	M2-44628	78967	106,9	no
	37	119773	160*2941 T	0400347290	149,1	
	38	169141	156*2989 T	0400400255	43,7	
G1P3525	39	78994	160*3019 T	78994	26,5	si
	40	78996	163*3021 T	78996	76,5	
	41	78997	179*3022 T	78997	37,5	
G1P3526	42	80630	20934 T	80630	155,0	no
	43	83342	22314 T	83342	51,3	
	44	85392	M2-4158 T	0400538823	95,0	
	45	85789	M2-08270 T	0400516084	9,1	
	46	78998	170*3023 T	78998	143,5	

Anexo 5.1

Curvas del Factor de Coincidencia y Nomograma Rea

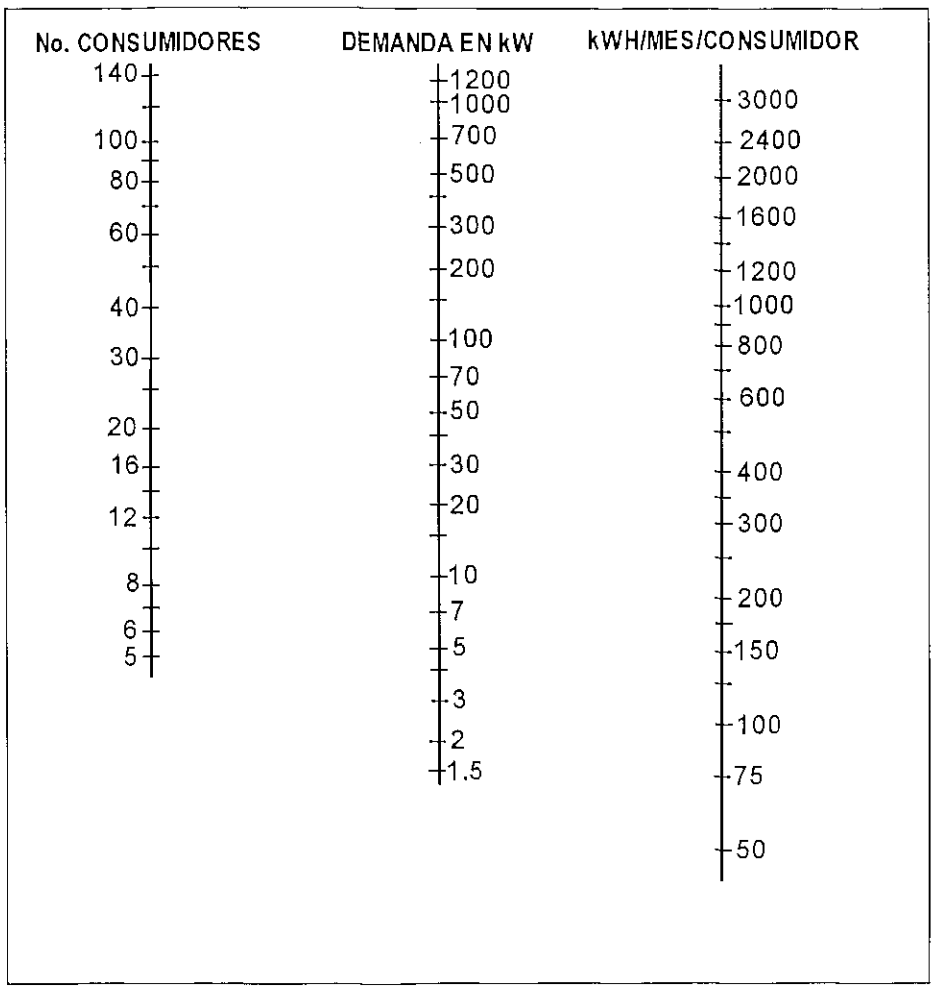
Anexo 5.1 a

CURVAS DE FACTOR DE COINCIDENCIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIALES

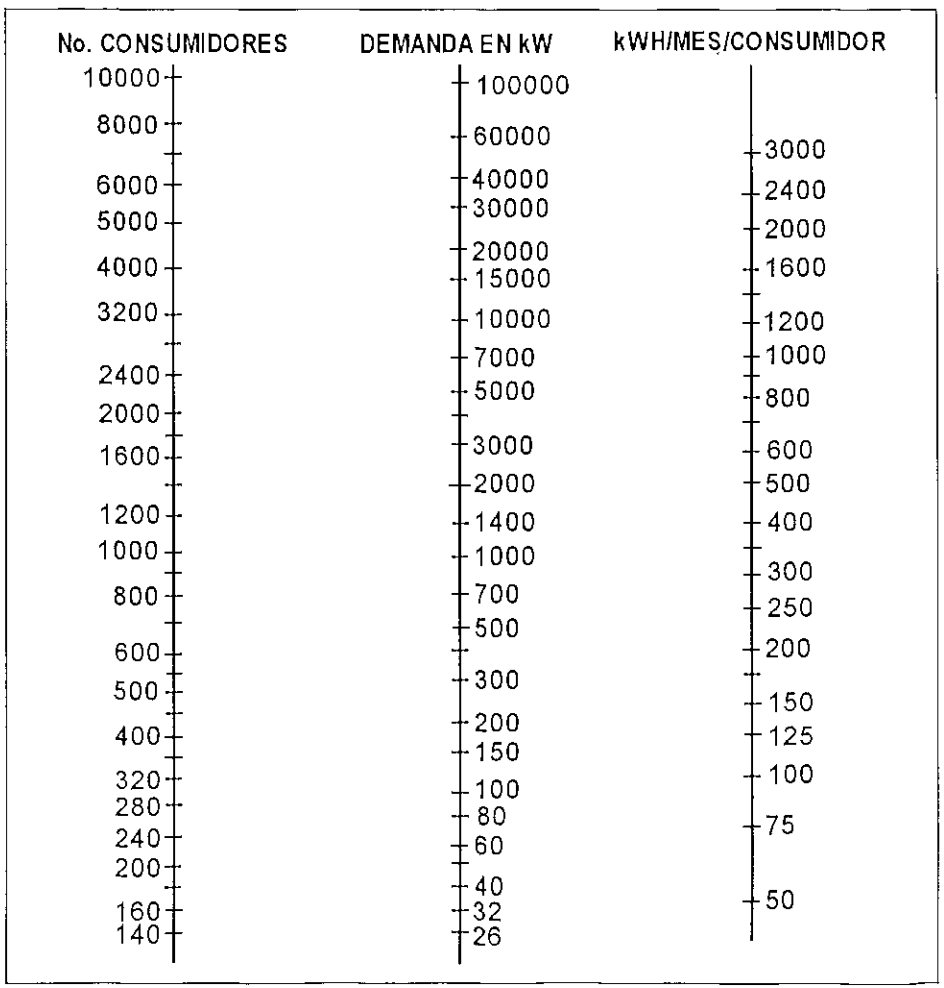


Anexo 5.1 b

NOMOGRAMA DE LA REA PARA ENCONTRAR LOS kW DE DEMANDA



(a) 5 a 150 CONSUMIDORES



(b) 140 a 10000 CONSUMIDORES

Anexo 5.2

Análisis Técnico para determinar la Demanda y las Pérdidas de Alumbrado Público en Porcentajes

Anexo 5.2

Análisis Técnico para Establecer la Demanda por Alumbrado Publico y sus Pérdidas en Porcentajes

Alimentador	kVA inst trafo	# lum	W lum	KVA lum	% S lum	S per lum	% per lum	% per tecns	% total
Tulcan Norte 1	12091,0	2510	379565	412,57	3,41	61,89	0,51	2	5,92
Tulcan Interconexion S/E S/E 2	2129,0	321	54960	59,74	2,81	8,96	0,42	2	5,23
Tulcan Sur 3	9020,0	1436	191135	207,76	2,30	31,16	0,35	2	4,65
Tulcan Tufiño 4	3112,5	607	68570	74,53	2,39	11,18	0,36	2	4,75
San Gabriel Alimentador 1	8010,0	1863	186575	202,80	2,53	30,42	0,38	2	4,91
San Gabriel Alimentador 2	2267,5	606	75930	82,53	3,64	12,38	0,55	2	6,19
San Gabriel Alimentador 3	3632,5	911	149825	162,85	4,48	24,43	0,67	2	7,16
San Gabriel Alimentador 5	2195,0	755	100805	109,57	4,99	16,44	0,75	2	7,74
El Angel Alimentador 1	1290,0	346	37005	40,22	3,12	6,03	0,47	2	5,59
El Angel Alimentador 2	2715,0	1186	147955	160,82	5,92	24,12	0,89	2	8,81
El Angel Alimentador 3	3377,0	1345	165120	179,48	5,31	26,92	0,80	2	8,11
El Retorno Alimentador 1	4710,0	640	64845	70,48	1,50	10,57	0,22	2	3,72
El Retorno Alimentador 2	5662,5	758	66955	72,78	1,29	10,92	0,19	2	3,48
El Retorno Alimentador 4	5910,0	1214	146060	158,76	2,69	23,81	0,40	2	5,09
El Retorno Alimentador 5	2672,5	514	72460	78,76	2,95	11,81	0,44	2	5,39
Diesel Alimentador 1 6.3	2524,5	311	47655	51,80	2,05	7,77	0,31	2	4,36
Diesel Alimentador 2 6.3	991,5	229	36105	39,24	3,96	5,89	0,59	2	6,55
Diesel Alimentador 3 6.3	154,5	55	7285	7,92	5,13	1,19	0,77	2	7,89
Diesel Alimentador 1 13.8	1232,5	57	8575	9,32	0,76	1,40	0,11	2	2,87
Diesel Alimentador 2 13.8	1440,0	226	28855	31,36	2,18	4,70	0,33	2	4,50
Diesel Alimentador 3 13.8	7547,5	1472	166460	180,93	2,40	27,14	0,36	2	4,76
Diesel Alimentador 4 13.8	6247,5	1632	211025	229,38	3,67	34,41	0,55	2	6,22
Diesel Alimentador 6 13.8	4145,0	834	109280	118,78	2,87	17,82	0,43	2	5,30
San Agustin Alimentador 1	1872,5	446	59435	64,60	3,45	9,69	0,52	2	5,97
San Agustin Alimentador 2	8937,5	1647	244385	265,64	2,97	39,85	0,45	2	5,42
San Agustin Alimentador 3	3145,0	300	51740	56,24	1,79	8,44	0,27	2	4,06
San Agustin Alimentador 4	3117,5	429	76240	82,87	2,66	12,43	0,40	2	5,06
San Agustin Alimentador 5	9087,5	2340	299310	325,34	3,58	48,80	0,54	2	6,12
Chota Alimentador 1	4577,5	762	82130	89,27	1,95	13,39	0,29	2	4,24
Chota Alimentador 2	8655,0	1774	205895	223,80	2,59	33,57	0,39	2	4,97
Chota Alimentador 3	4950,0	810	88795	96,52	1,95	14,48	0,29	2	4,24
Otavalo Alimentador 1	3437,5	676	103820	112,85	3,28	16,93	0,49	2	5,78
Otavalo Alimentador 2	8462,5	1415	146420	159,15	1,88	23,87	0,28	2	4,16
Otavalo Alimentador 3	4185,0	637	97340	105,80	2,53	15,87	0,38	2	4,91
Otavalo Alimentador 4	12025,0	2067	234530	254,92	2,12	38,24	0,32	2	4,44
Otavalo Alimentador 5	2520,0	293	26605	28,92	1,15	4,34	0,17	2	3,32
Atuntaqui Alimentador 1	4867,5	891	150745	163,85	3,37	24,58	0,50	2	5,87
Atuntaqui Alimentador 2	4797,5	1309	143870	156,38	3,26	23,46	0,49	2	5,75
Atuntaqui Alimentador 3	12025,0	2188	266890	290,10	2,41	43,51	0,36	2	4,77
Cayambe Alimentador 1	4087,5	576	78155	84,95	2,08	12,74	0,31	2	4,39
Cayambe Alimentador 2	17472,5	1111	133145	144,72	0,83	21,71	0,12	2	2,95
Cayambe Alimentador 3	13587,5	380	37640	40,91	0,30	6,14	0,05	2	2,35
Cayambe Alimentador 4	2752,5	569	62785	68,24	2,48	10,24	0,37	2	4,85
Cayambe Alimentador 5	7075,0	433	47550	51,68	0,73	7,75	0,11	2	2,84
Tabacundo Alimentador 1	1537,5	297	36955	40,17	2,61	6,03	0,39	2	5,00
Tabacundo Alimentador 2	5947,5	938	79485	86,40	1,45	12,96	0,22	2	3,67
Tabacundo Alimentador 3	2027,5	187	16560	18,00	0,89	2,70	0,13	2	3,02
VALOR PROMEDIO					2,65		0,40		5,05

Anexo 6.1

Análisis Técnico para adoptar Transformadores con capacidades estándar que satisfagan los requerimientos de Demanda para distinto número de clientes

Anexo 6.1

Análisis Técnico para adoptar Transformadores con capacidades estandar que satisfagan los requerimientos de Demanda para distinto Número de Clientes

		DEMANDA (kVA) PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS ESTÁNDAR										
CONSUMO (kWh)	60											15
	90											30
	120	11,11	13,63	18,59	23,51	28,42	33,32	38,23	43,13	48,04	52,94	45
	180	15,91	19,52	26,61	33,65	40,68	47,71	54,73	61,75	68,77	75,79	50
	350	28,66	35,16	47,93	60,62	73,28	85,94	98,59	111,23	123,88	136,52	75
		15	20	30	40	50	60	70	80	90	100	112,5
		# DE CLIENTES										150

		DEMANDA (kVA) PARA TRANSFORMADORES MONOFASICOS ESTÁNDAR										
CONSUMO (kWh)	60	5,83	7,15	9,75	12,33	14,91	17,48	20,06	22,63	25,20	27,78	5
	90	8,35	10,24	13,96	17,66	21,35	25,03	28,72	32,40	36,08	39,77	10
	120	11,11	13,63	18,59	23,51	28,42	33,32	38,23	43,13	48,04	52,94	15
	180											25
	350											37,5
		15	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
		# DE CLIENTES										

Anexo 6.2

Análisis Técnico para adoptar el calibre del conductor que podría satisfacer los requerimientos de corriente para los mismos intervalos de consumo y número de clientes

Anexo 6.2

Análisis Técnico para adoptar el calibre del conductor que podría satisfacer los requerimientos de Corriente para los mismos intervalos de consumo y número de clientes

(a)

CONSUMO (kWh)	CORRIENTE POR FASE (A) SISTEMA TRIFÁSICO									
60										
90										
120	29,2	35,8	48,8	61,7	74,6	87,5	100,3	113,2	126,1	138,9
180	41,8	51,2	69,8	88,3	106,8	125,2	143,6	162,1	180,5	198,9
350	75,2	92,3	125,8	159,1	192,3	225,6				
	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	# DE CLIENTES									

4
2
1/0
2/0
3/0

(b)

CONSUMO (kWh)	CORRIENTE POR FASE (A) SISTEMA MONOFÁSICO TRES HILOS									
60	24,3	29,8	40,6	51,4	62,1	72,9	83,6	94,3	105,0	115,7
90	34,8	42,7	58,2	73,6	88,9	104,3	119,7	135,0	150,3	165,7
120	46,3	56,8	77,4	97,9	118,4	138,8	159,3	179,7	200,2	220,6
180										
350										
	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	# DE CLIENTES									

4
2
1/0
2/0

Resultado del ajuste de intervalos

10	60
61	120
121	200
201	350