REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MEJORA DEL FACTOR DE UTILIZACION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

DIANA PATRICIA HARO NARANJO

diana.phn@hotmail.com

DIRECTOR: ING. MENTOR ESTUARDO POVEDA ALMEIDA

mentor.poveda@epn.edu.ec

Quito, mayo 2015

DECLARACIÓN

Yo, Diana Patricia Haro Naranjo declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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.

_____

Diana Patricia Haro Naranjo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diana Patricia Haro Naranjo, bajo mi supervisión.

_____

Ing. Mentor Poveda

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la virgen María por siempre brindarme la fe, la fortaleza, y la sabiduría necesaria para culminar mis estudios.

Al Ing. Mentor Poveda por ser el libro abierto de conocimientos que guía el proyecto de titulación, un ejemplo de profesional y ser humano a seguir. Por enseñarme que la meta a alcanzar no es tan fácil, pero si se puede llegar con perseverancia, dedicación y esfuerzo.

A mis abuelitos María y Francisco quienes fueron el pilar fundamental que crearon una buena base de amor y perseverancia en mí.

A mi madre Nely, Patricio y hermano Eduardo quienes fueron una inspiración en mi vida para llegar alcanzar las mejores metas.

A mi esposo y compañero de vida Byron, que día a día me ha apoyado y animado para seguir adelante en los momentos difíciles.

A mis queridos y amados hijos Alexis y Martín quienes son la luz de mi vida, los que han luchado conmigo en la culminación de esta gran meta.

A mis suegros Carmen, Guillermo y cuñada Wendy quienes aportaron una parte de su vida en ayudarme y apoyarme en los momentos que más lo necesitaba.

A toda mi hermosa familia que siempre está pendiente de mis acontecimientos de los triunfos y derrotas que he tenido pero a pesar de todo siempre siguen ahí.

DEDICATORIA

Dedicó este gran esfuerzo a Dios y la Virgen María.

A mi esposo Byron y a mis hijos Alexis y Martín los tres hombres que acompañan el camino de la vida y se encuentran siempre en las mejores y perores circunstancias, quienes me han sabido dar las más lindas alegrías en fin quienes son la esencia de la vida.

A mi madre por darme la educación y superar los problemas de la vida de la mejor manera.

A mi papito querido Francisco quien siempre me ha cuidado con amor y me ha enseñado que la humildad es la mejor herramienta que cualquier persona necesita para sobresalir en este mundo.

A mis tíos quienes son los mejores hermanos que tuve en la vida, son leales, cariñosos, detallistas y siempre están cuando los necesitas.

A mis amigas y amigos que formaron parte de este viaje pasajero de estudiante donde aprendimos a reír, llorar, soñar, meditar, entre muchas situaciones que hacen que sea inolvidable.

CONTENIDO

CÁPITULO 1 ..... **1**

ANTECEDENTES **1**

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.2 JUSTIFICACIÓN 2

1.3 OBJETIVO GENERAL 2

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2

1.5 ALCANCE 3

CÁPITULO 2 ..... **4**

PRINCIPIOS TEÓRICOS **4**

2.1 INTRODUCCIÓN 4

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN 4

2.3 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 6

2.4 CURVAS DE CARGA 6

2.4.1 CURVA DE CARGA RESIDENCIAL 6

2.4.2 CURVA DE CARGA COMERCIAL 7

2.4.3 CURVA DE CARGA INDUSTRIAL 8

2.5 PARÁMETROS DE LA CARGA 8

2.5.1 DEMANDA 8

2.5.2 FACTOR DE DEMANDA 9

2.5.3 FACTOR DE UTILIZACIÓN 9

2.5.4 FACTOR DE COINCIDENCIA 10

2.5.5 DEMANDA MÁXIMA CONCIDENTE 10

2.5.6 DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL 10

2.6 MÉTODO DE LA REA 11

2.7 MÉTODO DEL FACTOR DE COINCIDENCIA 12

2.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA 13

2.9 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN..... 14

2.9.1 PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO 14

2.9.1.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO 14

2.9.1.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO 15

2.9.2 PÉRDIDAS RESISTIVAS 15

2.9.2.1 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE POTENCIA 16

2.9.2.2 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS 17

2.9.3 FACTOR DE PÉRDIDAS..... 17

CÁPITULO 3 18

MEJORA DEL FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 18

3.1 INTRODUCCIÓN 18

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA DE LA EEQ 18

3.3 CASO DE ESTUDIO: SELECCIÓN DE LA CALLE DE LOS CIPRESES 29

3.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CALLE DE LOS CIPRESES 30

3.4 RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ. 30

3.5 ANÁLISIS DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN..... 32

3.6 EJEMPLO DEL CASO DE APLICACIÓN..... 34

3.6.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES 38

3.6.1.1 DEMANDA MÁXIMA AL MEDIO DÍA..... 41

3.6.2 SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES..... 42

3.6.2.1 DEMANDA AL MEDIODÍA CON COCINA DE INDUCCION..... 51

3.6.2.2 DEMANDA EN LA NOCHE CON COCINA DE INDUCCION..... 56

3.7 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES, PROPUESTAS DE MEJORA DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN. 58

3.7.1 SITUACIÓN ACTUAL 59

3.7.1.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO 59

3.7.1.2 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS 61

3.8 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES EN LA SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES 66

3.8.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO Y RESISTIVAS..... 66

3.8.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO 66

3.8.3 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS 67

3.9 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LA RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN 71

3.9.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA 71

3.9.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA 84

3.10 RESULTADO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA TOTAL 85

CÁPITULO 4 87

PROPUESTA DE METODOLOGÍA 87

4.1 INTRODUCCIÓN 87

4.2 PROPUESTA DE METODOLOGÍA 88

4.2.1 ANALÍSIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES 88

4.2.1.1 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO 88

4.2.1.2 RECOPILAR INFORMACIÓN 88

4.2.1.3 ESTUDIO DE CAMPO 89

4.2.1.4 FACTOR DE UTILIZACIÓN 89

4.2.1.5 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 91

4.2.1.5.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO 92

4.2.1.5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO 92

4.2.1.5.3 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE POTENCIA 92

4.2.1.5.4 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE ENERGÍA 93

4.2.1.6 PÉRDIDAS EN LA RED SECUNDARIA 95

4.2.2 ANALISÍS DE LA SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES. 95

4.2.2.1 AGRUPACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 96

4.2.2.2 ESTUDIO DE LA DEMANDA COINCIDENTE DEL TRANSFORMADOR CON COCINAS DE INDUCCIÓN 96

4.2.2.3 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA SITUACIÓN AGRUPADA 98

4.2.2.3.1 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE ENERGÍA 98

CAPITULO 5 100

5.1 CONCLUSIONES 100

BIBLIOGRAFÍA 102

ANEXOS 103

RESUMEN

La mayoría de los transformadores de distribución de la EEQ se encuentran subutilizados, con factores de utilización bajos de alrededor del 20-30% que hacen que la capacidad instalada en los transformadores de distribución no sea bien aprovechada y genere pérdidas adicionales de energía.

En varios casos existe una aglomeración de transformadores de distribución en las calles de la ciudad, un claro ejemplo es la calle de los Cipreses donde existen 17 transformadores en una longitud de red de 729 m, con una carga predominantemente residencial.

Debido a esta problemática que enfrenta la EEQ se procede este estudio, analiza los factores de utilización de los transformadores de distribución en la situación actual que se encuentran y la posibilidad de agrupar cargas, para reducir la mayor cantidad de transformadores y con ello mejorar el factor de utilización general.

Cabe resaltar que dentro del estudio de la situación con carga agrupada se incluye la incorporación de las cocinas de inducción, debido que es un factor importante para preparar la red de distribución.

En el desarrollo del proyecto los resultados del caso de aplicación reflejan que se logra disminuir el número de transformadores de distribución de 17 a 8; restando 9 para reutilizarlos en cualquier otra lugar que requiera la EEQ, además se logran disminuir las pérdidas de energía anuales de 40839.4 kWh a 13157.2 kWh en los transformadores. La red secundaria, con las secciones añadidas y la nueva carga, tiene un incremento de pérdidas de 9734.1kWh. La reducción neta de pérdidas es de 17948.1 kWh, que presenta un ahorro anual de USD 1435.7 para la EEQ. La inversión ahorrada en transformadores representa un ahorro de USD 22600, considerando una depreciación del 50% de su precio original.

Todo esto permite plantear una metodología adecuada para mejorar los factores de utilización de los transformadores de la EEQ y cumplir con los objetivos propuestos del proyecto.

PRESENTACIÓN

La red de distribución de la EEQ ha ido creciendo sin una adecuada planificación, razón por la cual existe un sin número de transformadores de distribución colocados para entregar el servicio de energía eléctrica a los clientes. Al incorporar nuevos clientes está haciendo falta un estudio previo de la demanda del grupo de usuarios adyacentes a fin de aprovechar mejor la inversión en transformadores existentes.

Como solución al incremento de transformadores de distribución de la EEQ y al desaprovechamiento de la capacidad instalada nace el presente proyecto que tiene como objetivo mejorar el factor de utilización de los transformadores de distribución de la EEQ, con la aplicación de conceptos de distribución y métodos de estimación de la demanda que son de gran ayuda para el desenvolvimiento del mismo.

En los capítulos 1 y 2 se apreciarán los objetivos propuestos y los conceptos básicos a utilizar.

En el capítulo 3 se realizará el estudio de los factores de utilización de los transformadores de distribución de la EEQ y el desarrollo del caso de aplicación en la calle de los Cipreses, donde se considerará la situación en la que están los transformadores de distribución, para luego realizar una agrupación de la carga y reducir la capacidad instalada en transformación. Se desarrollará el estudio de pérdidas de potencia, en el núcleo y resistivas, tanto como las pérdidas en energía para conocer los beneficios de la nueva agrupación.

En el capítulo 4 se presenta la metodología propuesta en base a los criterios aplicados para el caso de estudio, como recopilar los datos, tener la demanda máxima coincidente para el transformador, realizar las tomas de carga de los transformadores de distribución, los métodos a utilizar, los procedimientos a desarrollar para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía; todo esto para cualquier caso de subutilización de transformadores de distribución.

En el capítulo 5 se encuentran las conclusiones y recomendaciones realizadas para evaluar los beneficios que genera el desarrollo del estudio.

CÁPITULO 1

ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

Durante varios años el sistema de distribución ha tenido un déficit en la optimización de recursos, debido a que los consumidores mientras tenían el producto, no se preocupaban de la calidad del servicio que reciben de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Cada día la demanda de energía eléctrica crece y esto hace que se deban incrementar los equipos de transformación de la red de distribución, los que son colocados por la necesidad de brindar un servicio y confort que aportará en beneficio colectivo; pero lamentablemente se descuidan aspectos importantes como el ornamento de la ciudad y las pérdidas de energía eléctrica, que se generan al ofrecer un servicio sin un estudio previo de la expansión de la red, superpuesta al grupo de consumidores existentes.

Debido a ello existe una cantidad innecesaria de transformadores de distribución en las aceras de diferentes calles de la ciudad de Quito, problema que enfrenta el presente proyecto de tesis que aportará soluciones indispensables, con una adecuada metodología para la EEQ, cuyo objeto no es otro que el de mejorar el factor de utilización de los transformadores.

El resultado obtenido del estudio de cada transformador permitirá elegir cuáles son los adecuados para permanecer en la red secundaria, mientras los que se observen en exceso serán retirados para reutilizarlos en lugares que se requiera de nuevos equipos de transformación de la EEQ.

Con la reducción de éstos se logrará mejorar el manejo de los recursos de la EEQ, aprovechar mejor las inversiones en infraestructura, mejorando el ornamento de la ciudad; así como, reducir pérdidas en las redes de distribución, y entregar un servicio eficiente tanto para el usuario como para la empresa distribuidora.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La red de distribución de la EEQ ha ido creciendo sin una adecuada planificación respecto a la implementación de transformadores, varios de éstos fueron considerados para satisfacer la demanda de usuarios individuales sin el soporte de un estudio de la demanda del grupo de usuarios aledaños.

Actualmente la empresa EEQ no tiene definida una metodología de mejora del factor de utilización de los transformadores, por lo cual se presenta la iniciativa de desarrollar un análisis que permita disminuir transformadores en el sistema de distribución, mejorando la utilización de las inversiones, reduciendo las pérdidas, al mismo tiempo mejorando la calidad de servicio y disminuyendo la contaminación visual ocasionada por exceso de transformadores.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología que permita mejorar la capacidad utilizada de los transformadores de distribución, ubicados en diferentes sectores de Quito, para reducir la inversión en equipos de transformación y pérdidas en el núcleo, en la red de distribución de la EEQ.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio de carga de los transformadores de distribución de un sector en particular donde se evidencie exceso de transformadores.

- Mejorar el factor de utilización de los transformadores de distribución mediante la redistribución de carga.

- Reducir las pérdidas en la red de distribución eliminando transformadores innecesarios.

- Disminuir la inversión en nuevos equipos de transformación para la red de distribución de la EEQ, reubicando transformadores subutilizados.

1.5 ALCANCE

Seleccionar un caso particular donde se evidencie un exceso de transformadores de distribución en un sector de carga relativamente concentrada, realizar un estudio de carga que sirva de base para mejorar la utilización de la capacidad instalada reduciendo el número de transformadores y que sirva de apoyo para proponer una metodología que pueda ser aplicada en el área de servicio de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

CÁPITULO 2

PRINCIPIOS TEÓRICOS

2.1 INTRODUCCIÓN

En el estudio del proyecto a realizar es importante tener presente los conceptos básicos de distribución para ponerlos en práctica durante el desarrollo.

Es importante conocer de dónde proviene un sistema de distribución, de qué está compuesto, cómo se genera la demanda o su clasificación, entre otros; para asociar estos conceptos con el proyecto en general.

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía a un gran número de consumidores, sin limitación de voltaje de alimentación u otra restricción técnica de cualquier naturaleza. [1]

Dependiendo de las características de las cargas, la cantidad de energía involucrada y las condiciones de fiabilidad y seguridad con que deban operar los sistemas de distribución se clasifica en: industriales, comerciales, urbanos y rurales. [2]

Los sistemas de distribución industrial son aquellos que reciben un suministro eléctrico de alta tensión y están formados por los grandes consumidores de energía eléctrica. [2]

Los sistemas de distribución comercial son aquellos que están formados por sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y

municipales. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, por su alta exigencia en cuanto a seguridad de las personas y bienes, por lo cual requiere fuentes de respaldo en casos de emergencia. [2]

Los sistemas de distribución urbanos distribuyen la energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo. [2]

Los sistemas de distribución rural se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de carga, por lo cual requiere aportaciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. [2]

La red del sistema de distribución inicia con la subestación de entrega en bloque, que constituye un nodo del sistema de potencia y al mismo tiempo es el inicio de las líneas de subtransmisión, que alimentan a las subestaciones de distribución, en donde se transforman los voltajes de subtransmisión a voltajes de distribución primaria. [1]. Ver figura 2.1.

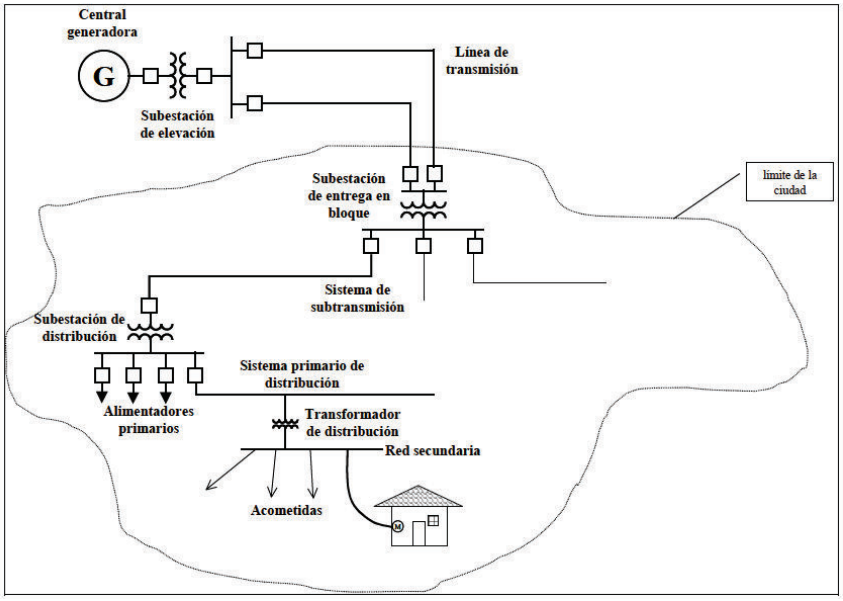


Figura 2.1. Componentes del sistema de distribución[1]

[1] Poveda Mentor, Ingeniería de Distribución Eléctrica: Planificación, Diseño y Operación, página 4. 2011.

A partir de las subestaciones de distribución se inicia el sistema primario de distribución que está constituido por el conjunto de líneas troncales, ramales, seccionamientos y protecciones que alimentan los transformadores de distribución. En su mayor parte se trata de un sistema radial o de una sola alimentación debido a que es fácil de operar. [1]

2.3 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

El transformador de distribución es el encargado de alimentar las redes secundarias que tienen el voltaje nominal adecuado para el uso de los electrodomésticos de los clientes. [1]

Es decir es el transformador que ejecuta una transferencia de energía eléctrica, que parte de una red primaria de distribución a una red secundaria de distribución o al servicio del consumidor, reduciendo el nivel de voltaje primario al voltaje de utilización.

2.4 CURVAS DE CARGA

Es la curva que resulta de las demandas registradas en un intervalo de tiempo de 15 minutos. Éstas presentan características específicas frente al tipo de carga que maneja el sistema. Por lo tanto se obtienen curvas de carga de tipo residencial, comercial, industrial o combinaciones entre ellas. [1]

2.4.1 CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

La característica principal de esta curva es que su máximo se origina desde las 18h30 a 22h30 debido a que es el período de tiempo donde la mayoría de las personas coinciden en llegar a sus casas y hacer uso de aparatos electrodomésticos. Esto ocurre de lunes a viernes considerando que la mayoría de personas tienen jornadas de trabajo durante esos días, mientras que sábado y domingo descansan.

En la figura 2.2 se observa el registro de carga residencial de una semana de consumo promedio.

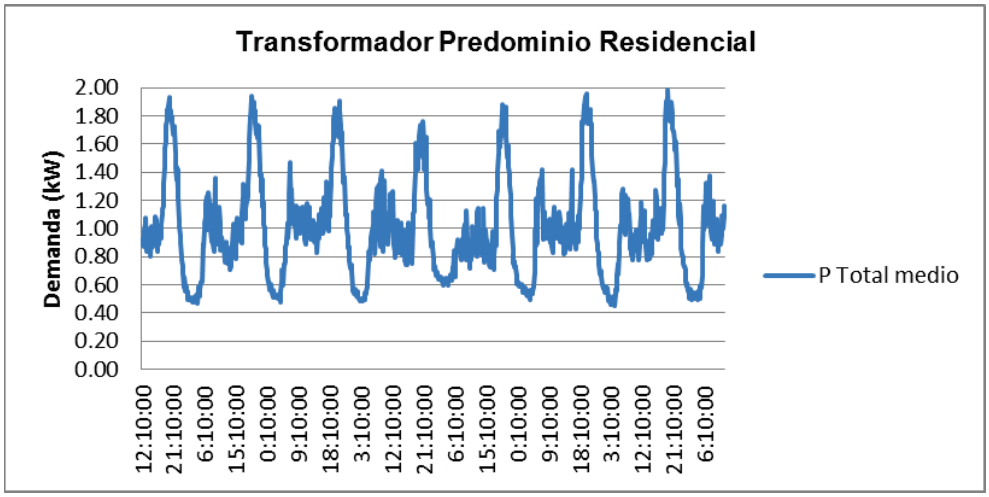


Figura 2.2. Curva de carga residencial

2.4.2 CURVA DE CARGA COMERCIAL

La característica de la curva comercial es registrar la demanda máxima desde las 12h30 hasta las 16h00 debido a que es el momento de mayor coincidencia de trabajo de los clientes. La figura 2.3 muestra el registro de carga comercial de una semana de consumo promedio.

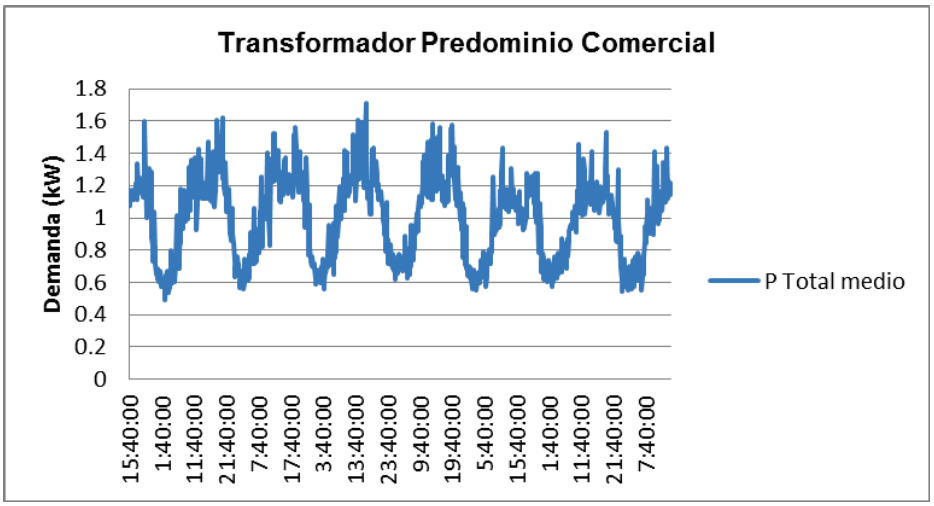


Figura 2.3. Curva de carga comercial

2.4.3 CURVA DE CARGA INDUSTRIAL

Se caracteriza por tener su máximo aproximadamente desde las 10h00 a 20h00 debido a que las maquinarias funcionan en horario continuo durante el día, como se puede observar en la figura 2.4. la curva es casi constante sin muchas variaciones.

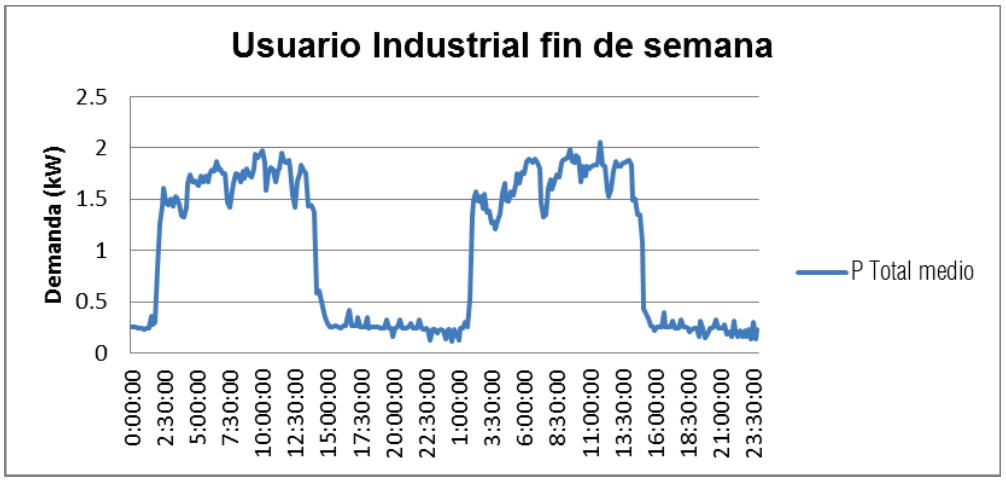


Figura 2.4. Curva de carga industrial

2.5 PARÁMETROS DE LA CARGA

2.5.1 DEMANDA

La demanda de una instalación o sistema es la carga requerida de la fuente de alimentación a los terminales de recepción, promediada sobre un intervalo específico de tiempo. Este último se denomina intervalo de demanda y los más usuales son 15, 30 o 60 minutos. De ellos el más usual es 15 minutos. La demanda se expresa en kilovatio, kilovatio-amperio o amperio. [1]

$$Demanda = \frac{\int_0^{\Delta t} p dt}{\Delta t} = \frac{kWh}{h} = kW \qquad (2.1)$$

Donde:

$p = potencia\ instantánea\ (kW)$

$\Delta t = intervalo\ de\ tiempo\ de\ demanda\ (h)$

La demanda máxima es la mayor de un período. Ese período puede ser un día, una semana, un mes, un año.

2.5.2 FACTOR DE DEMANDA

Es la relación que existe entre la demanda máxima y la potencia instalada. [1]. El resultado de la expresión siempre debe ser menor o igual a 1.

$$FdD = \frac{D_{max}}{P_{instalada}} \tag{2.2}$$

Donde:

$FdD = Factor\ de\ Demanda$

$D_{max} = Demanda\ máxima$

$P_{instalada} = Potencia\ instalada$

2.5.3 FACTOR DE UTILIZACIÓN

Es la relación que existe entre la demanda máxima y la capacidad instalada. [1]

$$FdU = \frac{D_{max}}{CAP_{instalada}} \tag{2.3}$$

Donde:

$FdU = Factor\ de\ Utilización$

$D_{max} = Demanda\ máxima$

$CAP_{instalada} = Capacidad\ instalada$

La capacidad instalada se refiere a la potencia nominal del equipo de suministro.

2.5.4 FACTOR DE COINCIDENCIA

Es la relación que existe entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas individuales de los mismos clientes. [1]

$$Fcoinc = \frac{D_{\max coincid}}{\sum D_{\max individual}} \tag{2.4}$$

Donde:

$Fcoinc = Factor\ de\ coincidencia$

$D_{max} = Demanda\ máxima\ coincidente$

$D_{\max individual} = Demanda\ máxima\ individual$

2.5.5 DEMANDA MÁXIMA CONCIDENTE

Cuando se alimentan dos o más clientes o consumidores desde un solo transformador, la demanda máxima del conjunto se denomina demanda coincidente.

2.5.6 DEMANDA MÁXIMA INDIVIDUAL

Es la demanda máxima que se obtiene del consumo de un solo cliente.

2.6 MÉTODO DE LA REA

Para el cálculo de la demanda máxima coincidente, se usa el método del nomograma de la REA.

Este nomograma es un instrumento gráfico de cálculo analógico, el cual consta de las siguientes variables:

- El número de consumidores
- El consumo de energía por parte de los consumidores durante el período de un mes.
- La demanda máxima coincidente

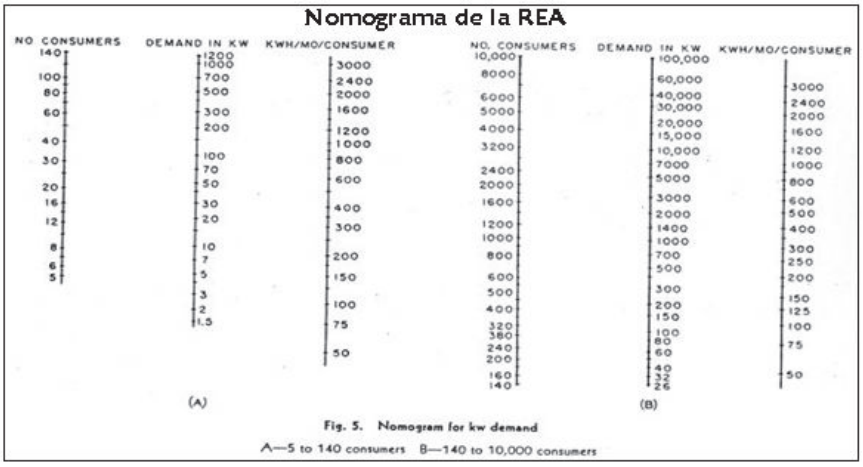


Figura 2.5. Nomograma de la REA[2]

Debido al dinamismo del sistema de Distribución, el nomograma citado anteriormente se basa en registros estadísticos periódicos de años enteros y de un gran número de clientes, haciendo a este método sustentable y con una amplia solidez.

[2] Vest, Stanley. Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems. IEEE Power Apparatus and Systems. Agosto 1967. Nomograma REA Erratum, Febrero 1958. Pag. 1562. USA1958.

Para determinar la demanda máxima coincidente utilizando este procedimiento, se empieza ubicando el número de clientes y la energía promedio consumida por este número de consumidores en kWh/mes/cliente, trazando una línea recta, la cual permite unir esos dos datos en el nomograma de la de la REA, dando como resultado la demanda máxima coincidente.

La versatilidad que presenta este método es que, teniendo dos datos del nomograma, el tercer dato puede ser fácilmente conocido.

2.7 MÉTODO DEL FACTOR DE COINCIDENCIA

También se utilizan las curvas del factor de coincidencia que dependen del número y de los diferentes tipos de clientes que existen en el sector eléctrico, los cuales son identificados del tipo A, B y C, cuyas diferencias radican en la coincidencia de su consumo de energía.

Por lo mencionado anteriormente, para determinar el factor de coincidencia, es indispensable conocer el número de clientes, y el tipo al cual pertenecen.

Y se puede hallar fácilmente su factor de coincidencia.

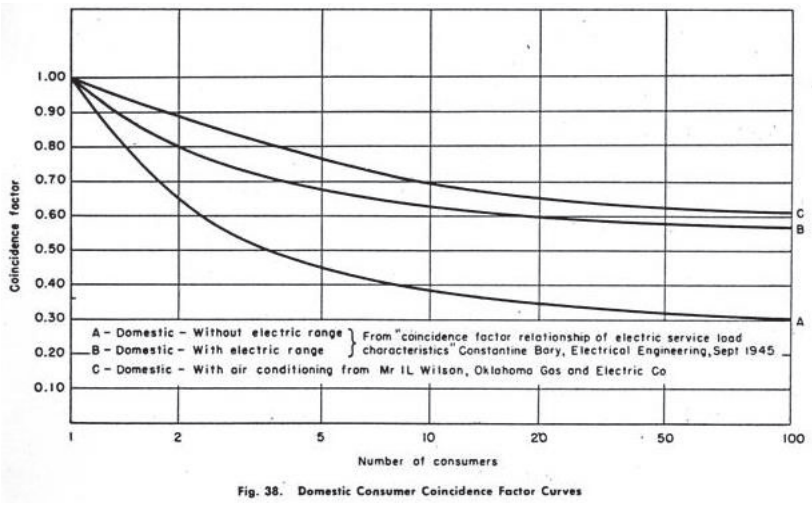


Figura 2.6 Curva del factor de coincidencia[3]

[3] General Electric. Distribution Data Book. General Electric. USA 1967.

2.8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía son aquellas que corresponden a la diferencia entre la energía comprada (generada) y la energía vendida (registrada) y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales y pérdidas técnicas. [3]

Las pérdidas no técnicas son más frecuentes en la red de distribución eléctrica y parte administrativa de cálculos, mediciones, mientras que las pérdidas técnicas ocurren en el transporte, transformación e instalaciones de todo nivel de tensión.

En la tabla 2.1 se detalla la clasificación de las pérdidas eléctricas los diferentes tipos y causas que producen las mismas.

Tabla 2.1 Clasificación Pérdidas Eléctricas

	POR TIPO		POR CAUSA
TÉCNICAS	TRANSPORTE	TRANSMISIÓN	EFECTO CORONA EFECTO JOULE
		SUBTRANSMISIÓN	
		DISTRIBUCIÓN	
	TRANSFORMACIÓN	SUBESTACIONES DE POTENCIA	RESISTIVAS (EFECTO JOULE Y NIVEL DE CARGA), HISTÉRESIS Y CORRIENTES DE FOUCAULT
		SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	
		TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	
	INSTALACIONES BAJA TENSIÓN	ACOMETIDAS Y MEDIDORES	RESISTIVAS
		EQUIPOS DE MEDICIÓN	
NO TÉCNICAS	EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	HURTO	CONEXIÓN ILEGAL DESDE LA RED
			CONEXIÓN DIRECTA EN ACOMETIDAS
		FRAUDE	MANIPULACIÓN DE MEDIDORES
			FUENTES EN MEDIDORES
		ANOMALÍAS TÉCNICAS	MEDIDORES DAÑADOS
			MEDIDORES OBSOLETOS
	ADMINISTRATIVAS	ANOMALÍAS DE SISTEMA	ERROR DE PROCESO ERROR EN LOS CONSUMOS PROPIOS
		ANOMALÍAS DE CÁLCULO	ERROR POR CONSUMO CONVENIDO
			DEFICIENCIA DE INVENTARIO

2.9 PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas que se generan en todos los transformadores son las pérdidas en el núcleo y pérdidas resistivas.

2.9.1 PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO

Son aquellas que se producen por la magnetización del núcleo ferromagnético, mientras el transformador está energizado, por lo cual se las denomina pérdidas fijas es decir se encuentran los 365 días del año y no dependen de la carga del transformador sino del voltaje de operación.

Las pérdidas en el núcleo están relacionadas directamente con la capacidad del transformador debido que a mayor capacidad su núcleo es más grande y genera mayores pérdidas de energía.

Una de las principales causas de pérdidas en el núcleo es la histéresis, que se produce por los cambios de ciclo en la dirección del flujo magnético en el acero.

Otra causa de pérdidas en el núcleo son las corrientes de Foucault o corrientes parásitas que circulan en las láminas de acero del núcleo por inducción de un flujo magnético variable.

Es importante tomar en cuenta la calidad de material con que se construyó las láminas del núcleo del transformador, para reducir las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault.

2.9.1.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO

Para encontrar las pérdidas de potencia en el núcleo del transformador de distribución, observamos la información que el fabricante proporciona.

$$Ppot_{núcleo} = Pérdidas\ (en\ vacío) en\ el\ transformador\ kW$$

$$PTpot_{núcleo} = \sum Po \tag{2.5}$$

Donde:

$PTpot_{núcleo} = Pérdidas\ de\ potencia\ en\ el\ núcleo\ de\ todos$

$los\ transformadores\ asociados\ en\ un\ alimentador\ primario$

$Po = Pérdidas\ en\ el\ vacío\ del\ transformador\ de\ disribución$

2.9.1.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO

$$PTenergia_{núcleo} = \sum (Po * t) \tag{2.6}$$

Donde:

$PTenergia_{núcleo} = Pérdidas\ de\ energía\ en\ el\ núcleo\ de\ todos$

$los\ transformadores\ asociados\ en\ un\ alimentador\ primario$

$Po = Pérdidas\ en\ el\ vacío\ del\ transformador\ de\ disribución$

$t = tiempo\ h\ \ (en\ caso\ de\ un\ año\ \ 8760\ h\ )$

2.9.2 PÉRDIDAS RESISTIVAS

Estas pérdidas se generan en los devanados del transformador, se producen debido a la resistencia de los conductores, por lo cual dependen de la carga.

Para calcular las pérdidas resistivas en el intervalo se utiliza la siguiente expresión que relaciona la demanda del intervalo con la demanda máxima y los factores de potencia del intervalo y máximo

$$DrL_i = \left(\frac{(Dp_i) * (\cos \emptyset_{max})}{(Dp_{max}) * (\cos \emptyset_i)}\right)^2 * DrL_{max} \quad (2.7)$$

Donde:

$DrL_i = Pérdidas\ \ resistivas\ a\ demanda\ \ en\ el\ intervalo$

$Dp_i = Demanda\ en\ el\ intervalo$

$Dp_{max} = Demanda\ máxima$

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$\cos \emptyset_{max} = factor\ de\ potencia\ máximo$

$\cos \emptyset_i = factor\ de\ potencia\ en\ el\ intervalo$

2.9.2.1 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE POTENCIA

Para que los datos de la ecuación anterior sean completos se requiere obtener la pérdida resistiva a demanda máxima con la siguiente expresión.

$$DrL_{max} = \left(\frac{kVA\ D_{max}}{kVA\ D_{nom}}\right)^2 * Pcu = (\ FdU)^2 * Pcu \quad (2.8)$$

Donde:

$kVA\ D_{max} = Demanda\ máxima\ en\ kVA\ del\ registro\ \ de\ carga$

$kVA\ D_{nom} = Demanda\ nominal\ en\ kVA\ del\ transformador$

$Pcu = Pérdidas\ resistivas\ a\ plena\ carga$

$FdU = Factor\ de\ utilización$

2.9.2.2 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS

Es la suma de la energía de pérdidas en cada intervalo del período considerado multiplicado por el intervalo de demanda.

$$Energía_{pérdidas} = \left(\sum DrL_i\right) * \Delta t \ \ (h) \tag{2.9}$$

Donde:

$\sum DrL_i$ = *Sumatoria de la* energía de *pérdidas resistivas de cada intervalo de demanda*

$\Delta t\ (h) = tiempo\ en\ horas$

2.9.3 FACTOR DE PÉRDIDAS

Con la curva de demanda de las pérdidas, obtenida con la expresión matemática (2.8), se puede calcular el factor de pérdidas que no es más que la relación que se tiene entre la demanda media de pérdidas de energía y la demanda de pérdidas a demanda máxima, a partir de esto también se puede calcular la energía de pérdidas anuales.

$$F_{pér} = \frac{E_{pér}}{Drl_{max} \times t} \tag{2.10}$$

Donde:

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$E_{pér} = Energía\ de\ pérdidas$

$t = 8760$ horas *cuando el período de análisis es un año*.

Las pérdidas de energía anuales se pueden obtener del despeje de la expresión (2.10).

$$E_{pér}\ anual = Drl_{max} * F_{pér} * 8760 \tag{2.11}$$

CÁPITULO 3

MEJORA DEL FACTOR DE UTILIZACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Entre los datos de análisis se encuentra la placa del transformador que da a conocer la capacidad instalada o potencia nominal del equipo, parámetro importante que, en conjunto con otros datos, permite diagnosticar la utilización del transformador, es decir si se encuentra subutilizado o sobrecargado.

Por lo tanto un transformador se encuentra subutilizado cuando del 100% de su capacidad se utiliza solo un pequeño porcentaje y sobrecargado cuando supera el máximo de su capacidad.

Para encontrar el factor de utilización se debe desarrollar un análisis del registro de las demandas, voltajes, corrientes, potencias de los transformadores ubicados en la calle de Los Cipreses con el objetivo de determinar el coeficiente de utilización.

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA DE LA EEQ

Tabla 3.1 Datos de los alimentadores primarios de EEQ.

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
Olímpico	01A	0.1996	3 782	204	19

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
Olímpico	01B	0.3971	4 367	117	37
Olímpico	01C	0.3262	3 014	100	30
Olímpico	01D	0.2194	4 182	173	24
Olímpico	01E	0.1449	2 311	76	30
Luluncoto	02B	0.5924	2 413	30	80
Luluncoto	02C	0.3254	4 528	67	68
Luluncoto	02D	0.4326	5 975	137	44
Barrionuevo	03A	0.6291	7 020	116	61
Barrionuevo	03B	0.4768	3 966	88	45
Barrionuevo	03C	0.5953	8 396	122	69
Barrionuevo	03D	0.6987	7 698	90	86
Barrionuevo	03E	0.6685	5 619	90	62
Barrionue(terceario)	03T	0.3254	27 893	100	279
Chilibulo	05D	0.1627	14 547	352	41
Chimbacalle	04A	0.2426	6 138	100	61
Chimbacalle	04B	0.2698	5 768	76	76
Chimbacalle	04C	0.2586	6 292	85	74
Chimbacalle	04D	0.2893	3 522	98	36
Chimbacalle	04E	0.8249	6 468	66	98
Esc. Sucre	06A	0.2896	1 705	26	66
Esc. Sucre	06B	0.3254	2 030	3	677
Esc. Sucre	06C	0.3254	1 207	5	241
Esc. Sucre(aéreo)	06N	0.3432	1 550	34	46
San Roque	07A	0.4513	3 810	97	39
San Roque	07B	0.5931	4 703	64	73
San Roque	07C	0.3254	3 984	72	55
San Roque	07D	0.2275	3 718	65	57
San Roque	07E	0.3254	5 036	27	187
La Marín	08A	0.1469	1 566	44	36
La Marín	08B	0.6250	245	16	15
La Marín	08C	0.2848	563	11	51
La Marín	08D	0.3254	1 963	1	1963
La Marín(aereo)	08N	0.3385	5 629	85	66
Miraflores	09A	0.3254	765	19	40
Miraflores	09C	0.3639	4 535	54	84
Miraflores	09D	0.4808	6 119	91	67

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
Miraflores	09E	0.2239	2 604	92	28
10 Vieja	10A	0.3770	1 810	60	30
10 Vieja	10B	0.3254	1 204	44	27
10 Vieja	10C	0.4665	2 210	58	38
10 Vieja	10D	0.2008	589	37	16
Belisario Q.	11A	0.5043	3 146	91	35
Belisario Q.	11B	0.4222	3 680	121	30
Belisario Q.	11C	0.4237	2 636	101	26
Belisario Q.	11D	0.7617	5 330	78	68
La Floresta	12A	0.3047	2 844	106	27
La Floresta	12B	0.2297	4 212	104	41
La Floresta	12C	0.4149	1 410	82	17
La Floresta	12D	0.1385	371	20	19
Gr. Centeno	13A	0.5107	2 803	96	29
Gr. Centeno	13B	0.2751	3 479	81	43
Gr. Centeno	13C	0.2482	815	139	6
Gr. Centeno	13D	0.3702	1 641	123	13
Gr. Centeno	13E	0.4051	2 135	93	23
El Bosque	15A	0.4606	6 162	158	39
El Bosque	15B	0.0000	2 278	158	14
El Bosque	15C	0.2580	3 893	187	21
El Bosque	15D	0.4534	1 529	38	40
El Bosque	15E	0.0000	3 461	38	91
Rio Coca	16A	0.1519	2 280	89	26
Rio Coca	16B	0.3419	4 824	169	29
Rio Coca	16C	0.2353	2 342	151	16
Rio Coca	16D	0.3006	5 545	167	33
Rio Coca	16E	0.4073	1 850	57	32
Rio Coca	16F	0.4301	3 840	104	37
Rio Coca	16G	0.4364	2 078	55	38
Rio Coca	16H	0.4147	1 597	86	19
Andalucia	17A	0.2940	6 569	165	40
Andalucia	17B	0.3431	3 761	153	25
Andalucia	17C	0.6523	222	26	9
Andalucia	17D	0.6951	6 898	73	94
Andalucia	17E	0.2393	1 473	221	7
Andalucia	17G	0.4870	3 140	93	34
Cristiania	18A	0.3724	1 191	170	7
Cristiania	18B	0.2450	11 502	465	25

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
Cristiania	18C	0.2920	2 787	192	15
Cristiania	18D	0.5024	18 903	347	54
Cristiania	18E	0.4816	1 661	164	10
Cristiania	18F	0.2800	8 960	262	34
Cristiania	18G	0.4180	10 402	189	55
Cristiania	18H	0.2468	577	187	3
Cotocollao	19A	0.4805	9 308	271	34
Cotocollao	19B	0.2315	15 914	731	22
Cotocollao	19C	0.3551	7 233	562	13
Cotocollao	19D	0.4753	8 439	250	34
Cotocollao	19E	0.3969	10 800	284	38
Cotocollao	19F	0.7731	11 592	94	123
Cotocollao	19G	0.5945	24 415	474	52
Cotocollao	19H	0.3088	3 533	169	21
Eplicachima	21A	0.4011	10 898	152	72
Eplicachima	21B	0.5091	12 855	276	47
Eplicachima	21C	0.3084	2 777	145	19
Eplicachima	21D	0.6591	14 785	359	41
Eplicachima	21E	0.4438	1 547	61	25
Eplicachima	21F	0.3604	13 470	279	48
Conocoto	23A	0.6462	3 397	218	16
Conocoto	23B	0.4352	17 343	496	35
Conocoto	23C	0.3310	19 841	780	25
Conocoto	23D	0.5978	5 911	780	8
Carolina	24A	0.3097	2 859	102	28
Carolina	24B	0.2919	2 883	116	25
Carolina	24C	0.4296	1 515	45	34
Carolina	24D	0.2391	1 107	91	12
Carolina	24E	0.2735	2 974	154	19
Carolina	24F	0.4872	1 104	30	37
Alangasi	26B	0.5437	2 052	150	14
Alangasi	26C	0.4331	4 346	510	9
San Rafael	27A	0.4070	11 822	549	22
San Rafael	27B	0.3254	1 721	40	43
San Rafael	27C	0.4916	6 893	343	20
San Rafael	27D	0.5694	3 347	172	19
San Rafael	27F	0.2509	8 809	396	22
Iñaquito	28A	0.2762	2 208	78	28
Iñaquito	28B	0.5517	1 220	31	39

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
Iñaquito	28C	0.2312	2 244	64	35
Iñaquito	28D	0.4795	738	68	11
Iñaquito	28E	0.2767	1 448	39	37
Iñaquito	28H	0.2966	1 143	63	18
Cumbaya	29A	0.5538	2 588	176	15
Cumbaya	29B	0.6894	4 168	150	28
Cumbaya	29C	0.2826	4 439	345	13
Cumbaya	29D	0.0000	10 505	684	15
Tababela	31A	0.2909	5 085	909	6
Tababela	31B	0.6722	3 847	67	57
Tababela	31C	0.3658	10 686	795	13
Tababela	31D	0.5325	1 467	140	10
Tababela	31E	0.3254	319	17	19
10 Nueva	32A	0.3228	6 377	106	60
10 Nueva	32B	0.3774	2 599	93	28
10 Nueva	32C	0.3921	2 035	66	31
10 Nueva	32E	0.3308	2 013	66	31
Aeropuerto	33D	0.0749	3 929	553	7
Machachi	34A	0.5708	1 271	170	7
Machachi	34B	0.2005	7 244	730	10
Machachi	34C	0.4721	8 063	303	27
Machachi	34D	0.3254	3 102	254	12
Tumbaco	36A	0.3803	6 735	467	14
Tumbaco	36B	0.3068	2 396	165	15
Tumbaco	36C	0.6437	3 704	201	18
Tumbaco	36D	0.2559	13 734	840	16
Tumbaco	36E	0.3254	5 650	227	25
Tumbaco	36F	0.5698	818	23	36
Santa Rosa	37A	0.4520	6 168	445	14
Santa Rosa	37B	0.2802	1 120	102	11
Santa Rosa	37C	0.3488	15 698	502	31
Santa Rosa	37D	0.8780	17 834	215	83
Santa Rosa	37E	0.6602	5	6	1
Santa Rosa	37F	0.0000	3 336	178	19
Los Bancos	49A	0.2088	4 551	696	7
Los Bancos	49B	0.1486	2 262	398	6
Los Bancos	49C	0.1784	6 926	1 101	6
Los Bancos	49D	0.3748	2 013	286	7
P. Guerrero	53B	0.3389	3 288	82	40

Subestación	Primario	Factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario	Número de clientes totales	Número de Transformadores	Número de clientes promedio
P. Guerrero	53C	0.3409	2 849	70	41
P. Guerrero	53D	0.5007	1 589	61	26
P. Guerrero	53E	0.3504	3 103	117	27
P. Guerrero	53F	0.3050	2 900	76	38
Papallacta	54A	0.2902	5 170	545	9
Papallacta	54B	0.3450	306	53	6
Sangolquí	55A	0.5422	2 927	96	30
Sangolquí	55B	0.4980	6 964	358	19
Sangolquí	55C	0.5602	1 314	196	7
Sangolquí	55D	0.3259	8 216	405	20
Sangolquí	55E	0.6472	5 946	259	23
Pomasqui	57A	0.4600	9 226	244	38
Pomasqui	57B	0.5106	9 453	334	28
Pomasqui	57C	0.3346	17 384	408	43
Pomasqui	57D	0.8164	3 017	176	17
Pomasqui	57E	0.2139	20 250	1 207	17
Pomasqui	57F	0.6127	12 549	313	40
Pomasqui	57G	0.3899	7 785	353	22
Eugenio Es.	59A	0.5263	21 641	454	48
Eugenio Es.	59B	0.5902	17 806	296	60
Eugenio Es.	59C	0.2684	17 679	636	28
Eugenio Es.	59D	0.4343	18 007	454	40
Eugenio Es.	59E	0.5978	8 197	181	45
Eugenio Es.	59F	0.4111	177	53	3

Para obtener el factor de utilización con la demanda sobre el transformador se debe realizar el siguiente procedimiento.

- ✓ Calcular el número de clientes promedio por transformador

$$\frac{número\ de\ clientes\ totales}{número\ de\ transformador} = número\ de\ clientes\ promedio\ por\ transformador$$

$$\frac{3782}{204} = 19$$

- ✓ Encontrar el factor de coincidencia para el número de clientes promedio por transformador. Para 19 clientes promedio por transformador se tiene un factor de coincidencia de 0.265, se utiliza la curva de demanda diversificada como se muestra a continuación:

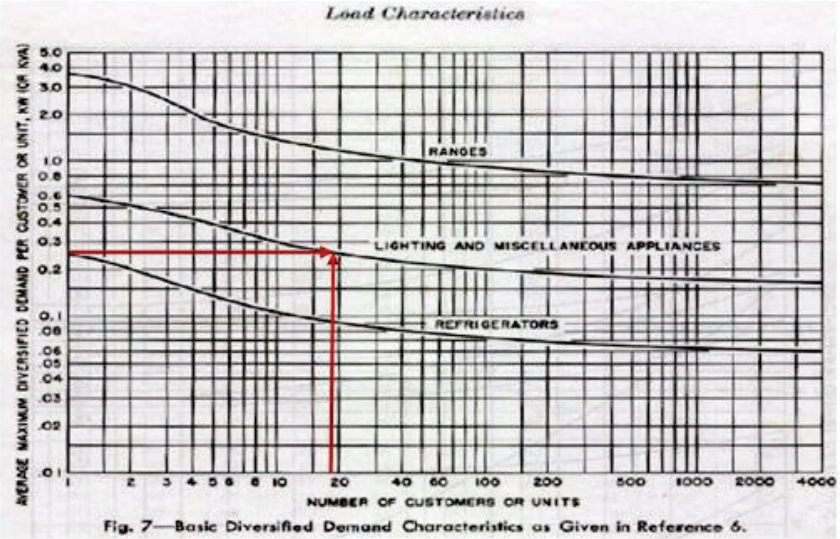


Fig. 3.1 Curva de demanda diversificada

- ✓ Encontrar el factor de coincidencia para el número de los clientes totales, utilizando la figura anterior.
  Para 3782 el factor de coincidencia es 0.16

- ✓ Determinar el factor de corrección con los factores de coincidencia de la siguiente forma:

$$\frac{0.265}{0.16} = 1.66$$

- ✓ Con el factor de corrección y el factor de utilización con la demanda diversificada a nivel primario dato de la tabla 3.1 se procede a encontrar el factor de utilización con la demanda sobre el transformador.

$$FdU_{transformador} = 0.1996 * 1.66 = 0.33$$

✓ En la tabla 3.2 se puede observar los resultados obtenidos del factor de utilización de los transformadores de la EEQ.

Tabla 3.2 Factores de Uso de los transformadores de la EEQ.

Subestación	Primario	Clientes totales	Factor de Utilización (%) con la demanda sobre el transformador
Olímpico	01A	3 782	0.33
Olímpico	01B	4 367	0.58
Olímpico	01C	3 014	0.49
Olímpico	01D	4 182	0.34
Olímpico	01E	2 311	0.22
Luluncoto	02B	2 413	0.74
Luluncoto	02C	4 528	0.41
Luluncoto	02D	5 975	0.61
Barrionuevo	03A	7 020	0.82
Barrionuevo	03B	3 966	0.67
Barrionuevo	03C	8 396	0.75
Barrionuevo	03D	7 698	0.87
Barrionuevo	03E	5 619	0.87
Barrionue(tercearío)	03T	27 893	0.39
Chilibulo	05D	14 547	0.23
Chimbacalle	04A	6 138	0.32
Chimbacalle	04B	5 768	0.34
Chimbacalle	04C	6 292	0.32
Chimbacalle	04D	3 522	0.42
Chimbacalle	04E	6 468	1.03
Esc. Sucre	06A	1 705	0.35
Esc. Sucre	06B	2 030	0.37
Esc. Sucre	06C	1 207	0.36
Esc. Sucre(aereo)	06N	1 550	0.45
San Roque	07A	3 810	0.65
San Roque	07B	4 703	0.74
San Roque	07C	3 984	0.44
San Roque	07D	3 718	0.30
San Roque	07E	5 036	0.39
La Marín	08A	1 566	0.20
La Marín	08B	245	0.92
La Marín	08C	563	0.35
La Marín	08D	1 963	0.33
La Marín(aéreo)	08N	5 629	0.43
Miraflores	09A	765	0.42
Miraflores	09C	4 535	0.45
Miraflores	09D	6 119	0.61

Subestación	Primario	Clientes totales	Factor de Utilización (%) con la demanda sobre el transformador
Miraflores	09E	2 604	0.34
10 Vieja	10A	1 810	0.53
10 Vieja	10B	1 204	0.47
10 Vieja	10C	2 210	0.68
10 Vieja	10D	589	0.31
Belisario Q.	11A	3 146	0.74
Belisario Q.	11B	3 680	0.63
Belisario Q.	11C	2 636	0.66
Belisario Q.	11D	5 330	0.96
La Floresta	12A	2 844	0.47
La Floresta	12B	4 212	0.33
La Floresta	12C	1 410	0.00
La Floresta	12D	371	0.20
Gr. Centeno	13A	2 803	0.78
Gr. Centeno	13B	3 479	0.39
Gr. Centeno	13C	815	0.51
Gr. Centeno	13D	1 641	0.63
Gr. Centeno	13E	2 135	0.65
El Bosque	15A	6 162	0.66
El Bosque	15B	2 278	0.00
El Bosque	15C	3 893	0.42
El Bosque	15D	1 529	0.61
El Bosque	15E	3 461	0.00
Rio Coca	16A	2 280	0.24
Rio Coca	16B	4 824	0.53
Rio Coca	16C	2 342	0.41
Rio Coca	16D	5 545	0.45
Rio Coca	16E	1 850	0.57
Rio Coca	16F	3 840	0.63
Rio Coca	16G	2 078	0.63
Rio Coca	16H	1 597	0.65
Andalucia	17A	6 569	0.42
Andalucia	17B	3 761	0.54
Andalucia	17C	222	1.13
Andalucia	17D	6 898	0.87
Andalucia	17E	1 473	0.49
Andalucia	17G	3 140	0.72
Cristiania	18A	1 191	0.77
Cristiania	18B	11 502	0.38
Cristiania	18C	2 787	0.51
Cristiania	18D	18 903	0.68
Cristiania	18E	1 661	0.85
Cristiania	18F	8 960	0.41
Cristiania	18G	10 402	0.56

Subestación	Primario	Clientes totales	Factor de Utilización (%) con la demanda sobre el transformador
Cristiania	18H	577	0.62
Cotocollao	19A	9 308	0.71
Cotocollao	19B	15 914	0.37
Cotocollao	19C	7 233	0.64
Cotocollao	19D	8 439	0.70
Cotocollao	19E	10 800	0.58
Cotocollao	19F	11 592	0.97
Cotocollao	19G	24 415	0.81
Cotocollao	19H	3 533	0.50
Eplicachima	21A	10 898	0.50
Eplicachima	21B	12 855	0.71
Eplicachima	21C	2 777	0.51
Eplicachima	21D	14 785	0.94
Eplicachima	21E	1 547	0.65
Eplicachima	21F	13 470	0.47
Conocoto	23A	3 397	1.13
Conocoto	23B	17 343	0.64
Conocoto	23C	19 841	0.52
Conocoto	23D	5 911	1.27
Carolina	24A	2 859	0.48
Carolina	24B	2 883	0.46
Carolina	24C	1 515	0.60
Carolina	24D	1 107	0.42
Carolina	24E	2 974	0.45
Carolina	24F	1 104	0.67
Alangasi	26B	2 052	0.99
Alangasi	26C	4 346	0.89
San Rafael	27A	11 822	0.65
San Rafael	27B	1 721	0.43
San Rafael	27C	6 893	0.80
San Rafael	27D	3 347	0.94
San Rafael	27F	8 809	0.40
Iñaquito	28A	2 208	0.43
Iñaquito	28B	1 220	0.75
Iñaquito	28C	2 244	0.34
Iñaquito	28D	738	0.80
Iñaquito	28E	1 448	0.38
Iñaquito	28H	1 143	0.47
Cumbaya	29A	2 588	0.97
Cumbaya	29B	4 168	1.06
Cumbaya	29C	4 439	0.51
Cumbaya	29D	10 505	0.00
Tababela	31A	5 085	0.67
Tababela	31B	3 847	0.89

Subestación	Primario	Clientes totales	Factor de Utilización (%) con la demanda sobre el transformador
Tababela	31C	10 686	0.66
Tababela	31D	1 467	0.94
Tababela	31E	319	0.48
10 Nueva	32A	6 377	0.42
10 Nueva	32B	2 599	0.58
10 Nueva	32C	2 035	0.59
10 Nueva	32E	2 013	0.49
Aeropuerto	33D	3 929	0.16
Machachi	34A	1 271	1.18
Machachi	34B	7 244	0.38
Machachi	34C	8 063	0.73
Machachi	34D	3 102	0.61
Tumbaco	36A	6 735	0.69
Tumbaco	36B	2 396	0.54
Tumbaco	36C	3 704	1.09
Tumbaco	36D	13 734	0.45
Tumbaco	36E	5 650	0.51
Tumbaco	36F	818	0.74
Santa Rosa	37A	6 168	0.82
Santa Rosa	37B	1 120	0.49
Santa Rosa	37C	15 698	0.52
Santa Rosa	37D	17 834	1.10
Santa Rosa	37E	5	1.02
Santa Rosa	37F	3 336	0.00
Los Bancos	49A	4 551	0.46
Los Bancos	49B	2 262	0.34
Los Bancos	49C	6 926	0.41
Los Bancos	49D	2 013	0.82
P. Guerrero	53B	3 288	0.49
P. Guerrero	53C	2 849	0.49
P. Guerrero	53D	1 589	0.73
P. Guerrero	53E	3 103	0.54
P. Guerrero	53F	2 900	0.44
Papallacta	54A	5 170	0.60
Papallacta	54B	306	0.71
Sangolquí	55A	2 927	0.81
Sangolquí	55B	6 964	1.31
Sangolquí	55C	1 314	1.15
Sangolquí	55D	8 216	0.53
Sangolquí	55E	5 946	1.03
Pomasqui	57A	9 226	0.67
Pomasqui	57B	9 453	0.78
Pomasqui	57C	17 384	0.47
Pomasqui	57D	3 017	1.43

Subestación	Primario	Clientes totales	Factor de Utilización (%) con la demanda sobre el transformador
Pomasqui	57E	20 250	0.37
Pomasqui	57F	12 549	0.88
Pomasqui	57G	7 785	0.62
Eugenio Es.	59A	21 641	0.73
Eugenio Es.	59B	17 806	0.77
Eugenio Es.	59C	17 679	0.41
Eugenio Es.	59D	18 007	0.62
Eugenio Es.	59E	8 197	0.84
Eugenio Es.	59F	177	0.96

En la tabla 3.2 se aprecian los factores de utilización de los transformadores por alimentador primario de la EEQ, los mismos que reflejan que gran cantidad de transformadores se encuentran poco aprovechados debido a la baja demanda que tienen con relación a su capacidad.

Al analizar los valores se puede encontrar que el factor de utilización más bajo es de 20%; es decir, su capacidad instalada está siendo desaprovechada y además sus pérdidas de energía son más altas que lo necesario, mientras que el valor más alto es de 147%, reflejando sobrecargas que deberían ser evitadas.

Para resolver la problemática de subutilización de la mayoría de los transformadores de la EEQ se debería realizar estudios de carga para mejorar los factores de utilización de los transformadores y con ello disminuir las pérdidas en energía que generan.

3.3 CASO DE ESTUDIO: SELECCIÓN DE LA CALLE DE LOS CIPRESES

La calle de los Cipreses fue escogida como caso de estudio porque reúne las características necesarias para desarrollar el proyecto, debido que existe una alta concentración de carga residencial y se evidencia un exceso de

transformadores de distribución en una distancia corta. El estudio del comportamiento de la carga y los transformadores de distribución determinará si son adecuados para la red de distribución.

3.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CALLE DE LOS CIPRESES

- ✓ ANEXO 1 Plano de la calle de los Cipreses
  En el plano y registro de campo de la calle de los Cipreses se evidencia que existen 17 transformadores de distribución en una longitud de red de 729 m.

- ✓ ANEXO 2 Curva de carga de los transformadores.
  En la curva de carga de los transformadores se puede observar el tipo de carga y horarios de la demanda que posee la calle de los Cipreses.

- ✓ ANEXO 3 Datos de la Calle de los Cipreses.
  En el Anexo 3 se observa el detalle de la capacidad instalada de los 17 transformadores de distribución, cuya suma es de 1200 kVA, los suministros asociados a cada transformador, la ubicación de los 452 clientes residenciales y 38 comerciales, que se encuentran ubicados en la calle de los Cipreses.

3.4 RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ.

Para realizar el análisis del proyecto se recopiló información de la base de datos del Sistema de Información Geográfica (GIS) y del programa SIEE COMERCIAL de la EEQ. Además se solicitaron los registros de carga para cada transformador en estudio de la EEQ.

El GIS permitió encontrar los elementos necesarios para el estudio en la calle de Los Cipreses, por ejemplo la red de media y baja tensión, acometidas,

número de los transformadores postes, entre otros. En el Anexo 1 se detalla esta información.

En el SIEE comercial se pudo encontrar los suministros de cada cliente, el historial de consumo, el tipo de cliente (residencial, comercial, industrial), el número de medidores, la tarifa de los clientes.

En la figura 3.2 se puede observar el historial de consumo de un cliente servido desde el transformador 163417 en la E.E.Q.

Siee Comercial

HISTORIA DE FACTURACIONES

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.
Fecha: 11/03/14
Pag.: 1

<FIHIST>

Suministro: 1327285-9 **Nombre** CONJ. HAB. MIRADOR PICHINCHA 3

Dirección: LOS JUNCOS Nº LT 109 y LOS CIPRESES **Barrio(o Urb. o Edif.)** MIRADOR PICHINCHA 3
Provincia: 17 **Canton:** 4 **Parroquia:** 43
Meses Mora: 0 **Tipo Reparto:** 1 **Plan:** 21 **Geocodigo:** 20-56-025-2190
Tarifa: 761 **Medidor:** 246164-HEX-AB **Factor:** 1.0

Fecha Facturación	Novedad Lectura	Lectura Facturada	Ultimo Consumo Facturado	Tipo de Lectura	Valor Factura	Saldo Anterior	Total a Pagar	Estado Factura
11/02/14	-	29537	269	Tomada	20.49	0.00	20.49	Pagada
10/01/14	-	29268	273	Tomada	20.77	0.00	20.77	Pagada
11/12/13	-	28995	259	Tomada	19.79	0.00	19.79	Pagada
11/11/13	-	28736	281	Tomada	21.33	0.00	21.33	Pagada
09/10/13	-	28455	264	Tomada	20.14	0.00	20.14	Pagada
11/09/13	-	28191	299	Tomada	22.60	0.00	22.60	Pagada
09/08/13	-	27892	284	Tomada	21.54	0.00	21.54	Pagada
09/07/13	-	27608	258	Tomada	19.72	0.00	19.72	Pagada
10/06/13	-	27350	270	Tomada	22.86	0.00	22.86	Pagada
09/05/13	-	27080	281	Tomada	20.41	0.00	20.41	Pagada
10/04/13	R	26799	304	Tomada	22.06	0.00	22.06	Pagada
11/03/13	-	26495	251	Tomada	18.39	0.00	18.39	Pagada
11/02/13	-	26244	263	Tomada	19.20	0.00	19.20	Pagada
10/01/13	-	25981	253	Tomada	18.52	0.00	18.52	Pagada
11/12/12	-	25728	221	Tomada	16.38	0.00	16.38	Pagada
09/11/12	-	25507	218	Tomada	16.18	0.00	16.18	Pagada
09/10/12	-	25289	262	Tomada	19.13	0.00	19.13	Pagada
10/09/12	-	25027	290	Tomada	21.01	0.00	21.01	Pagada
08/08/12	-	24737	277	Tomada	20.14	0.00	20.14	Pagada
10/07/12	-	24460	280	Tomada	20.34	0.00	20.34	Pagada
11/06/12	-	24180	281	Tomada	20.41	0.00	20.41	Pagada
10/05/12	R	23899	284	Tomada	20.60	0.00	20.60	Pagada
10/04/12	R	23615	320	Tomada	23.53	0.00	23.53	Pagada
09/03/12	R	23295	289	Tomada	20.94	0.00	20.94	Pagada

Figura 3.2 Historia de facturación de consumo [4]

Para verificar si los datos son consistentes con la realidad se realizó un chequeo de campo el cual permitió comparar los datos registrados en el GIS con los datos encontrados en el lugar, los mismos que aportaron al desarrollo del proyecto.

3.5 ANÁLISIS DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El coeficiente de utilización se obtiene de un cálculo que permite saber el porcentaje de utilización de un transformador, con ello se puede llegar a concluir si el transformador esta subutilizado o sobrecargado.

Para realizar éste análisis se requiere de la demanda registrada en intervalos de 15 minutos de cada transformador de la calle en estudio, se busca la demanda máxima y su correspondiente factor de potencia que se encuentran en el registro de carga, en conjunto con la capacidad instalada del transformador que es dato de placa, se procede a obtener los resultados de cada transformador.

Por ejemplo, para el transformador 163417, se obtiene de las curvas de carga una demanda máxima de 21.22 kW (ver Anexo 2) y factor de potencia de 1, se conoce de sus datos que la capacidad instalada es 37.5 kVA (ver Anexo 3), se procede a calcular.

La D_{max} debe estar en kVA para proceder a resolver.

$$FdU = \frac{D_{max}}{CAP_{instalada}} = \frac{\frac{P}{fp}}{CAP_{instalada}}$$

Donde:

$FdU = Factor\ de\ Utilización$

$D_{max} = Demanda\ máxima$

$CAP_{instalada} = Capacidad\ instalada$

$$FdU = \frac{\frac{21.22}{1}\ kVA}{37.5\ kVA} = 0.5663 \times 100 = 56.63\%$$

$$FdU = 56.63\%$$

En la tabla 3.3 se encuentran los valores calculados del factor de utilización de cada transformador, los mismos que demuestran que los transformadores se encuentran subutilizados, como se esperaba de la cantidad de transformadores existentes.

Tabla 3.3 Factores de Utilización

Número	Transformador	Dmax[kW]	Fp	Pinst[kVA]	FdU %
1	163417	21.22	1.00	37.50	56.63
2	164203	10.37	1.00	45.00	23.14
3	40554	40.64	1.00	125.00	32.65
4	111897	8.46	1.00	37.50	22.62
5	36322	33.32	0.98	125.00	27.10
6	40555	51.10	0.96	150.00	35.33
7	46341	15.76	1.00	125.00	12.62
8	163597	8.96	0.98	37.50	24.33
9	165570	21.84	0.99	75.00	29.44
10	115422	31.85	0.97	112.50	29.19
11	31859	10.02	0.97	100.00	10.33
12	13805	7.86	1.00	30.00	26.31
13	38774	6.53	0.98	15.00	44.36
14	163407	5.26	1.00	37.50	14.04
15	101311	5.69	1.00	37.50	15.25
16	162212	15.94	0.99	60.00	26.80
17	13868	7.17	0.99	50	14.42

Haciendo un análisis acerca de los valores de la tabla anterior se conoce que el transformador 31859 tiene el porcentaje de factor de utilización más bajo

debido a que alimenta solo a un conjunto residencial y el resto de la capacidad instalada esta subutilizada, por lo cual genera mayor pérdidas de energía mientras que el transformador 163417 tiene el porcentaje más alto 56.63% por lo tanto alimenta más clientes, pero no los suficientes para no encontrarse subutilizado y generar pérdidas de energía.

3.6 EJEMPLO DEL CASO DE APLICACIÓN

Determinar el consumo promedio kW/mes/cl para el transformador 163417 con la siguiente información.

- ✓ El registro de consumo de cada suministro o cliente asociado a cada transformador (ver tabla 3.4).

Tabla 3.4 Registro de consumo de los suministros del transformador 163417 en un año

FECHA	1367417	1367416	1367415	1367414	1367413	1367412	1367411	1367410	1367085	1327285
11/12/13	277	300	429	500	73	210	481	834	331	259
11/11/13	278	264	395	495	305	195	493	717	305	281
09/10/13	231	254	355	394	277	195	459	678	272	264
11/09/13	245	289	362	448	242	210	462	679	341	299
09/08/13	294	289	354	430	304	141	419	635	313	284
09/07/13	261	107	148	402	282	242	492	640	276	258
10/06/13	260	251	6	350	254	242	481	686	256	270
09/05/13	245	248	4	376	241	241	508	647	279	281
10/04/13	263	246	3	422	272	262	469	666	287	304
11/03/13	211	240	6	411	254	231	411	585	296	251
11/02/13	223	246	6	377	252	219	483	589	272	263
10/01/13	263	228	5	455	359	258	423	623	394	253

Para el suministro 163417 se tiene el promedio de la siguiente manera:

$$\sum E\,(1cl) = 277 + 278 + 231 + 245 + 294 + 261 + 260 + 245 + 263 + 211 + 223 + 263$$

$$E_p(1cl) = \frac{3051}{12} = 254\ kWh$$

Tabla 3.5 Extracto de anexo 3

Transformador	Capacidad [kVA]	Número Suministros	Energía [kWh]	Tipo	Cliente
163417	37.5	1367417	254	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL MIRADOR PICHINCHA III
		1367416	247		
		1367415	379		
		1367414	422		
		1367413	277		
		1367412	221		
		1367411	465		
		1367410	665		
		1367085	302		
		1327285	272	COMERCIAL	

- ✓ Número de clientes asociados en el transformador en este caso 9.

Energía total de los clientes asociados.

$$E_{total}(9cl) = 254 + 247 + 379 + 422 + 277 + 221 + 465 + 665 + 302$$

$$E_{total}(9cl) = 3231\ kWh$$

$$consumo\ promedio\ mes\ cliente\ = \frac{3231}{9} = 359(kWh/mes)/cliente$$

Tabla 3.6 Consumos promedio mes cliente por acometida

Transformador		Número De Clientes Por		Energía [kWh]	Consumo promedio [kW/mes/cl]
#	Nombre	Transformador	Acometida		
1	163417	9	9	3231	359
2	164203	21	2	463	232
			2	695	348
			2	565	282
			15	3118	208
3	40554	66	29	6223	215
			17	3867	227
			20	3795	190
4	111897	20	20	2874	144
5	36322	29	1	533	533
			1	663	663
			17	4483	264
			9	2181	242
			1	852	852
6	40555	97	28	3770	135
			26	3990	153
			16	3447	215
			15	3071	205
			12	2936	245
7	46341	42	23	5191	226
			2	412	206
			1	444	444
			16	3629	227
8	1643597	12	12	2455	205
9	165570	40	40	8064	202
10	115422	45	45	10446	232
11	31859	21	1	167	167
			20	3358	168
12	13805	4	3	497	166
			1	189	189
13	38774	1	1	821	821
14	163407	1	1	247	247
15	101311	12	1	146	146
			11	1847	168
16	162212	27	27	4681	173
17	13868	5	5	730	146

Después de conocer el consumo promedio kWh/mes/cl y los clientes relacionados a cada acometida del transformador, se procede a estudiar la situación actual de cada transformador. Ver Anexo1.

3.6.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES

Para establecer la demanda máxima coincidente del transformador se utilizan las curvas de carga obtenidas de los registros de cada transformador. Ver Anexo 2.

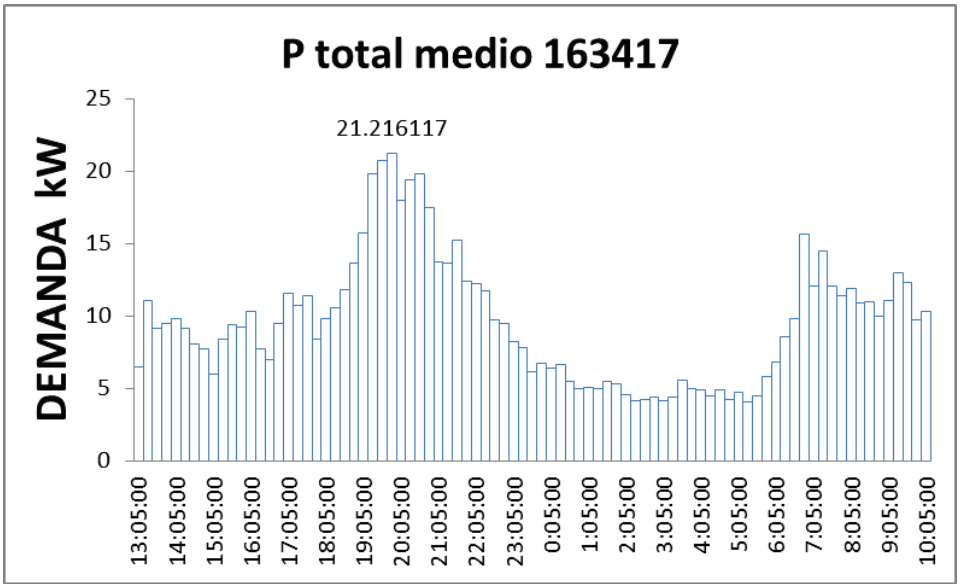


Figura 3.3 Curva de carga del transformador 163417

Para conocer que los datos con los que se están trabajando son reales, se obtiene la demanda máxima coincidente del transformador por el método de la REA de la siguiente manera.

Tabla 3.7 Datos del Transformador 163417

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]
9	359

Con el dato del consumo kW/mes/cl se procede encontrar la demanda máxima coincidente utilizando el método de la REA.

$$Factor\ A = c\left(1 - 0.4c + 0.4(c^2 + 40)^{1/2}\right) \quad (3.1)$$

$$c = número\ de\ clientes\ o\ consumidores$$

$$Factor\ B = 0.005925 * \left(kWh/_{mes}/cl\right)^{0.885} \quad (3.2)$$

$$Demanda\ coincidente = A * B \quad (3.3)$$

Entonces:

$$Factor\ A = 9\left(1 - 0.4 * 9 + 0.4 * (9^2 + 40)^{1/2}\right) = 16.2$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (359)^{0.885} = 1.0813$$

$$factor\ de\ potencia = 0.95$$

$$Dem_coinc = 16.2 * 1.0813 = 17.5\ kW$$

$$Dem_{coinc} = \frac{17.5}{0.95} = 18.4\ kVA$$

Se calcula la demanda máxima individual

$$Dem_{ind} = \frac{\frac{Dmax_{coinc}}{f_{coinc}}}{c} \quad (3.4)$$

El factor de coincidencia para 9 clientes se obtiene de la siguiente curva.

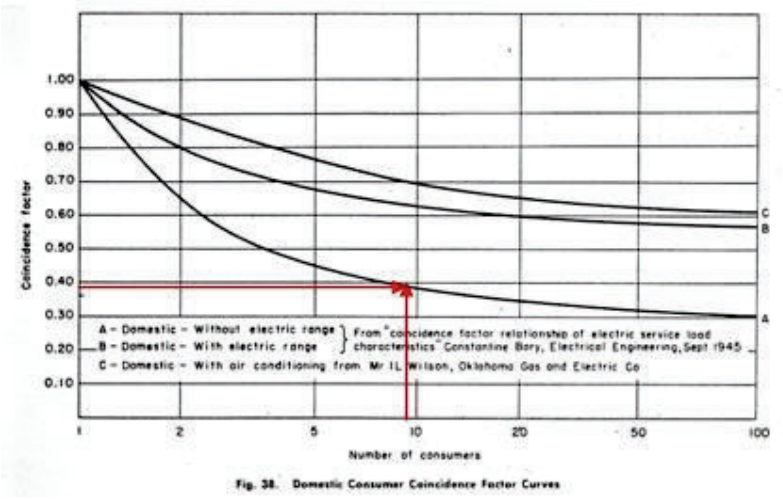


Fig. 38. Domestic Consumer Coincidence Factor Curves

Figura 3.4 Curva del factor de coincidencia

$$f_{c(9)} = 0.39$$

$$Dem_{ind} = \frac{\frac{17.5}{0.39}}{9} = 4.99\ kW$$

Con la información adquirida, calculamos la demanda máxima coincidente del transformador.

Tabla 3.8 Demanda máxima coincidente

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
9	359	17.5	18.4	4.99

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind} \quad (3.5)$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c \quad (3.6)$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 9 * 4.99 = 44.87\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 44.87 * 0.39 = 17.5\ kW$$

Siguiendo el procedimiento anterior podemos encontrar la demanda máxima calculada para los demás transformadores (ver Anexo 5).

3.6.1.1 DEMANDA MÁXIMA AL MEDIO DÍA

De la curva de carga anterior se obtiene el dato de la demanda máxima al medio día, por lo cual se procede encontrar el dato calculado de la misma.

Entonces relacionamos los valores encontrados de la curva, demanda máxima respecto con la demanda máxima al medio día.

Tabla 3.9

Transformador	Dmax_Mediodía [kW]	Dmax Medida [kW]	Dmax Calculada [kW]
163417	6.48	21.22	17.5

Obtenemos el porcentaje de la relación de los valores

$21.22\ kW \qquad 100\%$

$6.48\ \ kW \qquad x = \dfrac{6.48 * 100}{21.22} = 30.53\%$

Con el valor de 30.53% y el valor de la demanda máxima se encuentra el dato calculado de la demanda al medio día. Se debe tomar en cuenta que se tiene que elegir el mayor valor de la demanda máxima sea el medido o el calculado. Por ejemplo en la tabla 3.9 se puede observar que el mayor valor de la demanda máxima es el medido $21.22\ kW$.

Al realizar el cálculo se tiene $0.3053 * 21.22 = 6.48\ kW$, es el consumo al medio día sin cocinas de inducción.

De la misma forma se encuentran los valores calculados de la demanda máxima al medio día para el resto de transformadores. En el Anexo 5 se encuentra el resumen de los resultados de los cálculos.

Analizando los datos calculados con los medidos se puede observar que la diferencia es mínima, esto puede ocurrir debido a que no se consideran registros de por lo menos una semana para la curva de carga, por lo cual no se tiene seguridad de que sea el dato máximo, pero si aproximado.

Después de comprobar que los datos son reales para la situación actual se procede a realizar un análisis considerando nuevas agrupaciones de la carga para mejorar el factor de utilización de los transformadores.

3.6.2 SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES

Para las agrupaciones del Anexo 6, se repite el proceso de analizar la demanda máxima coincidente del transformador, tomar en cuenta el transformador más grande del grupo y chequear que el transformador que se elige tenga un coeficiente de utilización bajo.

Se obtiene una nueva tabla de datos con el número de transformador elegido, capacidad de los mismos y número de clientes asociados.

Tabla 3.10 Nueva tabla de datos

Transformador	Capacidad	#clientes
163417	37.5	13
40554	125	83
111897	37.5	22
40555	150	124
46341	125	94
115422	100	66
163407	37.5	6
13868	50	44

Con la información de la tabla 3.10 se procede a obtener el número de clientes y consumo del grupo asociado a cada transformador (ver Tabla 3.6).

Tabla 3.11 Transformador 163417

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]
9	359
2	232
2	348

Con los datos del consumo kW/mes/cl que se encuentra en la tabla 3.11 se calcula la demanda máxima coincidente utilizando el método de la REA explicado en el cálculo de la situación actual.

Para los 9 clientes se tiene

$$Factor\ A = 9\left(1 - 0.4 * 9 + 0.4 * (9^2 + 40)^{1/2}\right) = 16.2$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (359)^{0.885} = 1.0813$$

$$factor\ de\ potencia = 0.95$$

$$Dem_coinc = 16.2 * 1.0813 = 17.5\ kW$$

$$Dem_{coinc} = \frac{17.5}{0.95} = 18.4\ kVA$$

Para 2 clientes se debe tener en cuenta el método de la REA no se puede utilizar, debido a que el mínimo de clientes para que funcione el método es de 5 clientes, entonces se debe encontrar de manera diferente la demanda máxima coincidente, este cálculo servirá para todos los clientes menores a 5.

Para determinar la demanda coincidente para 2 clientes se requiere obtener la demanda coincidente y la demanda individual para 5 clientes con el consumo de 232 kW/mes/cl.

$$Factor\ A = 5\left(1 - 0.4 * 5 + 0.4 * (5^2 + 40)^{1/2}\right) = 11.1245$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (232)^{0.885} = 0.737476$$

$$factor\ de\ potencia = 0.95$$

$$Dem_{coinc} = 11.1245 * 0.737476 = 8.4\ kW$$

$$Dem_coinc = 8.4\ kW$$

$$Dem_ind = \frac{\frac{Dmax_{coinc}}{f_{coinc}}}{c}$$

$$Dem_{ind} = \frac{\frac{8.4}{0.45}}{5} = 3.63\ kW$$

$$Dem_{ind} = 3.63\ kW$$

$$Dem_{coinc} = Dem_{ind} * c * f_{coinc}$$

$$Dem_{coinc} = 3.63 * 2 * 0.65 = 4.72[kW]$$

Para encontrar la demanda coincidente para 2 clientes de 348 kW/mes/cl se realiza el procedimiento anterior.

$$Factor\ A = 5\left(1 - 0.4 * 5 + 0.4 * (5^2 + 40)^{1/2}\right) = 11.1245$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (348)^{0.885} = 1.05193$$

$$factor\ de\ potencia = 0.95$$

$$Dem_{coinc} = 11.1245 * 1.05193 = 11.7\ kW$$

$$Dem_{coinc} = 11.7\ kW$$

$$Dem_ind = \frac{\frac{Dmax_{coinc}}{f_{coinc}}}{c}$$

$$Dem_{ind} = \frac{\frac{11.7}{0.45}}{5} = 5.2\ kW$$

$$Dem_{coinc} = Dem_{ind} * c * f_{coinc}$$

$$Dem_{coinc} = 5.2 * 2 * 0.65 = 6.76\ kW$$

$$Dem_{coinc} = 6.76\ kW$$

Tabla 3.12 Demanda máxima coincidente

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
9	359	17.5	18.4	4.99
2	232	4.72	5	3.63
2	348	6.76	7.11	5.2

Con los resultados obtenidos en la tabla 3.12 se puede calcular la demanda máxima coincidente del transformador.

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 9 * 4.99 + 2 * 3.63 + 2 * 5.2 = 62.53\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 62.53 * 0.365 = 22.83\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 22.83\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{22.83}{0.95} = 24.03\ kVA$$

Se realiza el mismo procedimiento para el resto de agrupaciones

Tabla 3.13 Transformador 40554

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
2	282	5.62	5.9	4.32
15	208	15.1	15.9	2.8
29	215	25.4	26.7	2.62
17	227	17.8	18.8	2.95
20	190	17.1	18	2.46

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 2 * 4.32 + 15 * 2.8 + 29 * 2.62 + 17 * 2.95 + 20 * 2.46$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 225.91\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 225.91 * 0.305 = 68.9\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 68.9\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{68.9}{0.95} = 72.53\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 72.53\ kVA$$

Tabla 3.14 Transformador 111897

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
20	144	13.4	14.1	1.93
1	533	7.58	5	7.58
1	663	9.2	2.9	9.2

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 20 * 1.93 + 1 * 7.58 + 1 * 9.2 = 55.29\ kW$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 55.29\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 55.29 * 0.345 = 19.07\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 19.07\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{19.07}{0.95} = 20.08\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 20.08\ kVA$$

Tabla 3.15 Transformador 40555

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
28	135	16.30	17.2	1.74
26	153	17.20	18.1	1.95
16	215	16.30	17.1	2.85
15	205	14.90	15.7	2.76
12	245	15.00	15.8	3.38
17	264	20.40	21.5	3.38
9	242	12.40	13	3.63
1	852	11.49	12.1	11.49

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 28 * 1.74 + 26 * 1.95 + 16 * 2.85 + 15 * 2.76 + 12 * 3.38 + 17 * 3.38 + 9 * 3.63 + 1 * 11.49 = 328.29\ kW$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 328.29\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 328.29 * 0.3 = 98.49\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 103.67\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{98.49}{0.95} = 103.67\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 103.67\ kVA$$

Tabla 3.16 Transformador 46341

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
23	226	22.20	23.3	2.81
16	227	17.10	18	2.99
2	206	4.25	4.5	3.27
1	444	6.45	6.8	6.45
12	205	12.80	13.5	2.88
40	202	31.20	32.8	2.40

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 23 * 2.81 + 16 * 2.99 + 2 * 3.27 + 1 * 6.45 + 12 * 2.88 + 40 * 2.40$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 255.88\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 255.88 * 0.3 = 76.77\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 76.77\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{76.77}{0.95} = 80.81\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 80.81\ kVA$$

Tabla 3.17 Transformador 115422

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
45	232	38.90	411	2.70
20	168	15.40	16.2	2.21
1	167	2.72	2.9	2.72

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 45 * 2.7 + 20 * 2.21 + 1 * 2.72 = 168.54\ kW$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 168.54\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 168.54 * 0.305 = 51.40\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 51.40\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{51.40}{0.95} = 54.11\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 54.11\ kVA$$

Tabla 3.18 Transformador 163407

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
3	166	4.46	4.9	2.70
1	189	3.03	3.2	3.03
1	821	11.12	11.7	11.12
1	247	3.84	4	3.84

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 3 * 2.7 + 1 * 3.03 + 1 * 11.12 + 1 * 3.84 = 26.09\ kW$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 26.09\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 26.09 * 0.43 = 11.22\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 11.22\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{11.22}{0.95} = 11.81\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 11.81\ kVA$$

Tabla 3.19 Transformador 13868

Número de Clientes	Consumo [kW/mes/cl]	Dem_max_Coin		Dem_Ind [kW]
		[kW]	[kVA]	
1	146	2.41	2.5	2.41
11	168	10.20	10.7	2.47
27	173	19.80	20.8	2.17
5	146	5.40	5.7	2.40

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 1 * 2.41 + 11 * 2.47 + 27 * 2.17 + 5 * 2.4 = 100.19\ kW$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 100.19\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 100.19 * 0.322 = 32.26\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 32.26\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \frac{32.26}{0.95} = 33.96\ kVA$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 33.96\ kVA$$

En la siguiente tabla se puede apreciar los resultados de los cálculos realizados

Tabla 3.20 Resultados de demanda máxima

Transformador	Dmax trafo [kW]	Dmax trafo [kVA]
163417	22.82	24.03
40554	68.90	72.53
111897	19.07	20.08
40555	98.49	103.67
46341	76.77	80.81

Transformador	Dmax trafo [kW]	Dmax trafo [kVA]
115422	51.40	54.11
163407	11.22	11.81
13868	32.26	33.96

3.6.2.1 DEMANDA AL MEDIODÍA CON COCINA DE INDUCCION

Para desarrollar los pasos del cálculo de la demanda media con las cocinas de inducción que se están incluyendo en nuestro país se debe analizar el procedimiento para las mismas.

"Una vez establecida la demanda máxima sin cocción en cada transformador, es decir aquella obtenida del análisis de la situación actual, la incidencia de la cocción sobre la demanda existente se determinara multiplicando 2.4 kW por el número de cocinas que se incorporaran en ese transformador, para la condición de la demanda existente al mediodía. Mientras que sobre la demanda existente se añadirá el 60% del valor calculado para el medio día." [4] [4]

Se procede a realizar el cálculo de los transformadores agrupados.

La figura 3.5 contiene curvas de demanda diversificada, donde se aprecian los factores de coincidencias para las cocinas. [5]

[4] Poveda, Mentor. "Efectos de la cocción eléctrica en las redes de distribución",2014.

[5] Westinghouse. "Electric Utility Engineering Reference Book: Distribution Systems", Página 35, Westinghouse, Pennsylvania 1965.

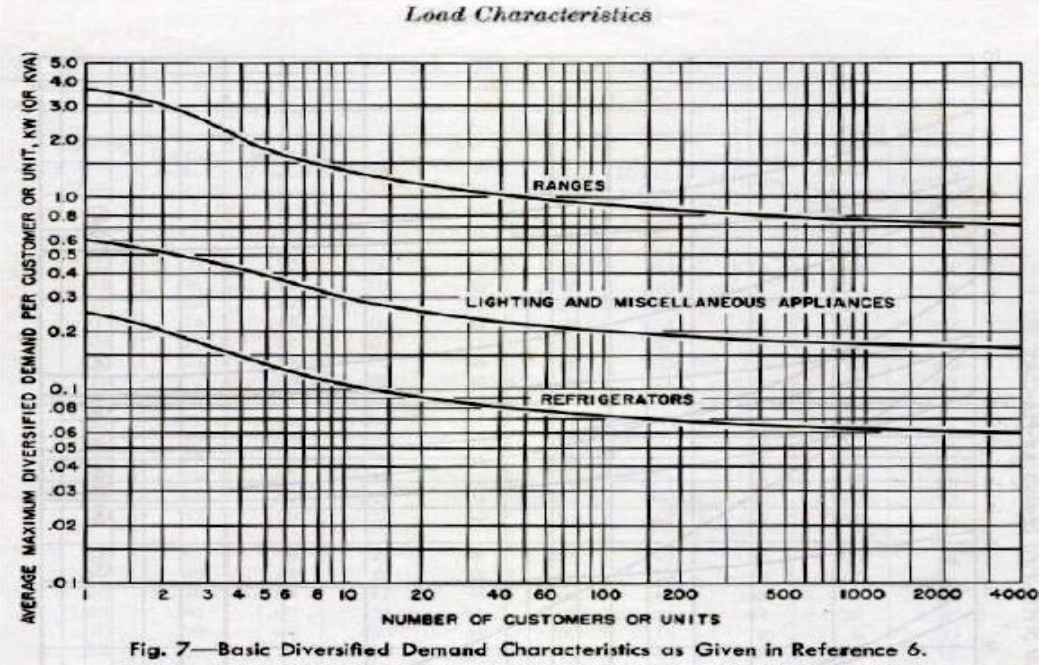


Figura 3.5 Curva de demanda diversificada

Para una cocina el factor de coincidencia es 3.7 kW.

Tabla 3.21

Transformador	Capacidad	#Clientes	Fc cocinas
163417	37.5	13	1.34
40554	125	83	0.96
111897	37.5	22	1.18
40555	150	124	0.875
46341	125	94	0.94
115422	112.5	66	0.98
163407	37.5	6	1.7
13868	50	44	1

$$dem_{mdia} = 2.4 * 13 * \frac{1.34}{3.7} = 11.30\ kW$$

Tabla 3.22 Resultados

Transformadores	Demanda mediodía Cocina [kW]
163417	11.30
40554	51.68
111897	16.84
40555	70.38
46341	57.31
115422	41.95
163407	6.62
13868	28.54

Se requiere de la demanda al medio día, sin cocina para los transformadores agrupados, para lo cual se conoce los siguientes datos; número de clientes asociados por transformador y tablero, demanda máxima coincidente, demanda máxima del día y demanda máxima del mediodía obtenida de las curvas de los registros.

Tabla 3.23 Resumen del Anexo 5

Transformador	Capacidad [kVA]	Nº Clientes	Demanda máxima Medida [kW]	Demanda máxima mediodía Medida [kW]
163417	37.5	9	21.22	6.48
164203	45	21	10.37	9.8
40554	125	66	40.64	29.54
111897	37.5	20	8.46	3
36322	125	29	33.32	26.36
40555	150	97	51.1	33.95
46341	125	42	15.76	12.6
163597	37.5	12	8.96	5.31
165570	75	40	21.84	14.79
115422	112.5	45	31.85	18.78
31859	100	21	10.02	6.06
13805	30	4	7.86	5.54
38774	15	1	6.53	4.03
163407	37.5	1	5.26	3.6
101311	37.5	12	5.69	2.44
162212	60	27	15.94	7.84
13868	50	5	7.18	3.22

Con la información de la tabla anterior se calcula la demanda coincidente del medio día para cada tablero de cada transformador, luego se encuentra la demanda individual de cada grupo de clientes de cada tablero.

Para el 163417 se tiene 3 tableros de 9, 2 y 2 clientes.

Tablero de 9 clientes:

$$Dem_{coinc}\ mediodía\ sin\ cocina = \frac{6.48}{21.22} * 17.50 = 5.34\ kW$$

$$Dem_{individual} = \frac{\frac{5.34}{0.39}}{9} = 1.52\ kW$$

Tablero de 2 clientes

$$Dem_{coinc}\ mediodía\ sin\ cocina = \frac{9.8}{10.37} * 4.72 = 4.46\ kW$$

$$Dem_{individual} = \frac{\frac{4.46}{0.65}}{2} = 3.431\ kW$$

Tablero de 2 clientes

$$Dem_{coinc}\ mediodía\ sin\ cocina = \frac{9.8}{10.37} * 5.72 = 5.41\ kW$$

$$Dem_{individual} = \frac{\frac{5.41}{0.65}}{2} = 4.159\ kW$$

La suma de los tres tableros por el factor de coincidencia del grupo da como resultado la demanda coincidente del transformador.

$$\sum Dem_{individual} = 1.523 * 9 + 3.431 * 2 + 4.159 * 2 = 28.88\ kW$$

$$Dem_{coincidente} = 28.88 * 0.365 = 10.54\ kW$$

Tabla 3.24 Datos para la obtener la demanda coincidente del transformador

Trafo	Clientes [kW]	Dem coinc [kW]	Dem Mediodía [kW]	Dem ind [kW]	Dem ind trafo [kW]	Σ dem ind trafo [kW]	Dem coinc trafo [kW]
163417	9	17.5	5.34	1.52	13.71	28.88	10.54
164203	2	4.72	4.46	3.43	6.86		
	2	5.72	5.41	4.16	8.32		
	2	4.15	3.92	3.02	6.03	173.13	52.80
	15	15.1	14.27	2.64	39.64		
40554	29	25.4	18.46	1.91	55.28		
	17	17.8	12.94	2.14	36.45		
	20	17.1	12.43	1.79	35.72		
111897	20	13.4	4.75	0.68	13.66	26.93	9.29
36322	1	7.58	6	6.00	6.00		
	1	9.2	7.28	7.28	7.28		
	17	20.4	16.14	2.67	45.46	230.31	69.09
	9	12.4	9.81	2.80	25.15		
	1	11.49	9.09	9.09	9.09		
40555	28	16.3	10.83	1.15	32.33		
	26	17.2	11.43	1.29	33.61		
	16	16.3	10.83	1.89	30.25		
	15	14.9	9.9	1.83	27.50		
	12	15	9.97	2.24	26.93		
46341	23	22.2	17.75	2.24	51.59	185.52	55.66
	16	17.1	13.67	2.39	38.19		
	2	4.25	3.4	2.61	5.23		
	1	6.45	5.16	5.16	5.16		
163597	12	12.8	7.59	1.71	20.50		
165570	40	31.12	21.08	1.62	64.85		
115422	45	38.9	22.93	1.59	71.67	100.97	30.80
31859	20	15.4	9.32	1.34	26.77		
	1	2.72	1.65	2.53	2.53		
13805	3	4.46	3.14	1.90	5.71	17.34	7.45
	1	3.03	2.14	2.14	2.14		
38774	1	11.12	6.87	6.87	6.87		
163407	1	3.84	2.63	2.63	2.63		
101311	1	2.41	1.03	1.03	1.03	46.89	15.10
	11	10.2	4.37	1.06	11.66		
162212	27	19.8	9.74	1.07	28.82		
13868	5	5.4	2.42	1.08	5.38		

Una vez calculada la demanda coincidente del transformador se obtiene la demanda máxima al medio día, que sería la demanda máxima actual más la demanda máxima con cocina.

Tabla 3.25 Demandas al mediodía del transformador

Transformadores	Demanda mediodía sin cocina [kW]	Demanda mediodía con cocina [kW]	Demanda mediodía del trafo [kW]
163417	10.54	11.30	21.84
40554	52.80	51.68	104.49
111897	9.29	16.84	26.13
40555	69.09	70.38	139.47
46341	55.66	57.31	112.97
115422	30.80	41.95	72.75
163407	7.45	6.62	14.07
13868	15.10	28.54	43.64

3.6.2.2 DEMANDA EN LA NOCHE CON COCINA DE INDUCCION

Para encontrar la demanda máxima en la noche se toma el 60% de la demanda con cocina más la demanda máxima actual del transformador.

$$Dmax_{noche} = 0.6 * 11.30 + 22.82 = 29.60 \ kW$$

Tabla 3.26 Demanda máxima en la noche del transformador

Transformador	Dem_Max_Noche_Trafo [kW]
163417	29.60
40554	99.91
111897	29.18
40555	140.71
46341	111.15
115422	76.58
163407	15.19
13868	49.39

Se ha concluido la obtención de cálculos, ahora se analizaran los resultados.

Tabla 3.27 Resultados del caso de aplicación

Transformador	Clientes	Capacidad	Dmax_trafo en todo el día		Dmax_trafo mediodía		Dmax_trafo noche	
		[kVA]	[kW]	[kVA]	[kW]	[kVA]	[kW]	[kVA]
163417	13	37.5	22.82	24.03	21.84	22.99	29.60	31.16
40554	83	125	68.90	72.53	104.49	109.99	99.91	105.17
111897	22	37.5	19.07	20.08	26.13	27.51	29.18	30.71
40555	124	150	98.49	103.67	139.47	146.81	140.71	148.12
46341	94	125	76.77	80.81	112.97	118.92	111.15	117.00
115422	66	112.5	51.40	54.11	72.75	76.58	76.58	80.61
13805	6	30	11.22	11.81	14.07	14.81	15.19	15.99
13868	44	50	32.26	33.96	43.64	45.94	49.39	51.98

Se puede observar que las demandas máximas de todo el día del medio día y la noche no sobrepasan la capacidad instalada del transformador y en el caso que lo hacen es en un pequeño porcentaje y en un periodo corto por lo cual son despreciables.

En nuestro caso de estudio se llega a reducir el número de transformadores a 8, quedando 9 transformadores para ser reutilizados, por lo que es innecesario abastecerse de nuevos transformadores, se utilizan los que están colocados, y se reutilizan los excedentes, todo esto ayuda a que la EEQ no invierta en nuevo material de transformación sino al contrario mejore su inversión.

El arreglo de transformadores escogidos fue ventajoso, porque se pudo asociar varios transformadores haciendo que se utilice el de mayor capacidad para que contenga la demanda de los transformadores que están excedentes, logrando así mejorar el factor de utilización y eliminar las pérdidas en el núcleo de los transformadores que se encuentran permanentes todo el año.

Tabla 3.28 Costo de inversión de los transformadores

CAPACIDAD [KVA]	COSTO DE TRANSFORMADOR NUEVO	USD	USD/kVA
45	$ 11 237 000	4768.5	106.0

CAPACIDAD [KVA]	COSTO DE TRANSFORMADOR NUEVO	USD	USD/kVA
75	$ 14 079 000	5974.5	79.7
112.5	$ 18 067 000	7666.9	68.2
15	$ 4 350 000	1846.0	123.1

Tabla 3.29 Transformadores liberados

TRANSFORMADOR	CAPACIDAD [KVA]	USD
164203	45	4800
362212	125	8750
163597	37.5	4013
165570	75	6000
31859	100	7000
38774	15	1846
163407	37.5	4013
101311	37.5	4013
162212	60	4780
TOTAL	532.5	45213

La inversión ahorrada en transformadores representa USD 22600, considerando una depreciación del 50% de su precio original.

(45213x0.5=22600).

3.7 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES, PROPUESTAS DE MEJORA DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN.

Para encontrar las pérdidas en energía y potencia en los transformadores se necesita los datos de pérdidas en vacío (Po) y en el cobre (Pr) de acuerdo a su marca y año de fabricación (ver Anexo 4), la tabla 3.24 contiene el resumen del anexo 4.

Tabla 3.30 Pérdidas en vacío y resistivas.

Transformador	Pinst [kVA]	Pr [kW]	Po[kW]
163417	37.50	0.3825	0.1192
164203	45.00	0.7018	0.1734

Transformador	Pinst [kVA]	Pr [kW]	Po[kW]
40554	125.00	1.4020	0.3711
111897	37.50	0.3825	0.1192
36322	125.00	1.6970	0.5470
40555	150.00	1.7675	0.3935
46341	125.00	1.5845	0.3559
163597	37.50	0.3829	0.1210
165570	75.00	1.1436	0.2738
115422	112.50	1.539	0.3610
31859	100.00	1.3680	0.3610
13805	30.00	0.4629	0.2350
38774	15.00	0.192	0.0680
163407	37.50	0.3825	0.1192
101311	37.50	0.4024	0.1440
162212	60.00	0.903	0.2250
13868	50	1.1520	0.3250

Con la información de la tabla 3.3 (Factores de utilización), la tabla 3.28 (Pérdidas en vacío y en el cobre) y añadiendo los registros de carga de cada transformador, se procede a realizar los cálculos para encontrar las pérdidas de energía anuales en el núcleo y resistivas, en la situación actual.

3.7.1 SITUACIÓN ACTUAL

3.7.1.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO

Para encontrar las pérdidas de energía en el núcleo se necesita de las pérdidas en vacío del transformador que se pueden observar en la tabla 3.28.

$$Penergía_{núcleo} = (Po * t)$$

Donde:

$$Po = Pérdidas\ en\ vacío\ del\ transformador\ de\ distribución$$

$$t = tiempo\ en\ horas\ (en\ caso\ de\ un\ año\ 8760\ h)$$

Entonces:

Para el 163417 las Pérdidas en vacío son 0.1192 kW y el tiempo de referencia es de un año por lo cual son 8760 horas.

$$Penergía_{núcleo} = 0.1192 * 8760 = 1043.75\ kWh$$

En la siguiente tabla se resumen los cálculos para todos los transformadores.

Tabla 3.31 Pérdidas de Energía en el núcleo

Transformador	Po[kW]	$Penergía_{núcleo}$ [kWh]
163417	0.1192	1043.75
164203	0.1734	1518.98
40554	0.3711	3251.21
111897	0.1192	1043.75
36322	0.5470	4791.72
40555	0.3935	3447.06
46341	0.3559	3118.02
163597	0.1210	1060.29
165570	0.2738	2398.11
115422	0.3610	3162.36
31859	0.3610	3162.36
13805	0.2350	2058.60
38774	0.0680	595.68
163407	0.1192	1043.75
101311	0.1440	1261.00
162212	0.2250	1971.00
13868	0.3250	2847.00

Pérdidas de Energía anual de todos los transformadores asociados en la calle de los Cipreses.

Para conocer la Potencia total de energía del núcleo se utiliza la siguiente expresión 2.6.

$$PTenergía_{núcleo} = \sum (Po * t)$$

Donde:

$PTenergia_{núcleo} =$ *Pérdidas de energía en el núcleo de todos los transformadores asociados al alimentador primario*

$Po =$ *Pérdidas de potencia en el vacío del transformador distribución*

$t =$ *tiempo en horas (en caso de un año* $8760\ h$ *)*

$PTenergía_{núcleo} = 37774.67\ kWh$

3.7.1.2 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS

La situación ideal de disponibilidad de información sería tener el registro de carga anual, pues de esa curva de carga se calcula directamente la energía anual de pérdidas. La siguiente opción es tener un registro de una semana completa, calcular las pérdidas para una semana y multiplicar por 52 semanas del año para obtener las pérdidas anuales.

En este caso, se tienen algunos registros semanales y otros de algunos días de la semana. Para esta última situación, se toma el día de mayor demanda para obtener la energía de pérdidas y de ahí el factor de pérdidas correspondiente, para extrapolar hasta las pérdidas anuales.

Este es el caso para el transformador 163417, donde para el cálculo de las pérdidas resistivas de energía del día de demanda máxima se realizada basado en la siguiente ecuación:

$$E_{pér} = \sum DrL_i * \Delta t\ (h) \qquad (3.7)$$

Donde:

$\sum DrL_i =$ *Sumatoria de las pérdidas resistivas a* la *demanda de* cada uno de

$los\ intervalos$

$\Delta t\ (h) = intervalo\ de\ tiempo\ en\ horas$

Para usar la ecuación anterior no se conoce el DrL_i, entonces se calcula primero ese parámetro, usando la siguiente expresión 2.7.

$$DrL_i = \left(\frac{(Dp_i) * (\cos \emptyset_{max})}{(Dp_{max}) * (\cos \emptyset_i)}\right)^2 * DrL_{max}$$

Donde:

$DrL_i =\ Pérdidas\ \ resistivas\ a\ demanda\ \ en\ el\ intervalo\ i$

$Dp_i = Demanda\ en\ el\ intervalo\ i$

$Dp_{max} = Demanda\ máxima$

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$cos\ \emptyset_{max} = factor\ de\ potencia\ máximo$

$cos\ \emptyset_i = factor\ de\ potencia\ en\ el\ intervalo\ i$

$i\ \ =\ \ es\ un\ intervalo\ cualquiera,$

$exceptuando\ aquel\ donde\ se\ produce\ la\ demanda\ máxima.$

En primer lugar se procede a calcular Drl_{max} o pérdidas a demanda máxima con la expresión 2.8.

$$DrL_{max} = \left(\frac{kVA\ D_{max}}{kVA\ D_{nom}}\right)^2 * Pr = (\ FdU)^2 * Pr$$

Donde:

$kVA\ D_{max} = Demanda\ máxima\ en\ kVA\ del\ registro\ \ de\ carga$

$kVA\ D_{nom} = Demanda\ nominal\ en\ kVA\ del\ transformador$

$Pr = Pérdidas\ resistivas\ a\ plena\ carga$

$FdU = Factor\ de\ utilización$

De la tabla 3.3 se tiene que el factor de utilización del transformador 163417 es:

$FdU = 0.566$

De la tabla 3.2 se tiene que la pérdida resistiva es:

$Pr = 0.383\ kW$

Entonces:

$DrL_{max} = (\ FdU)^2 * Pr$

$DrL_{max} = (0.566)^2 * 0.383 = 0.123\ kW$

Tomando uno de los datos de la curva de carga, en la expresión anterior, se tiene:

$$DrL_i = \left(\frac{(17.95) * (0.999)}{(21.216) * (0.991)}\right)^2 * 0.123$$

$DrL_i = 0.0894\ kW$

De la misma forma se calculan las pérdidas en el resto de intervalos del registro de 24 horas. Completando este cálculo para todos los intervalos del día de demanda máxima registrada, se obtienen las pérdidas para cada intervalo y se obtiene:

$$Sumatorio\ de\ todos\ los\ intervalos = \sum DrL_i = 3.125\ \ kW$$

$\Delta tiempo = 15\ minutos = 0.25\ horas$

Ahora con el sumatorio de DrL_i y el tiempo se encuentran las pérdidas de energía para el día del registro disponible.

$E_{pér} = 3.125 * 0.25$

$$E_{pér} = 0.781\ kWh$$

Para calcular la energía anual de pérdidas resistivas se usa la expresión:

$$E_{pér}\ anual = Drl_{max} * F_{pér} * 8760$$

Donde:

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$F_{pér} = Factor\ de\ pérdidas$

$t = 8760\ horas\ cuando\ el\ período\ de\ análisis\ es\ un\ año.$

Se procede a calcular el factor de pérdidas, el mismo que depende de las pérdidas de energía, el tiempo y las pérdidas a demanda máxima de los registros de carga, mostrados en la siguiente expresión.

$$F_{pér} = \frac{E_{pér}}{Drl_{max} \times t}$$

Donde:

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$E_{pér} = Energía\ de\ pérdidas$

$t = 8760\ horas\ cuando\ el\ período\ de\ análisis\ es\ un\ año.$

(Ver Anexo 5)

Con los resultados del Anexo 5 el siguiente paso es encontrar el factor de pérdidas.

$$F_{pér} = \frac{0.781}{0.123 \times 24} = 0.27$$

Una vez calculadas las pérdidas a demanda máxima y el factor de pérdidas se procede a calcular las pérdidas anuales de energía con la expresión matemática 2.11.

$$E_{pér}\ anual = Drl_{max} * F_{pér} * 8760$$

$$E_{pér}\ anual = 0.123 * 0.27 * 8760$$

$$E_{pér}\ anual = 285.13\ \ kWh$$

Se utilizará el mismo proceso para el resto de transformadores, cuando no se disponga del registro de una semana completa, obteniendo así la siguiente tabla de resultados.

Tabla 3.32 Resultado de Pérdidas Resistivas Anuales de Energía

Transformador	Dpmax [kW]	FdU	Drlmax [kW]	Epér [kWh]	Fpér	Epér anual [kWh]
163417	21.216	57%	0.123	0.781	27%	285.2
164203	10.369	23%	0.038	0.375	42%	136.9
40554	40.636	33%	0.149	1.333	37%	486.4
111897	8.458	23%	0.02	0.136	29%	49.8
36322	33.324	27%	0.125	1.213	41%	442.7
40555	51.103	35%	0.221	2.176	41%	794.3
46341	15.76	13%	0.025	0.069	11%	25.3
163597	8.96	24%	0.023	0.132	24%	48.3
165570	21.837	29%	0.099	0.425	18%	155.1
115422	31.854	29%	0.131	0.756	24%	275.9
31859	10.017	10%	0.015	0.107	30%	38.9
13805	7.861	26%	0.032	0.217	28%	79.4
38774	6.528	44%	0.038	0.156	17%	57.0
163407	5.264	14%	0.008	0.027	15%	9.7
101311	5.694	15%	0.009	0.028	13%	10.3
162212	15.937	27%	0.065	0.359	23%	130.9
13868	7.174	14%	0.024	0.106	18%	38.7
						3064.7

3.8 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES EN LA SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES

Para encontrar las pérdidas en la nueva situación se utilizan los resultados del estudio de carga de los transformadores y los resultados de las pérdidas en situación actual.

3.8.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO Y RESISTIVAS

En la situación agrupada disminuyen el número de transformadores por lo cual se tiene los datos que da el fabricante de pérdidas en vacío y a plena carga para éste nuevo número de transformadores expuestos en la siguiente tabla.

Tabla 3.33 Pérdidas de Potencia

Transformador	Po[kW]	Pr [kW]
163417	0.1192	0.3825
40554	0.3711	1.402
111897	0.1192	0.3825
40555	0.3935	1.7675
46341	0.3559	1.5845
115422	0.361	1.539
13805	0.235	0.4629
13868	0.325	1.152

3.8.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO

Como se encontró anteriormente las pérdidas en el núcleo para la situación actual, y debido que las pérdidas en el núcleo son constantes, se crea una tabla de los transformadores que quedaron del estudio para poder relacionar las pérdidas de energía anuales. Ver tabla 3.31

Tabla 3.34 Pérdidas de Energía en el núcleo

Transformador	Po[kW]	Epo [kWh]
163417	0.1192	1043.75

Transformador	Po[kW]	Epo [kWh]
40554	0.3711	3251.21
111897	0.1192	1043.75
40555	0.3935	3447.06
46341	0.3559	3118.02
115422	0.3610	3162.36
13805	0.2350	2058.60
13868	0.3250	2847.00

Pérdidas de energía en el núcleo anuales de todos los transformadores agrupados.

$$PPTpot_{núcleo} = \sum (Ppot_{núcleo} * t)$$

$$PPTpot_{núcleo} = \ 11971.75\ kWh$$

Tabla 3.35 Resultado de pérdidas de energía anual en el núcleo

Situación	Actual	Agrupada
Epér_anual [kWh]	37774.67	11971.75

Al realizar un análisis de las pérdidas de energía en el núcleo con los resultados obtenidos de la situación actual y agrupada, se puede observar que las pérdidas en la situación agrupada disminuyen notablemente, debido a que al eliminar varios transformadores dichas pérdidas ya no permanecen constantes durante el año.

3.8.3 ENERGÍA DE PÉRDIDAS RESISTIVAS

✓**Tabla 3.36** Resultado de la demanda máxima calculada.

Transformador	Clientes	[kVA]	Dmax [kW]
163417	13	37.5	29.6
40554	83	125	104.49

Transformador	Clientes	[kVA]	Dmax [kW]
111897	22	37.5	29.18
40555	124	150	140.71
46341	94	125	112.97
115422	66	112.5	76.58
13805	6	30	15.19
13868	44	50	49.39

✓Ver tabla 3.32 Resultado de Pérdidas Resistivas de Energía Anual

PROCEDIMIENTO

TRANSFORMADOR 163417

Tomar del registro de carga de cada transformador que se encuentre agrupado un período de 24 horas, que empiece en el mismo instante y termine en el mismo intervalo de tiempo para poder sumar las demandas. Ver (ANEXO 8 y ANEXO 9).

En este caso el 163417 no tiene agrupación de transformadores, por lo cual se procede a encontrar el máximo de la potencia total media, siendo para este caso 21.216 kW.

Calcular un factor de escalamiento que es la división del valor de la demanda máxima encontrada en el periodo del registro de carga versus la demanda máxima calculada de la agrupación de transformadores.

$$\frac{21.216}{29.6} = 0.7176$$

El valor encontrado anteriormente multiplicamos por las demandas de 15 minutos del registro de carga, consiguiendo así la potencia total media calculada.

$$Pt\ calculada = 6.48 \times 0.7176 = 4.64$$

Con los valores del Anexo 9 se puede graficar la curva de carga de la suma de las demandas agrupadas. (Ver anexo 10).

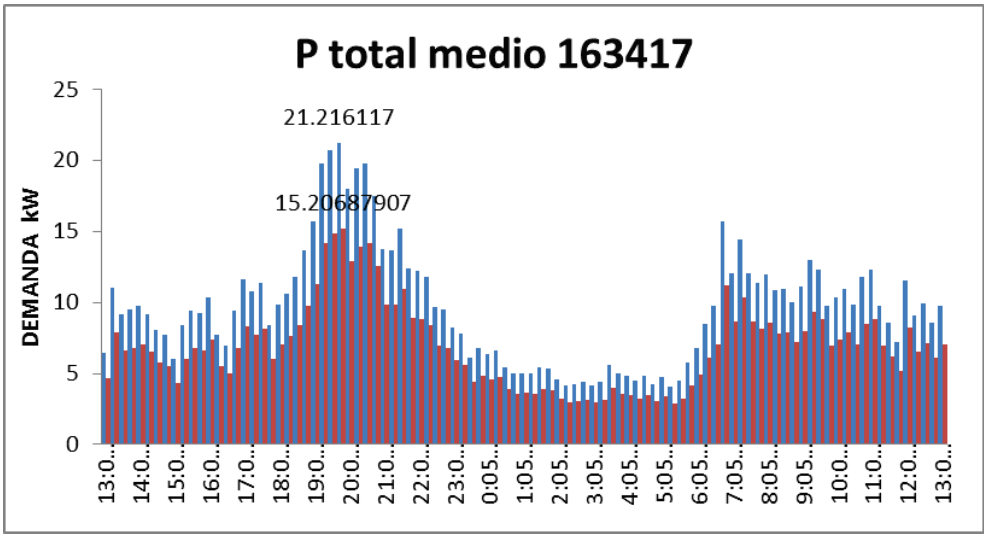


Figura 3.6 Curva de carga de la suma de las demandas agrupadas del transformador 163417.

De la columna de demanda calculada, se debe escoger el valor de demanda máxima, siendo está 15.206 kW.

Ahora se procede a encontrar Drl_{max}

$$DrL_{max} = \left(\frac{kVA\ D_{max}}{kVA\ D_{nom}}\right)^2 \times \Pr \qquad (3.7)$$

$$D_{max} = 15.2\ [kW]$$

$$fp = 0.95$$

$$D_{nom} = 37.5\ [kVA]$$

$$DrL_{max} = \left(\frac{\frac{15.20}{0.95}}{37.5}\right)^2 \times 0.3825$$

$$DrL_{max} = 0.06969504\ kW$$

De las tablas de datos buscar el Factor de pérdidas del transformador 163417 para calcular la pérdida de energía anual.

$$F_{pér} = 0.27$$

$$Energía_{pérdidas\ anual} = Drl_{max} * F_{pér} * 8760$$

$$Energía_{pérdidas\ anual} = 0.06969504 * 0.27 * 8760 = 161.99\ kWh$$

Para los demás casos de agrupación se sigue el mismo procedimiento

Tabla 3.37 Resultado de Perdidas Resistivas de Energía anual para el caso agrupado

Transformador	Dpmax [kW]	fp	Dpnom [kW]	Drlmax [kW]	Fpér	Epér anual [kWh]
163417	15.206879	0.95	37.5	0.069695	27%	161.99043
40554	23.399173	0.95	125	0.0544337	37%	177.10243
111897	2.4518231	0.95	37.5	0.0018118	29%	4.6103431
40555	45.435498	0.95	150	0.1796834	41%	646.83279
46341	16.539636	0.95	125	0.0307379	11%	30.741422
115422	20.170948	0.95	112.5	0.0321653	24%	67.651198
13805	11.326663	0.95	37.5	0.0386657	15%	49.790572
13868	7.6911662	0.95	50	0.030203	17.70%	46.766138
						1185.48532

Tabla 3.38 Resultado de las pérdidas resistivas de energía anual

Situación	Actual	Agrupada
Epér_anual [kWh]	3064.71	1185.49

Al realizar una comparación de los resultados de las pérdidas resistivas de energía anual en la situación actual y la agrupada se llega a determina una vez más que disminuyen las pérdidas para el caso agrupado.

3.9 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN LA RED SECUNDARIA DE DISTRIBUCIÓN

3.9.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA

De acuerdo al GIS se tienen tramos pequeños de red secundaria en la calle de Los Cipreses, los mismos que servirán para realizar el estudio de pérdidas en la red de distribución.

SITUACIÓN ACTUAL

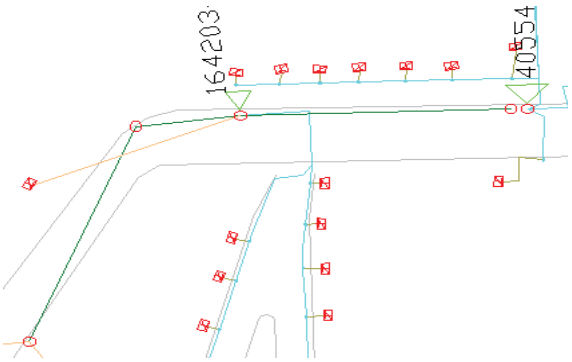


Figura 3.7 Tramo 1 de red de distribución

Como primer paso para calcular las pérdidas resistivas en la red de distribución, se debe realizar el flujo de carga en la red secundaria para encontrar la demanda que circula por los tramos.

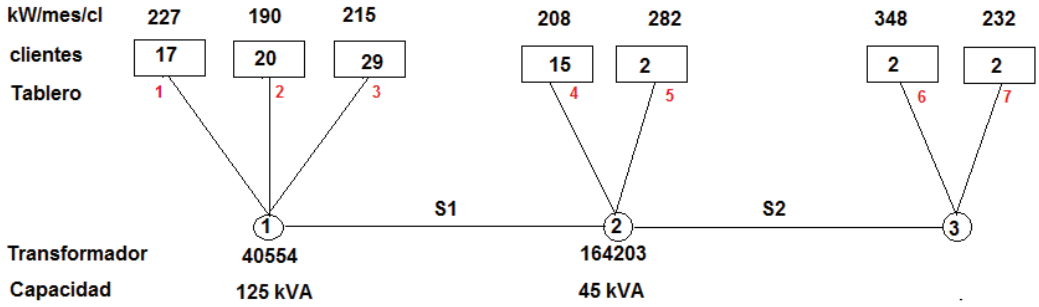


Figura 3.8 Esquema del tramo1

En la figura 3.8 se puede observar que el transformador 40554 alimenta solo a los tableros del poste 1, lo que quiere decir que el tramo s1 no lleva carga y por lo tanto no existen pérdidas en la red de distribución debido a que no se utiliza.

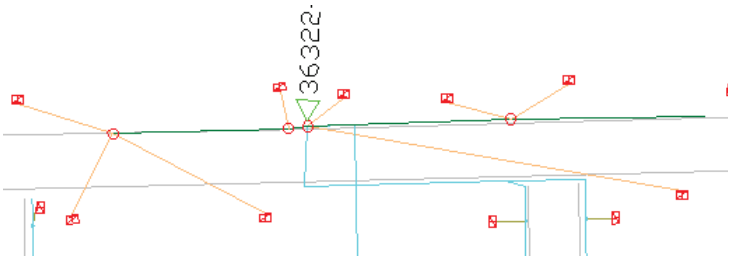


Figura 3.9 Tramo 2 de red de distribución

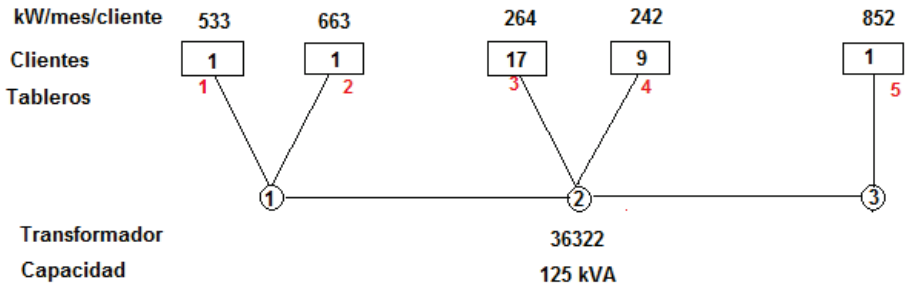


Figura 3.10 Esquema del tramo 2.

Con el método de la REA, se encuentra la demanda coincidente en kW, kVA, y la corriente trifásica.

$$Factor\ A = c(1 - 0.4c + 0.4(c^2 + 40)^{1/2})$$

$$c = número\ de\ clientes\ o\ consumidores$$

$$Factor\ B = 0.005925 * ((kWh/mes)\ /\ cl)\text{^}0.885$$

$$Demanda\ coincidente = A * B$$

Entonces:

$$Factor\ A = 17\left(1 - 0.4 * 17 + 0.4 * (17^2 + 40)^{1/2}\right) = 24.7408$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (264)^{0.885} = 0.82377$$

$$factor\ de\ potencia = 0.95$$

$$Dem_{coinc} = 24.7408 * 0.82377 = 20.4\ kW$$

$$Dem_{coinc} = \frac{20.4}{0.95} = 21.47kVA$$

Utilizar el factor de coincidencia para encontrar la demanda individual de cada consumidor. Ver figura 3.11. Para 17 clientes se tiene un factor de coincidencia de 0.355.

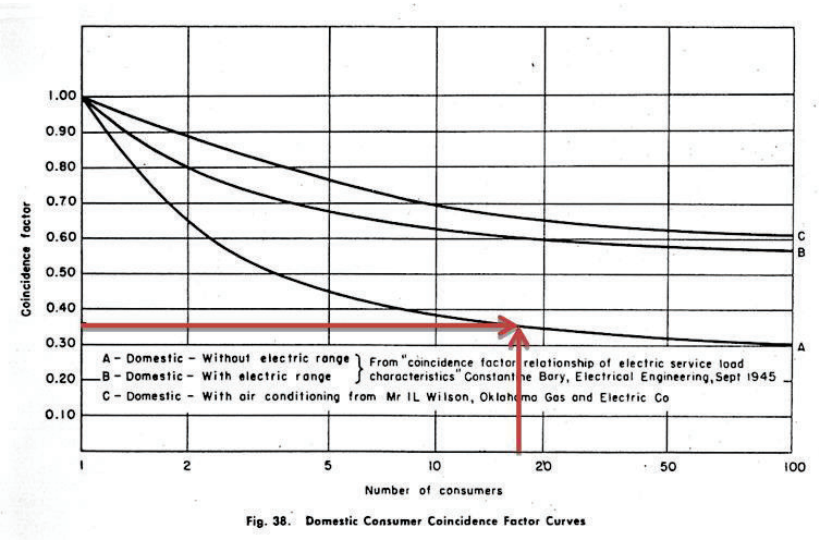


Figura 3.11 Factor de coincidencia

$$f_{c(17)} = 0.355$$

$$Dem_{ind} = \frac{\frac{30.4}{0.355}}{17} = 3.38\ kW$$

Realizar el mismo proceso para los demás tableros con número de clientes igual o mayor a 5, caso contrario (Ver numeral 3.6.2).

Tabla 3.39 Demanda individual del tramo 2

Nº	Consumo	Dem_max_coin		I3φ	Dem ind
Clientes	[kWh/mes/cl]	[kW]	[kVA]	[A]	[kW]
1	533	7.58	5	13.8	7.58
1	663	9.2	2.9	8	9.20
17	264	20.4	21.5	59.5	3.38
9	242	12.4	13	36.1	3.63
1	852	11.49	12.09	33.6	11.49

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 7.58 * 1 + 9.2 * 1 + 3.38 * 17 + 3.63 * 9 + 11.49 * 1$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 118.4\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 118.37 * 0.334 = 39.53\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 41.62\ kVA$$

Tabla 3.40 Energía por poste del tramo 2

Nº		Consumo	Energía	
Postes	**Clientes**	**[kWh/mes/cl]**	**[kWh/cliente]**	**[kWh/poste]**
1	1	533	533	1196
	1	663	663	
2	17	264	4488	6666
	9	242	2178	
3	1	852	852	852

$$Energía_{p1} = 533 + 663 = 1196\ \ kWh$$

$$Energía_{p2} = 264 * 17 + 242 * 9 = 6666\ kWh$$

$$Energía_{p3} = 852 * 1 = 852\ kWh$$

$$Energía_{total} = 1196 + 6666 + 852 = 8714\ kWh$$

$$Indice = \frac{39.53}{8714} = 0.00454\ \ kW/kWh$$

- ✓ **Poste 1**

  $$Demanda_{p1} = 1196 * 0.00454 = 5.42\ kW$$

- ✓ **Poste 2**

$$Demanda_{p2} = 6666 * 0.00454 = 30.26\ kW$$

✓ **Poste 3**

$$Demanda_{p3} = 852 * 0.00454 = 3.86\ kW$$

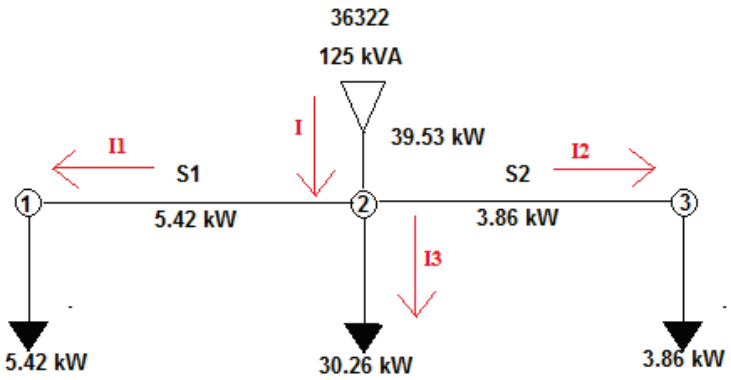


Figura 3.12 Flujo de carga del tramo 2.

$$I = \frac{Demanda}{\sqrt{3} * VL * cos\,\theta} \tag{3.8}$$

$$I = \frac{39.53 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 115.5\ A$$

$$I1 = \frac{5.42 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 15.83\ A$$

$$I2 = \frac{30.26 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 88.41\ A$$

$$I3 = \frac{3.86 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 11.27\ A$$

Tipo de conductor AA (2/0 AWG), longitud del S1=35.8 m, longitud S2=30.9 m por lo tanto una resistencia de $0.4245 \frac{\Omega}{km}$.

$$P_{S1} = I^2 R \tag{3.9}$$

$$P_{S1} = 15.83^2 * 0.4245 \frac{\Omega}{km} * 0.0358\ km = 3.81\ W$$

$$P_{S2} = I_1{}^2 R$$

$$P_{S2} = 11.27^2 * 0.4245 \frac{\Omega}{km} * 0.0309\ km = 1.66\ W$$

$$P_t = P_{S1} + P_{S2}$$

$$P_t = 3.81 + 1.66 = 5.47\ W$$

$$P_t = 5.47 * 12meses = 65.64\ W\ (Pérdidas\ resistivas\ de\ potencia).$$

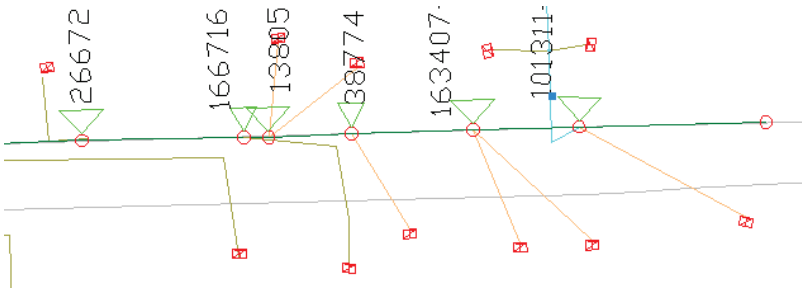


Figura 3.13 Tramo 3 de red de distribución.

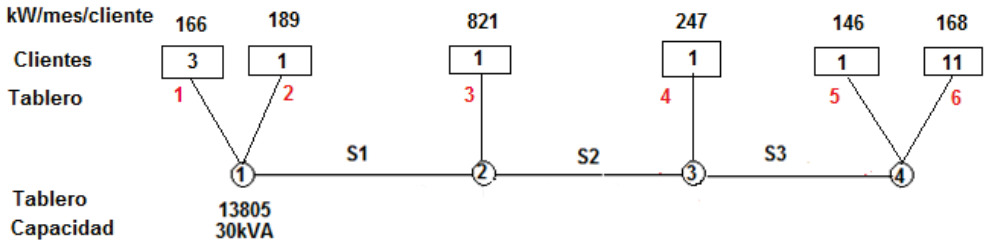


Figura 3.14 Esquema del tramo 3.

Tabla 3.41 Demanda individual de cada tablero del tramo 3

Nº	Consumo	Dem_max_coin		I3φ	Dem ind
Clientes	[kWh/mes/cl]	[kW]	[kVA]	[A]	[kW]
3	166	4.455	4.9	13.5	2.7
1	189	3.03	3.2	8.9	3.03
1	821	11.12	11.7	32.5	11.12
1	247	3.84	4	11.2	3.84
1	146	2.41	1.65	2.5	2.41
11	168	10.7041	17.67	2.8	2.63

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 2.7 * 3 + 3.03 * 1 + 11.12 * 1 + 3.84 * 1 + 2.41 * 1 + 2.63 * 11$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 57.43\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 5743 * 0.349 = 20.1\ \ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 21.1\ kVA$$

Tabla 3.42 Energía por poste del tramo 3

Nº		Consumo	Energía	
Postes	**Clientes**	**[kWh/mes/cl]**	**[kWh /cliente]**	**[kWh/poste]**
1	3	166	498	
	1	189	189	687
2	1	821	821	821
3	1	247	247	247
4	1	146	146	
	11	168	1848	1994

$$Energía_{p1} = 3 * 166 + 1 * 189 = 687\ kWh$$

$$Energía_{p2} = 821 * 1 = 821 kWh$$

$$Energía_{p3} = 247 * 1 = 247\ kWh$$

$$Energía_{p4} = 146 * 1 + 168 * 11 = 1994\ kWh$$

$$Energía_{total} = 687 + 821 + 852 = 8714\ kWh$$

$$Indice = \frac{20.1}{3749} = 0.0054\ kW/kWh$$

- ✓ **Poste 1**

$$Demanda_{p1} = 687 * 0.0054 = 3.68\ kW$$

- ✓ **Poste 2**

$$Demanda_{p2} = 821 * 0.0054 = 4.43\ kW$$

- ✓ **Poste 3**

$$Demanda_{p3} = 247 * 0.0054 = 1.33\ kW$$

- ✓ **Poste 4**

$$Demanda_{p4} = 1994 * 0.0054 = 10.77\ kW$$

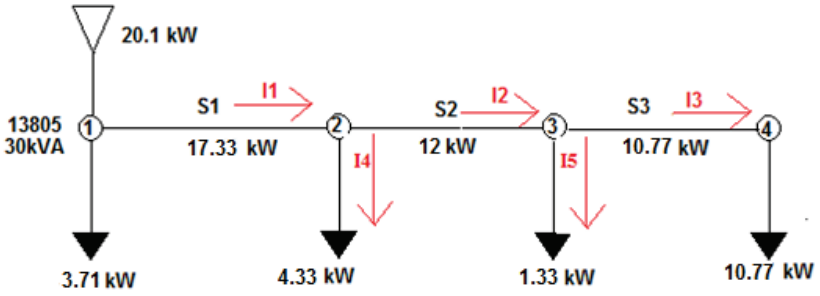


Figura 3.15 Flujo de carga tramo 3.

$$I = \frac{Demanda}{\sqrt{3} * VL * cos\,\theta}$$

$$I1 = \frac{17.33 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 50.64\ A$$

$$I2 = \frac{12 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 35.06\ A$$

$$I3 = \frac{10.77 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 31.47\ A$$

Tipo de conductor ACSR (1/0), longitud del S1=12.8m, S2=18.8 m, S3=16.3 m por lo tanto una resistencia de $0.5364 \frac{\Omega}{km}$ (referencia 6).

$$P_{S1} = I_1{}^2 R$$

$$P_{S1} = 50.64^2 * 0.5364 \frac{\Omega}{km} * 0.0128\ km = 17.61\ W$$

$$P_{S2} = I_2{}^2 R$$

$$P_{S2} = 35.06^2 * 0.5364 \frac{\Omega}{km} * 0.0188\ km = 12.4\ W$$

$$P_{S3} = I_3{}^2 R$$

$$P_{S3} = 31.47^2 * 0.5364 * 0.0163\ km = 8.65\ W$$

$$P_t = P_{S1} + P_{S2} + P_{S3}$$

$$P_t = 17.61 + 12.4 + 8.65 = 38.66\ W.$$

$$P_t = 38.66 * 12 meses = 463.9\ W\ \textit{(Pérdidas resistivas de potencia).}$$

$$\textit{Pérdidas de potencia resistiva anual} = 65.64 + 463.9 = \mathbf{0.53\ kW}$$

Ahora se realiza el análisis de pérdidas de potencia resistiva anual en la situación agrupada siguiendo los mismos pasos de cálculos de la situación actual.

SITUACIÓN AGRUPADA

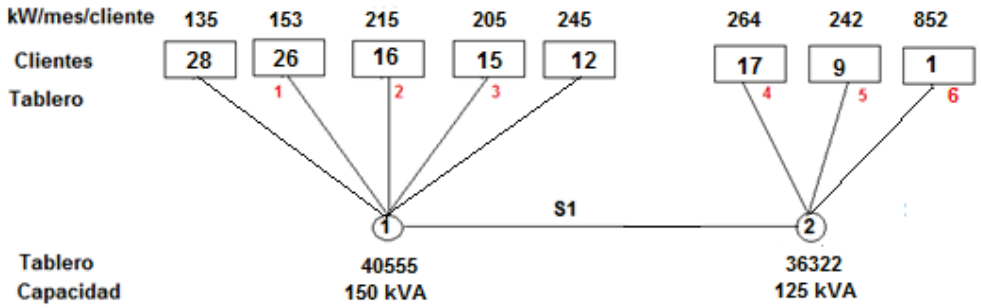


Figura 3.16 Esquema del tramo 2

Tabla 3.43 Demanda Individual de cada tablero del tramo 2

Nº	Consumo	Dem_max_coin		I3φ	Dem ind
Clientes	[kW/mes/cl]	[kW]	[kVA]	[A]	[kW]
17	264	20.4	21.5	59.5	3.38
9	242	12.4	13	36.1	3.63
1	852	11.49	12.09	33.6	11.49
28	135	16.30	17.2	47.7	1.74
26	153	17.20	18.1	50.3	1.95
16	215	16.30	17.1	47.6	2.85
15	205	14.90	15.7	43.6	2.76
12	245	15.00	15.8	44	3.38

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 328.29\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 328.29 * 0.3 = \ 98.49\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 103.67\ kVA$$

Tabla 3.44 Energía por poste del tramo 2

Nº		Consumo	Energía	
Postes	Clientes	[kWh/mes/cl]	[kWh/cliente]	[kWh/poste]
1	28	135	3780	17213
	26	153	3978	
	16	215	3440	
	15	205	3075	
	12	245	2940	
2	17	264	4488	7518
	9	242	2178	
	1	852	852	
				24731

$$Indice = \frac{98.49}{24731} = 0.00398 kW/kWh$$

- ✓ **Poste 1**

$$Demanda_{p1} = 17213 * 0.00398 = 68.54\ kW$$

✓ **Poste 2**

$$Demanda_{p2} = 7518 * 0.00398 = 29.92 kW$$

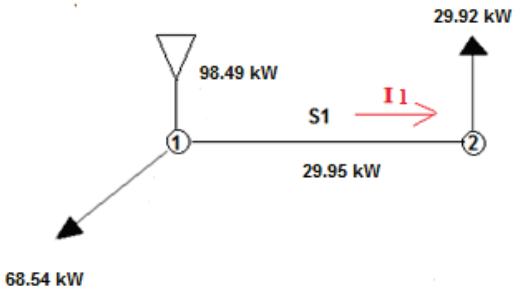


Figura 3.17 Flujo de carga tramo 2

$$I = \frac{Demanda}{\sqrt{3} * VL * cos\ \theta}$$

$$I1 = \frac{29.95 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 87.5\ A$$

Tipo de conductor AA (2/0 AWG), longitud del S1=70.3 m, por lo tanto una resistencia de $0.4245 \frac{\Omega}{km}$.

$$P_{S1} = I^2 R$$

$$P_{S1} = 87.5^2 * 0.4245 \frac{\Omega}{km} * 0.0703\ km = 228.4\ W$$

$$P_t = 228.4\ W$$

$$P_t = 228.4 * 12meses = 2741.76\ W\ (Pérdidas\ resistivas\ de\ potencia)$$

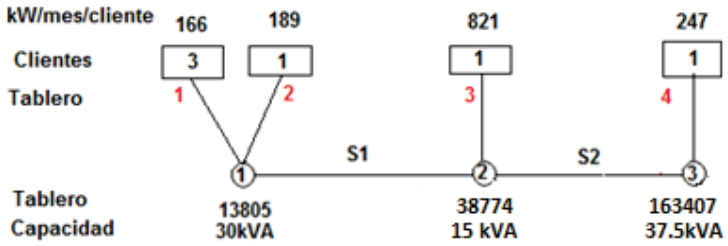


Figura 3.18 Tramo 3 de red de distribución.

Tabla 3.46 Demanda Individual de cada tablero

Nº	Consumo	Dem_max_coin		I3φ	Dem ind
Clientes	[kWh/mes/cl]	[kW]	[kVA]	[A]	[kW]
3	166	4.455	4.9	13.5	2.7
1	189	3.03	3.2	8.9	3.03
1	821	11.12	11.7	32.5	11.12
1	247	3.84	4	11.2	3.84

$$Dem_{ind_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind}$$

$$Dem_{ind_{trafo}} = 26.09\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 26.09 * 0.43 = 11.22\ kW$$

$$Dem_{coinc_{trafo}} = 11.81\ kVA$$

Tabla 3.47 Energía por poste del tramo 3

Nº		Consumo	Energía	
Postes	Clientes	[kWh/mes/cl]	[kWh /cliente]	[kWh/poste]
1	3	166	498	687
	1	189	189	
2	1	821	821	821
3	1	247	247	247

$$Indice = \frac{11.22}{1755} = 0.00639 kW/kWh$$

- ✓ **Poste 1**

$$Demanda_{p1} = 687 * 0.00639 = 4.39\ kW$$

- ✓ **Poste 2**

$$Demanda_{p2} = 821 * 0.00639 = 5.24\ kW$$

- ✓ **Poste 3**

$$Demanda_{p3} = 247 * 0.00639 = 1.57\ kW$$

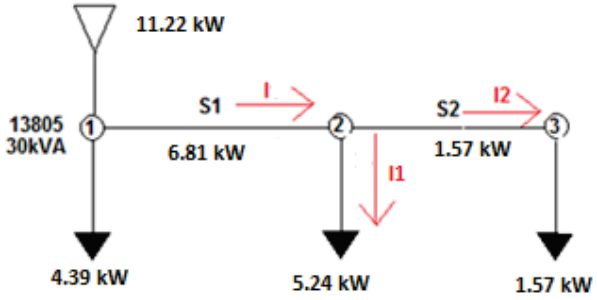


Figura 3.19 Flujo de carga del tramo 3.

$$I = \frac{Demanda}{\sqrt{3} * VL * cos\,\theta}$$

$$I1 = \frac{6.81 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 19.89\ A$$

$$I2 = \frac{1.57 * 1000}{\sqrt{3} * 208 * 0.95} = 4.58\ A$$

Tipo de conductor ACSR (1/0 AWG), longitud del S1=12.8m, S2=18.8 m, por lo tanto una resistencia de $0.5364 \frac{\Omega}{km}$ (referencia 6).

$$P_{S1} = {I_1}^2 R$$

$$P_{S1} = 19.89^2 * 0.5364 \frac{\Omega}{km} * 0.0128\ km = 2.71W$$

$$P_{S2} = {I_2}^2 R$$

$$P_{S2} = 4.58^2 * 0.5364 \frac{\Omega}{km} * 0.0188\ km = 0.21\ W$$

$$P_t = P_{S1} + P_{S2}$$

$$P_t = 2.71 + 0.21 = 2.92W$$

$$P_t = 2.92 * 12meses = 35.04\ W$$ *(Pérdidas resistivas de potencia)*

$$Pérdidas\ resistivas\ de\ potencia\ \ = 2741.76 + 515.09 = \mathbf{3.25\ kW}$$

Los resultados obtenidos reflejan que las pérdidas resistivas de potencia en la redes secundarias en la situación actual es 0.53 kW y la agrupada es 3.25 kW, la última situación incrementa en valor debido a que existe un aumento de carga en el tramo 2.

3.9.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Un parámetro importante para calcular las pérdidas de energía de la red secundaria es el factor de pérdidas el que se encuentra calculado en la tabla 3.30 para cada transformador.

Entonces con los valores de pérdidas de potencia se crea una tabla de datos para calcular las pérdidas de energía en la situación actual.

Tabla 3.48 Datos de la situación actual

Transformador	Pérdidas de potencia [kW]	Fpér%
36322	0.065	41
13805	4.63	28

$$E_{pér}\ anual = Pt * F_{pér} * 8760$$

$$E_{pér}\ anual\ 1 = 0.065 * 0.41 * 8760 = 233.45\ kWh$$

$$E_{pér}\ anual\ 2 = 0.463 * 0.28 * 8760 = 1135.64\ kWh$$

$$E_{pér}\ anual\ total = 233.45 + 1135.64 = 1369.09\ kWh$$

Para la situación agrupada se tiene la siguiente tabla de datos:

Tabla 3.49 Datos de la situación agrupada

Transformador	Pérdidas de potencia [kW]	Fpér%
36322	2.74	41
13805	0.515	28

$$E_{pér}\ anual\ 1 = 2.74 * 0.41 * 8760 = 9840\ kWh$$

$$E_{pér}\ anual\ 2 = 0.515 * 0.28 * 8760 = 1263.19\ kWh$$

$$E_{pér}\ anual\ total = 233.45 + 1135.64 = 11103.19\ kWh$$

3.10 RESULTADO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA TOTAL

En la siguiente tabla se puede observar los valores de pérdidas anuales obtenidas del estudio realizado, los mismos que al comparar la situación actual con la situación agrupada o propuesta se puede llegar a concluir que disminuyen notablemente las pérdidas de potencia y energía tanto en el núcleo como resistivas en el transformador, lo contrario sucede con las pérdidas en la red secundaria donde es notable un incremento.

Al lograr disminuir pérdidas mejora la calidad de servicio de la EEQ a los usuarios, además disminuye costos por cada kWh de energía disminuida.

Tabla 3.50 Resultado de pérdidas de potencia y energía

	SITUACIÓN					
	Actual			Agrupada		
Pérdidas Anuales	**Núcleo**	**Resistivas**	**Total**	**Núcleo**	**Resistivas**	**Total**
De Potencia en el trasformador [kW]	4.31	15.84	20.15	2.2	8.7	10.99
De energía en el trasformador [kWh]	37774.6	3064.71	40839.4	11971.8	1185.5	13157.2
De potencia En la red secundaria [kW]		0.53			3.25	
De energía en la red secundaria [kWh]		1369.09			11103.19	

CÁPITULO 4

PROPUESTA DE METODOLOGÍA

4.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos anteriores se hizo referencia a la metodología que se usaría para aclarar dudas y exponer los criterios necesarios en la resolución de los problemas de la congestión de transformadores de distribución en las avenidas y calles de Quito.

Es así que, a continuación, todo el estudio realizado se encuentra resumido en pasos, para constituir la metodología para afrontar la solución al problema planteado en el proyecto de tesis.

La metodología se prueba en un caso de aplicación en un tramo de red de la calle en estudio; para luego, en base a los resultados obtenidos poder concretar criterios generales para cualquier caso.

Dentro del procedimiento se examina la situación actual en la que se hallan los elementos de distribución es decir transformadores, red de baja tensión, acometidas y conductores; la demanda que generan los clientes asociados a cada transformador.

De la misma manera se debe analizar la nueva situación agrupada, que se obtiene asociando clientes y reduciendo el número de transformadores, escogiendo el de mayor capacidad y retirado el resto para con ello conocer la nueva demanda que tiene cada transformador y la factibilidad del nuevo arreglo propuesto para la red secundaria.

Además, se incluirá el estudio de las demandas con cocinas de inducción para el sector residencial, por ser el nuevo uso final que está ingresando en nuestro país y es necesario preparar la red para su incorporación.

Al aplicar la metodología se obtendrán los siguientes beneficios; disminución de transformadores, reducción de pérdidas en el núcleo, entrega de un buen servicio al cliente y una mejora en el ornato de la ciudad; objetivos que fueron propuestos en el proyecto de tesis.

4.2 PROPUESTA DE METODOLOGÍA

De acuerdo al desarrollo realizado del caso estudiado se generan los criterios generales para describir la metodología de mejora del factor de utilización de los transformadores de la EEQ.

4.2.1 ANALÍSIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES

4.2.1.1 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

Se debe seleccionar una zona específica donde los transformadores de distribución se encuentren subutilizados es decir con factores de utilización bajo.

4.2.1.2 RECOPILAR INFORMACIÓN

Recopilar información del sistema de distribución de la EEQ, utilizando la base de datos del Sistema de Información Geográfica (GIS) y del programa SIEE COMERCIAL de la EEQ.

El GIS y SIEE permite encontrar los elementos necesarios para desarrollar el estudio en la zona, por ejemplo:

- ✓ red de media, baja tensión, acometidas y postes
- ✓ La información relacionada con los transformadores:
  - ✓ Número de transformadores
  - ✓ Capacidad instalada
  - ✓ Número del transformador
  - ✓ Tipo de transformador
  - ✓ Lugares de alimentación del transformador
  - ✓ Número de clientes asociados al transformador
- ✓ Número de clientes, número de suministros, historial de facturación de consumo por cliente entre otros.

Ver numeral (3.6.1)

4.2.1.3 ESTUDIO DE CAMPO

Se realiza un estudio de campo de la zona para verificar la pertinencia y actualización de la base de datos del GIS y SIEE comercial. En caso de encontrar alguna diferencia se procede a actualizar los datos.

Una vez ratificada la información se requiere realizar los registros de carga de los transformadores. Los registros medidos de por lo menos una semana, con intervalos de demanda de 15 minutos. Dado que la EEQ por exigencia de calidad debe hace en intervalos de 10 minutos, se sugiere solicitar que los registros se hagan con intervalos de demanda de 5 minutos, para facilitar agrupar en intervalos de 15 minutos y tener registros de voltaje cada 10 minutos.

4.2.1.4 FACTOR DE UTILIZACIÓN

Para conocer el estado de utilización de la capacidad de los transformadores se procede a calcular el factor de utilización, con la expresión 2.3:

$$FdU = \frac{D_{max}}{CAP_{instalada}}$$

Donde:

$FdU = Factor\ de\ Utilización$

$D_{max} = Demanda\ máxima$

$CAP_{instalada} = Capacidad\ instalada$

De acuerdo a la expresión anterior se necesita de la demanda máxima del transformador, la misma que se puede encontrar por dos procedimientos:

PROCEDIMIENTO 1

POR REGISTROS DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

De las demandas cada 15 minutos registradas por el transformador en un periodo de una semana se encuentra la demanda máxima coincidente del transformador, la misma que debe estar en kVA para dividir con la capacidad instalada del transformador y obtener el factor de utilización.

PROCEDIMIENTO 2

DEL CONSUMO PROMEDIO DE LOS CLIENTES CON MÉTODO DE LA REA.

Este procedimiento sirve para clientes residenciales o pequeños comercios donde su negocio es extensión de la vivienda, se requiere de los siguientes datos:

- ✓ Consumo promedio mes cliente (kWh/mes/cl) que se obtiene de los registros de facturación de cada suministro o cliente en un período de un año.
- ✓ Número de clientes asociados al transformador

Con el dato del consumo kWh/mes/cl se procede encontrar la demanda máxima coincidente utilizando el método de la REA.

Donde:

$$Factor\ A = c(1 - 0.4c + 0.4(c^2 + 40)^{1/2})$$

$$c = número\ de\ clientes\ o\ consumidores$$

$$Factor\ B = 0.005925 * (kWh/mes/cl)^{0.885}\ Demanda\ coincidente = A * B$$

Se calcula la demanda máxima individual con la expresión (3.4):

$$Dem_ind = \frac{\frac{Dmax_{coinc}}{f_{coinc}}}{c}$$

El factor de coincidencia se obtiene de la curva del factor de coincidencia <Referencia 3>.

Con la expresión (3.6) se encuentra la demanda coincidente en el transformador.

$$Dem_{coinc_{trafo}} = \Sigma Dem_{ind_{trafo}} * f_c$$

La demanda coincidente del transformador permite conocer la capacidad utilizada de los transformadores existentes y tener un panorama claro para realizar agrupaciones que permitan disminuir el número de transformadores y mejorar su factor de utilización. (Ver numeral 3.5).

4.2.1.5 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Existen dos clases de pérdidas en los transformadores de distribución, las pérdidas en el núcleo y las pérdidas resistivas o en los devanados.

4.2.1.5.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL NÚCLEO

Las pérdidas de potencia en el núcleo se determinan con la prueba en vacío de los transformadores y es un dato que entrega el fabricante.

$$Ppot_{núcleo} = Pérdidas\ (en\ vacío) en\ el\ transformador\ kW.$$

$$PTpot_{núcleo} = \sum Po$$

Donde:

$$PTpot_{núcleo} = Pérdidas\ de\ potencia\ en\ el\ núcleo\ de\ todos$$

$$los\ transformadores\ asociados\ en\ sector$$

$$Po = Pérdidas\ en\ el\ vacío\ del\ transformador\ de\ distribución$$

4.2.1.5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NÚCLEO

Para encontrar las pérdidas de energía en el núcleo se necesita de las pérdidas en vacío (información que proporciona el fabricante) y el período de tiempo.

$$Penergía_{núcleo} = (Po * t)$$

Donde:

$$Po = Pérdidas\ en\ vacío\ del\ transformador\ de\ distribución$$

$$t = tiempo\ en\ horas\ (en\ caso\ de\ un\ año\ 8760\ h)$$

4.2.1.5.3 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE POTENCIA

La prueba de cortocircuito realizada a los transformadores permite conocer las pérdidas resistivas de potencia, dato que también aporta el fabricante.

Para calcular las pérdidas resistivas en un intervalo i, cualquiera, se utiliza la expresión (2.7).

$$DrL_i = \left(\frac{(Dp_i) * (\cos \emptyset_{max})}{(Dp_{max}) * (\cos \emptyset_i)}\right)^2 * DrL_{max}$$

Donde:

$DrL_i =$ *Pérdidas resistivas en el intervalo i*

$Dp_i =$ *Demanda en el intervalo i*

$Dp_{max} =$ *Demanda máxima*

$DrL_{max} =$ *Pérdidas resistivas a demanda máxima*

$\cos \emptyset_{max} =$ *factor de potencia* a demanda *máxima*

$\cos \emptyset_i =$ *factor de potencia en el intervalo i*

Para que la expresión sea completa se requiere de la ecuación (2.8).

$$DrL_{max} = \left(\frac{kVA\ D_{max}}{kVA\ D_{nom}}\right)^2 * Pcu = (FdU)^2 * Pcu$$

Donde:

$kVA\ D_{max} =$ *Demanda máxima en kVA del registro de carga*

$kVA\ D_{nom} =$ *Demanda nominal en kVA del transformador*

$Pcu =$ *Pérdidas resistivas a plena carga*

$FdU =$ *Factor de utilización*

4.2.1.5.4 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE ENERGÍA

En caso de tener el registro de carga anual, de la curva de carga se calcula directamente la energía anual de pérdidas. Debido a que normalmente se dispone de los registros de una semana completa, se procede a calcular las

pérdidas para una semana y multiplicar por 52 semanas del año para obtener las pérdidas anuales (Ver Numeral 3.7).

La Energía de pérdidas se calcula con la expresión (2.9):

$$E_{pér} = \sum DrL_i * \Delta t\ (h)$$

Donde:

$$\sum DrL_i = Sumatoria\ de\ las\ pérdidas\ \ resistivas\ a\ \text{la}\ demanda$$

$$de\ \text{cada uno de}\ los\ intervalos$$

$$\Delta t\ (h) = tiempo\ \text{del}\ intervalo\ de\ \text{demanda}en\ horas$$

Se encuentra DrLi con la expresión (2.7).

Para encontrar el Drlmax se utiliza la segunda expresión (2.8).

Para calcular la energía anual de pérdidas resistivas se usa la expresión (2.11):

$$E_{pér\ resitivas}\ anual = Drl_{max} * F_{pér} * 8760$$

Donde:

$$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$$

$$F_{pér} = Factor\ de\ pérdidas$$

$$t = 8760\ horas\ cuando\ el\ período\ de\ análisis\ es\ un\ año.$$

El factor de pérdidas depende de las pérdidas de energía, el tiempo y las pérdidas a demanda máxima de los registros de carga, mostrados en la siguiente expresión (2.10).

$$F_{pér} = \frac{E_{pér}}{Drl_{max} \times t}$$

Donde:

$DrL_{max} = Pérdidas\ resistivas\ a\ demanda\ máxima$

$E_{pér} = Energía\ de\ pérdida$

$t = 8760\ horas\ cuando\ el\ período\ de\ análisis\ es\ un\ año.$

4.2.1.6 PÉRDIDAS EN LA RED SECUNDARIA

Se realiza el estudio de pérdidas en la red secundaria

- ✓ Determinar los datos de la red secundaria con la base de datos GIS
  - ✓ Tipo de conductor
  - ✓ Calibre del conductor
  - ✓ Longitud

Si existe un pequeño tramo de red secundaria se procede de la siguiente manera:

- ✓ Se calcula el flujo de carga del tramo de red secundaria obteniendo
  - ✓ Las demandas en cada tramo
  - ✓ Corrientes en el tramo
- ✓ Con los datos anteriores y la siguiente expresión se encuentran las pérdidas de cada tramo de la red secundaria.

$$P = I^2R$$

- ✓ Al sumar todas las pérdidas de los tramos se determinan las pérdidas resistivas totales de potencia.

En caso de tener una amplia red secundaria los cálculos se realizan con la ayuda de un programa computacional adecuado para obtener las pérdidas resistivas de potencia, entre ellos están el CYMDIST, NEPLAN, entre otros.

(Ver numeral 3.9).

4.2.2 ANALISÍS DE LA SITUACIÓN CON AGRUPACIÓN DE TRANSFORMADORES.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación actual, se procede con los siguientes criterios:

4.2.2.1 AGRUPACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

En caso de tener varios transformadores en una calle se agrupan los transformadores de acuerdo al análisis obtenido de los factores de utilización, teniendo cuidado de lo siguiente:

- ✓ Considerar el transformador de mayor capacidad en cada agrupación.
- ✓ Comprobar que el transformador elegido tenga un coeficiente de utilización bajo.
- ✓ Crear una tabla de datos identificando el número del transformador elegido, capacidad del mismo y número de clientes asociados, factores de coincidencia.
- ✓ Ver numera(2.6.2)

4.2.2.2 ESTUDIO DE LA DEMANDA COINCIDENTE DEL TRANSFORMADOR CON COCINAS DE INDUCCIÓN

Para encontrar la demanda máxima coincidente de los transformadores no se podrán utilizar el primer procedimiento descrito en la situación actual, sino sólo el de estimación de carga por el método de la REA debido que al agrupar cambia el número de clientes, se modifica el factor de coincidencia y por lo tanto habrá una nueva demanda. Además es importante resaltar que la modificación del factor de coincidencia es la consideración de mayor cuidado.

En la demanda coincidente del transformador se debe aumentar la carga correspondiente a las cocinas de inducción que es el uso final a implementarse

en nuestro país, entonces se procede a realizar el estudio de la demanda al mediodía y en la noche con cocinas de inducción. Ver <referencia 5>

Con la explicación anterior se realiza el cálculo de los transformadores agrupados.

En la referencia 5 se encuentran las curvas de demanda diversificada, de donde se pueden obtener los factores de coincidencia para las cocinas.

$$dem_{mdía} = 2.4 * \#cocinas * \frac{factor\ de\ coincidencia\ deacuerdo\ al \#cocinas}{factor\ de\ coincidencia\ de\ una\ cocina}$$

Se requiere de la demanda al medio día sin cocina para los transformadores agrupados, para lo cual se conocen los siguientes datos; número de clientes asociados por transformador y tablero, demanda máxima coincidente, demanda máxima del día y demanda máxima del mediodía obtenida de las curvas de los registros

Con la información anterior se procede a calcular la demanda coincidente del medio día para cada tablero de cada transformador, luego se encuentra la demanda individual de cada grupo de clientes de cada tablero.

La suma de los tableros asociados al transformador por el factor de coincidencia del grupo da como resultado la nueva demanda coincidente del transformador.

Una vez calculada la demanda coincidente del transformador se obtiene la demanda máxima al medio día, que sería la demanda máxima actual más la demanda máxima con cocina.

DEMANDA EN LA NOCHE CON COCINA DE INDUCCION

Para encontrar la demanda máxima en la noche se toma el 60% de la demanda con cocina, más la demanda máxima actual del transformador.

- ✓ Se verificamos que la agrupación realizada es apropiada cuando los resultados de la demanda máxima coincidente del transformador no sobrepasa la capacidad del mismo.

- ✓ Si la agrupación sobrepasa la capacidad del transformador elegido, se deben realizar nuevas reagrupaciones, tomando en cuenta que el factor de coincidencia cambiará cada vez que se haga cambios en el número de clientes, éstos pasos se volverán a repetir hasta obtener la agrupación adecuada para mejorar el factor de utilización de los transformadores.

- ✓ Además al agrupar los transformadores puede cambiar la red secundaria entonces para ello se necesitara realizar un nuevo diseño, en caso de ser necesario caso contrario, se utilizaría la misma red.

- ✓ (Ver numeral 3.6.2.1 y 3.6.2.2).

4.2.2.3 PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA SITUACIÓN AGRUPADA

Las pérdidas de potencia en el núcleo, pérdidas de potencia resistiva y pérdidas de energía en el núcleo se calculan de forma similar que la situación actual, con la diferencia que en la situación agrupada disminuirán el número de transformadores.

4.2.2.3.1 PÉRDIDAS RESISTIVAS DE ENERGÍA

Para el caso agrupado se debe realizar una estimación de las curva de carga es decir sumar los promedios de demanda de 15 minutos de los registros de carga de por lo menos una semana de los transformadores agrupados, para obtener la demanda máxima coincidente del transformador que está ahora aceptando la nueva carga.

Para encontrar el Drlmax se utiliza la expresión (2.8).

Al comparar las pérdidas de potencia y energía de la situación actual con la agrupada, debe dar como resultado una disminución de las mismas, caso contrario el trabajo realizado no tendría un beneficio. (Ver numeral 3.8)

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La base de datos facilitada por la EEQ permite desarrollar los estudios necesarios, permitiendo así aplicar la metodología presentada para mejorar el coeficiente de utilización de los transformadores y a su vez economizar equipos de transformación.

- En el estudio de carga de los transformadores de la situación agrupada se toma en cuenta el efecto de la carga de las cocinas de inducción, debido que es uno de los nuevos usos finales que los clientes de la EEQ están incluyendo en su servicio.

- El incremento de carga debido a las cocinas de inducción en el análisis de demanda de los transformadores agrupados, no pesa demasiado debido a que los transformadores se encuentran subutilizados en porcentajes bajos.

- El factor de utilización no es más que la capacidad utilizada de los transformadores, por lo cual si es baja su utilización, la inversión en este equipo está desaprovechada.

- En el estudio del caso de aplicación realizado, se concluye que la mayoría de transformadores estaban subutilizados, razón por la cual se desarrolla un estudio de carga reagrupando los transformadores, donde se demuestra que varios de ellos son innecesarios, entonces se cumple el objetivo del proyecto que es reutilizar los equipos de transformación en lugares donde requiera la EEQ.

- El factor de coincidencia es el valor clave dentro del análisis de la demanda máxima coincidente del transformador. En la agrupación de transformadores varía de acuerdo al número de clientes que se asocien, por lo que se lo debe tomar muy en cuenta.

- Al comparar los resultados de pérdidas de energía anuales, en la calle De Los Cipreses, la situación actual genera un valor de 40839.4 kWh mientras que la situación agrupada 13157.2 kWh en los transformadores. La red secundaria, con las secciones añadidas y la nueva carga tiene un incremento de pérdidas de 9734.1 kWh para la EEQ. La reducción neta de pérdidas es de 17948.1 kWh, que representa un ahorro anual de USD 1435.7 para la EEQ. La inversión ahorrada en transformadores representa USD 22600, considerando una depreciación del 50% de su precio original, debido a que se reduce el número de transformadores de 17 a 8 quedando 9 para poder reutilizarlos, todo esto ayuda a que la EEQ no invierta en nuevo material de transformación sino al contrario mejore su inversión y mejora el factor de utilización de los transformadores.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Poveda M., Planificación de Sistemas de Distribución, Quito, 1987

[2] «http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf,» [En línea]. Available: http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf. [Último acceso: 14 AGOSTO 2013].

[3] Poveda M., Apuntes en clase de Planificación de Sistemas de Distribución, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2012.

[4] EEQ,Siee. Comercial, «Historia de Facturaciones,» 2014.

[5] Poveda M., «Efectos De La Cocción Eléctrica En Las Redes De Distribución,» 2014.

ANEXOS

ANEXO 1

PLANO DE LA CALLE DE LOS CIPRESES

ANEXO 2

CURVAS DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

ANEXO3

DATOS DE TRANSFORMADORES

ANEXO 4

DATOS DE PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE ACUERDO A SU MARCA Y AÑO DE FABRICACIÓN

ANEXO 5

REGISTROS DE CARGA DEL TRANSFORMADOR 163417

ANEXO 6

DATOS DE DEMANDAS CALCULADAS Y MEDIDAS AL MEDIO DÍA

ANEXO 7

ESQUEMA DE LA SITUACIÓN AGRUPADA

ANEXO 8

REGISTRO DE POTENCIA PROMEDIO TOTAL EN UN DIA

ANEXO 9

ESTIMACIÓN DE LA DE POTENCIA PROMEDIO TOTAL

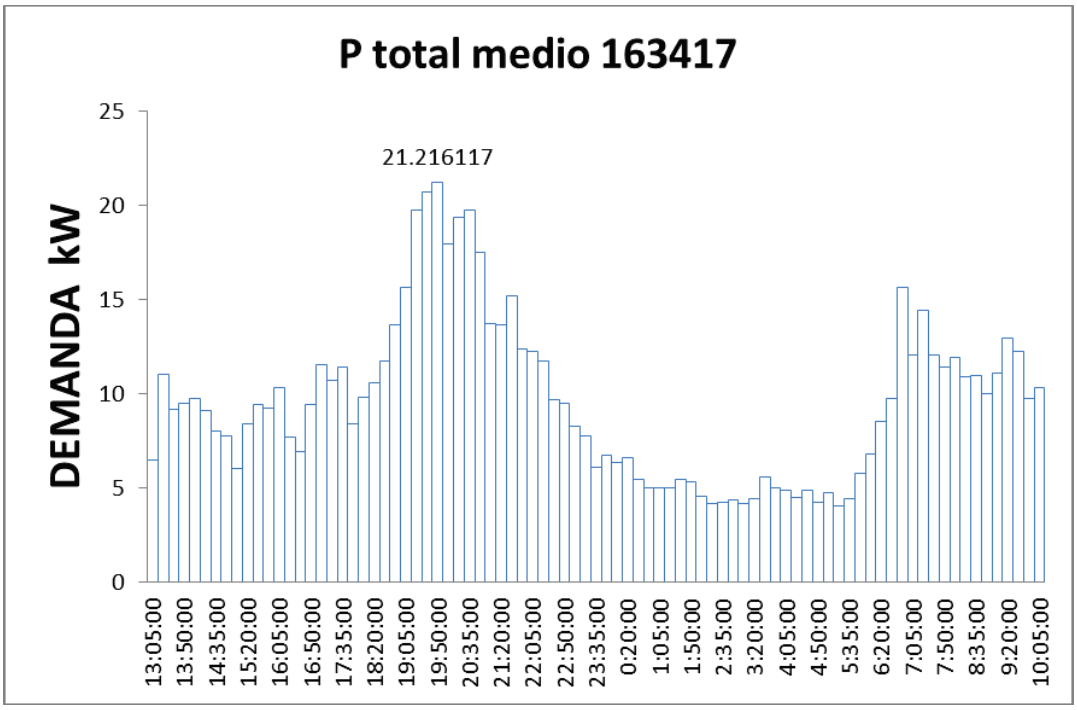
ANEXO 10

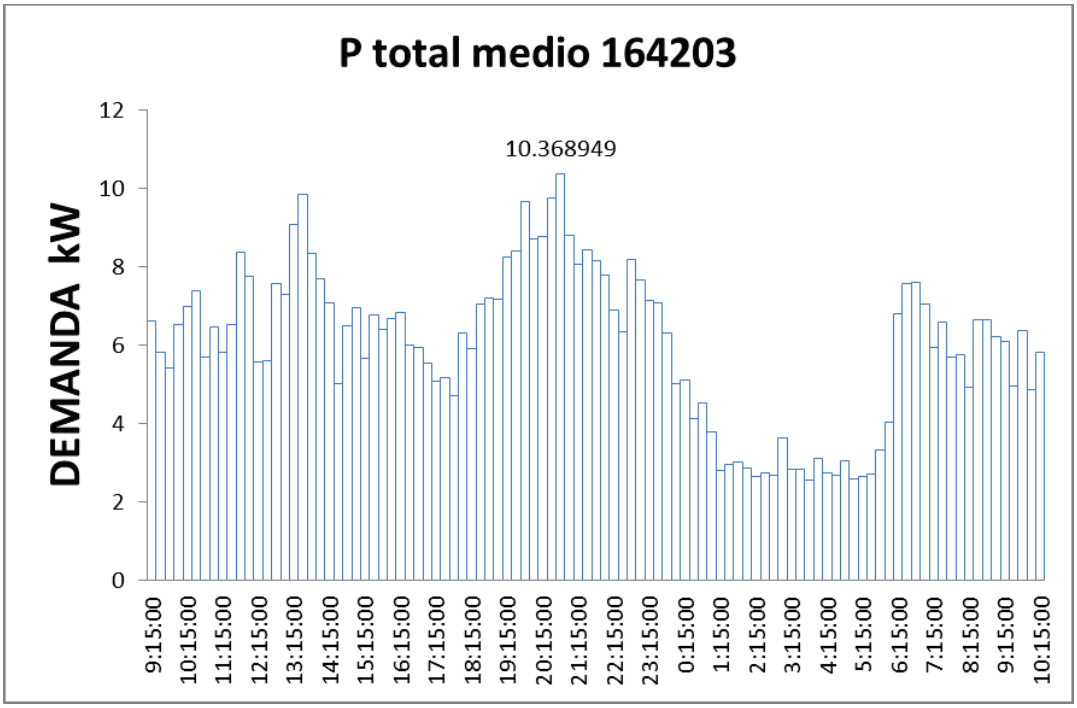
CURVA DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES AGRUPADOS

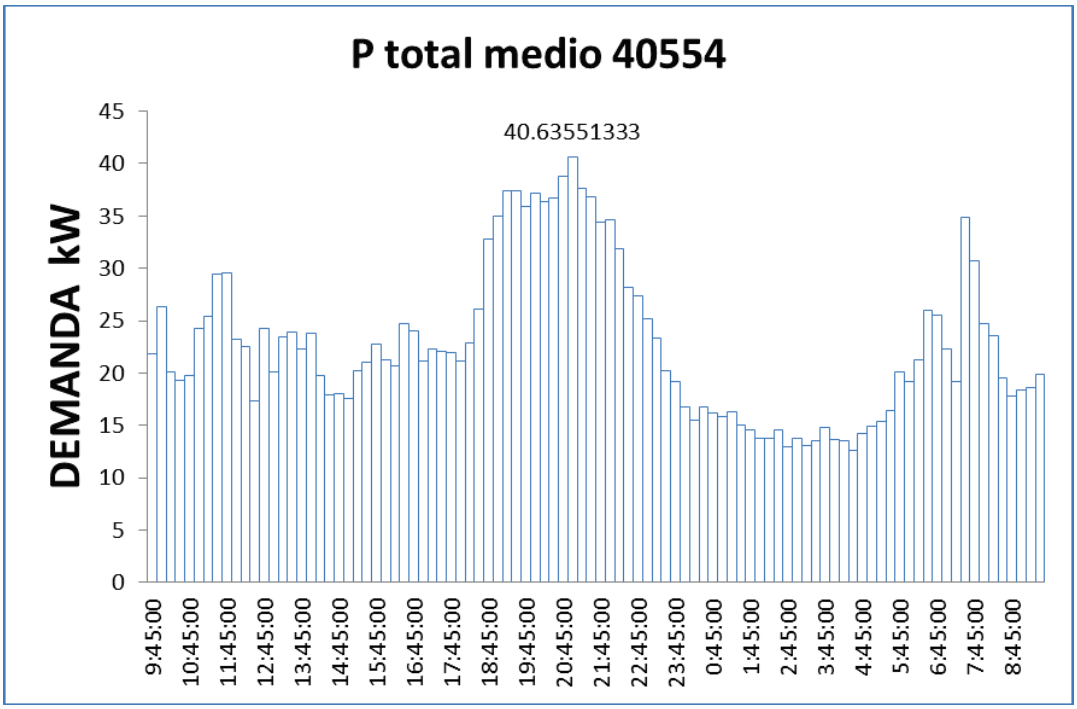
ANEXO 1

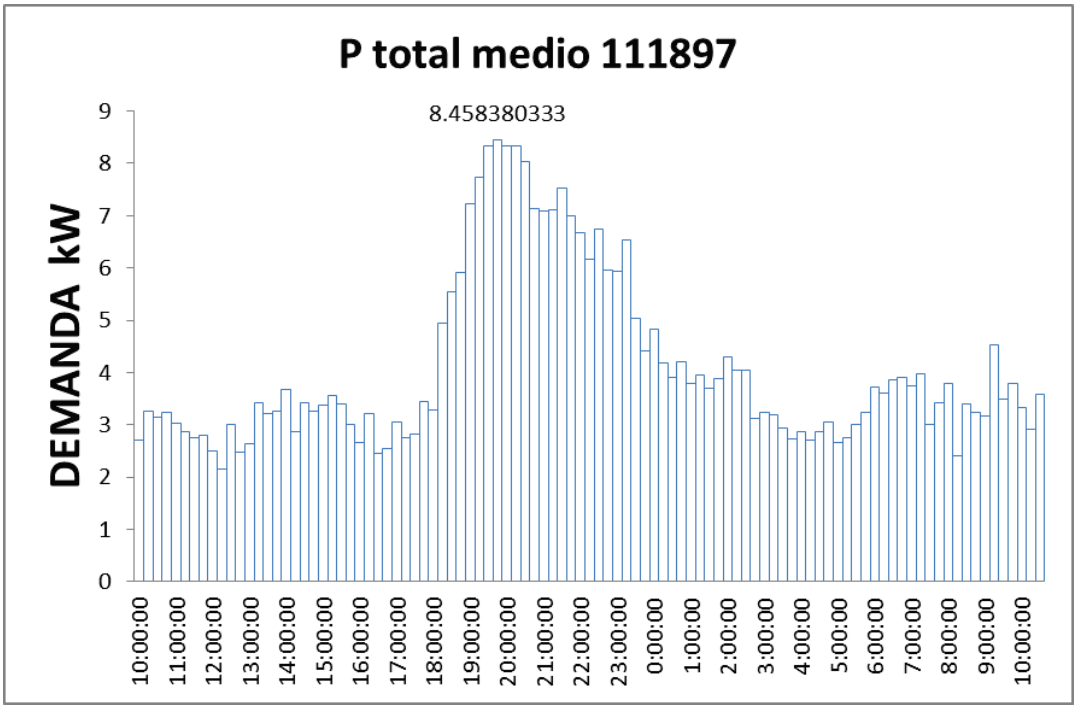
PLANO DE LA CALLE DE LOS CIPRESES.

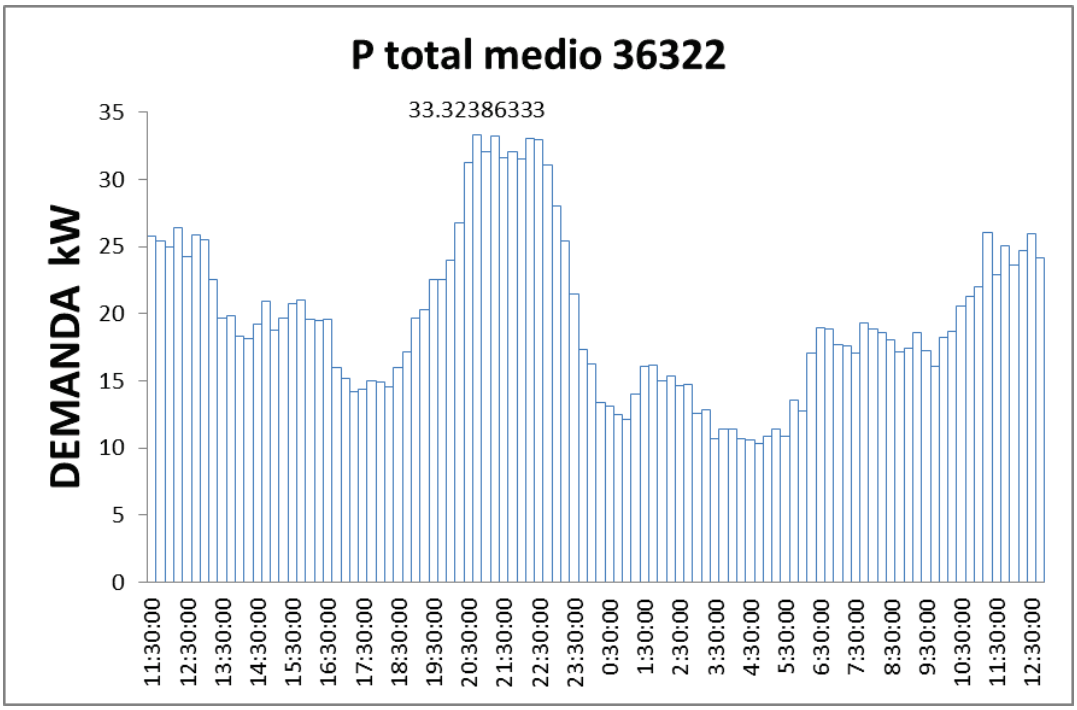
ANEXO 2 CURVAS DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

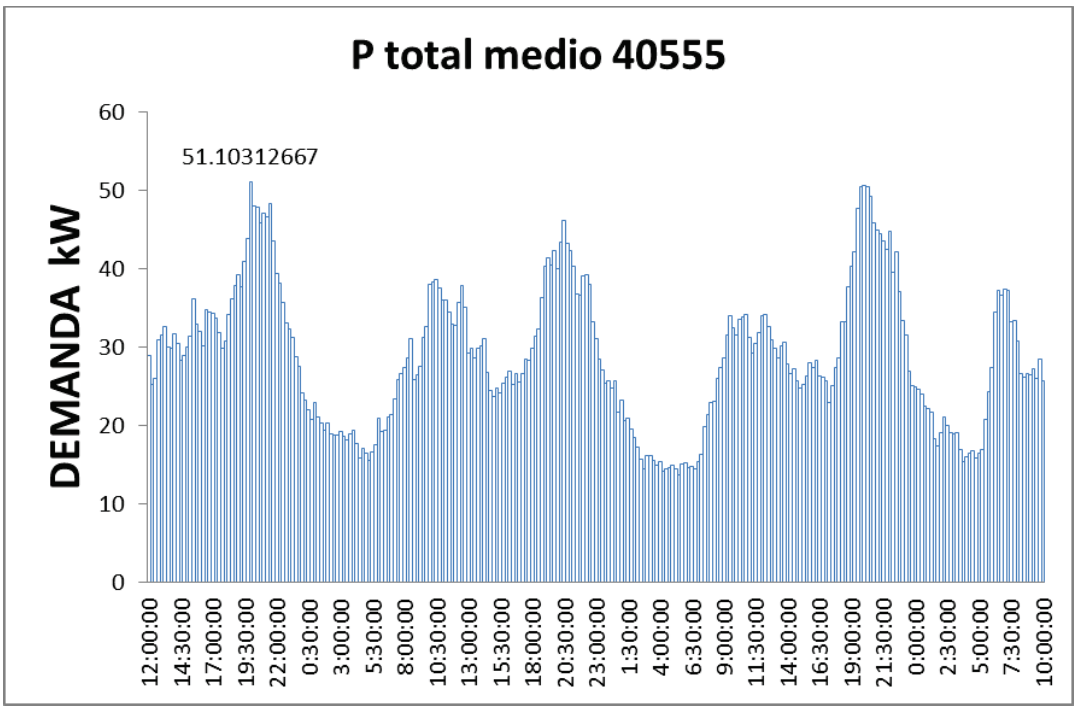


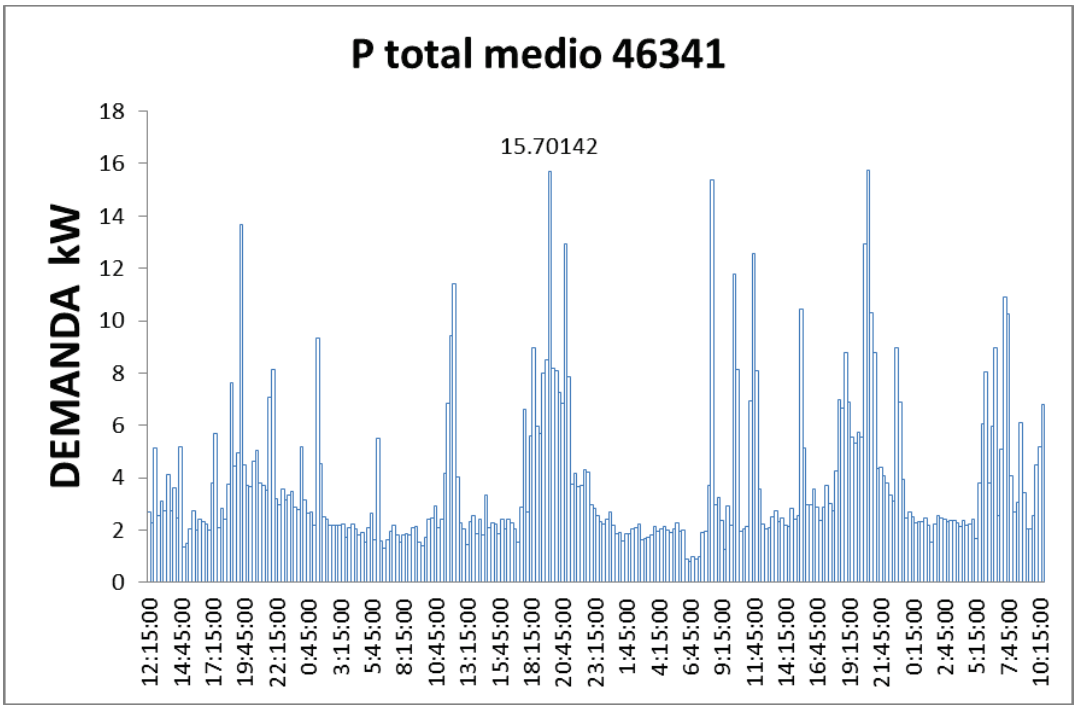


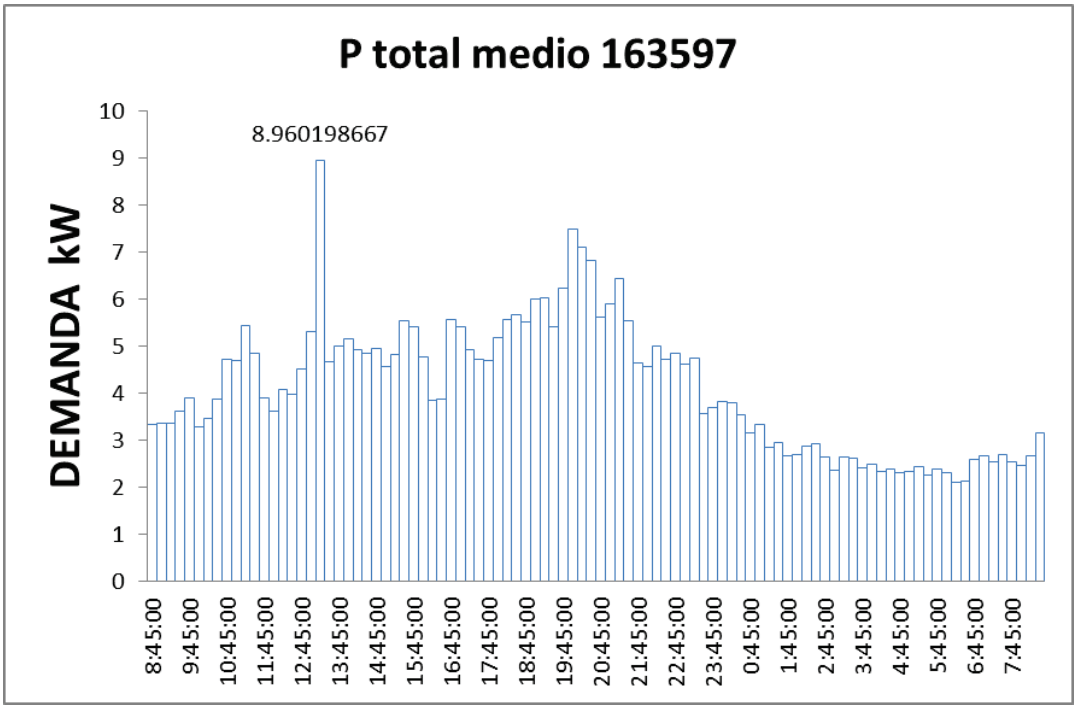

P total medio 40554
40.63551333
DEMANDA kW
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
9:45:00
10:45:00
11:45:00
12:45:00
13:45:00
14:45:00
15:45:00
16:45:00
17:45:00
18:45:00
19:45:00
20:45:00
21:45:00
22:45:00
23:45:00
0:45:00
1:45:00
2:45:00
3:45:00
4:45:00
5:45:00
6:45:00
7:45:00
8:45:00

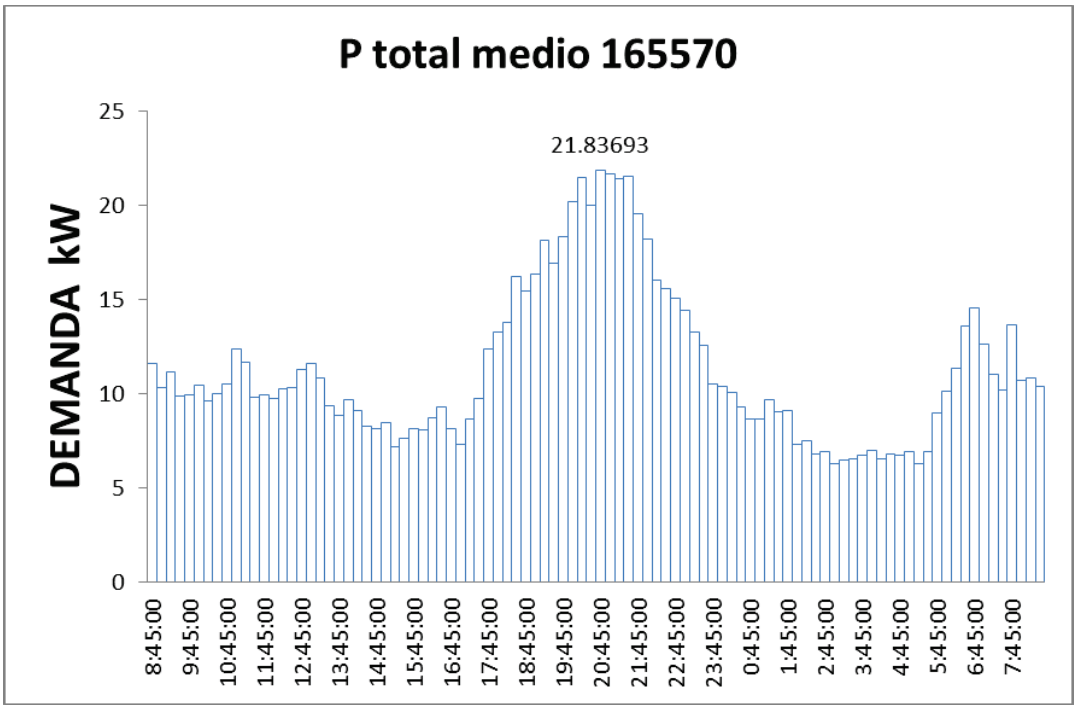

P total medio 111897
8.458380333
DEMANDA kW
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
10:00:00
11:00:00
12:00:00
13:00:00
14:00:00
15:00:00
16:00:00
17:00:00
18:00:00
19:00:00
20:00:00
21:00:00
22:00:00
23:00:00
0:00:00
1:00:00
2:00:00
3:00:00
4:00:00
5:00:00
6:00:00
7:00:00
8:00:00
9:00:00
10:00:00

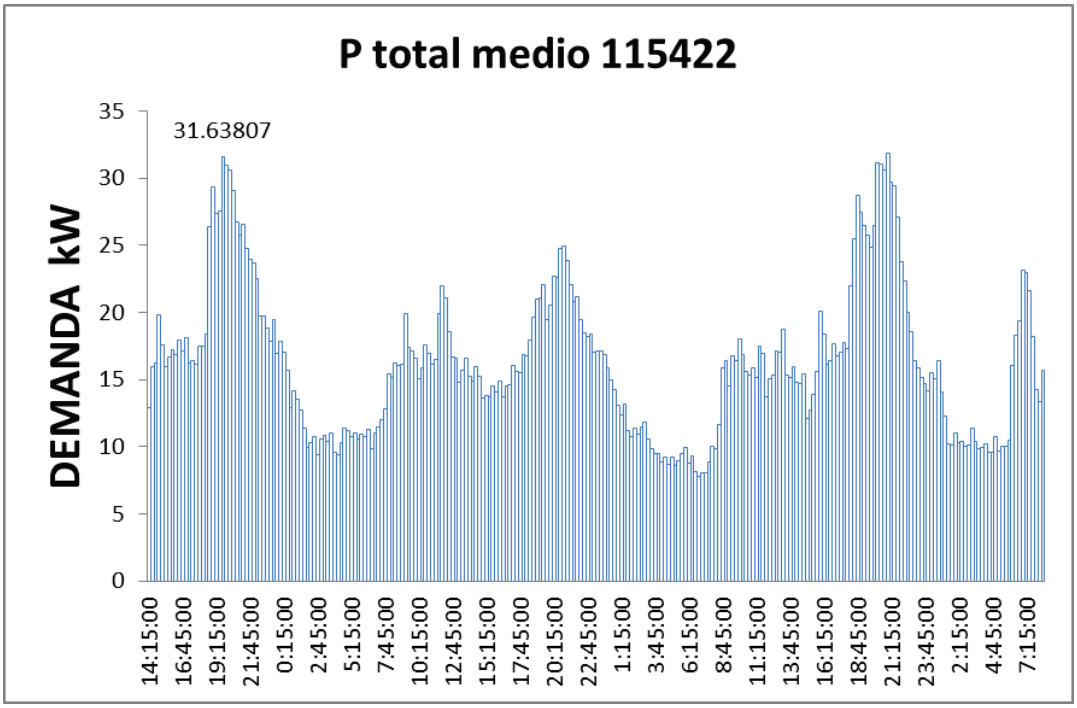

P total medio 36322
33.32386333
DEMANDA kW
35
30
25
20
15
10
5
0
11:30:00
12:30:00
13:30:00
14:30:00
15:30:00
16:30:00
17:30:00
18:30:00
19:30:00
20:30:00
21:30:00
22:30:00
23:30:00
0:30:00
1:30:00
2:30:00
3:30:00
4:30:00
5:30:00
6:30:00
7:30:00
8:30:00
9:30:00
10:30:00
11:30:00
12:30:00

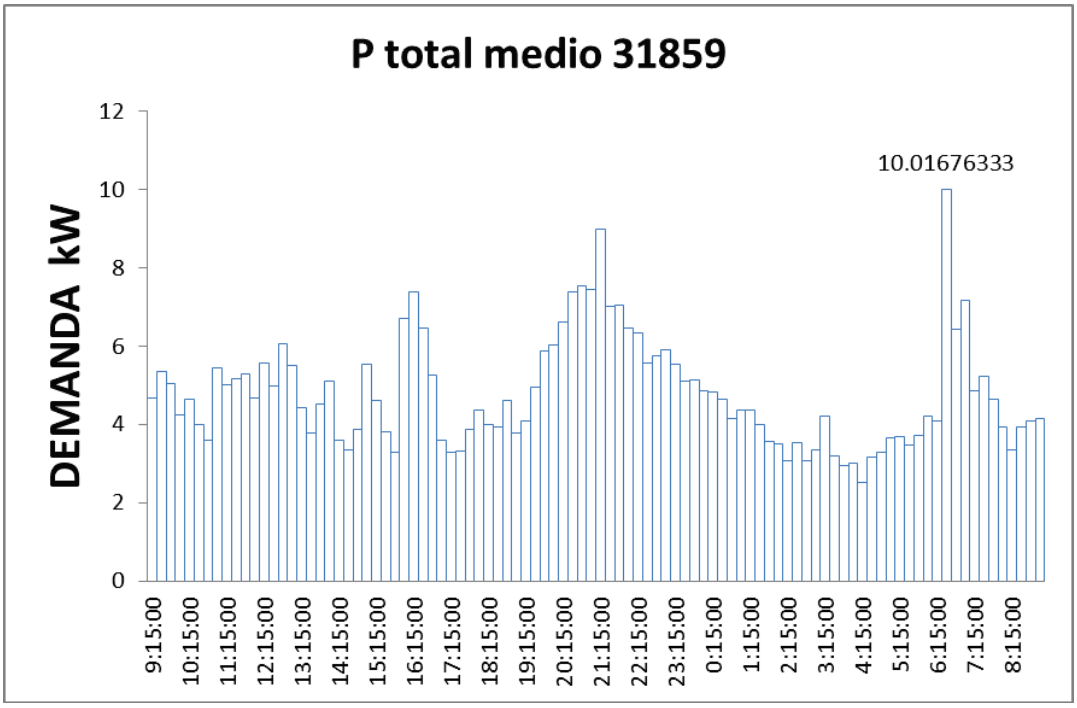

P total medio 40555
51.10312667
DEMANDA kW
60
50
40
30
20
10
0
12:00:00
14:30:00
17:00:00
19:30:00
22:00:00
0:30:00
3:00:00
5:30:00
8:00:00
10:30:00
13:00:00
15:30:00
18:00:00
20:30:00
23:00:00
1:30:00
4:00:00
6:30:00
9:00:00
11:30:00
14:00:00
16:30:00
19:00:00
21:30:00
0:00:00
2:30:00
5:00:00
7:30:00
10:00:00

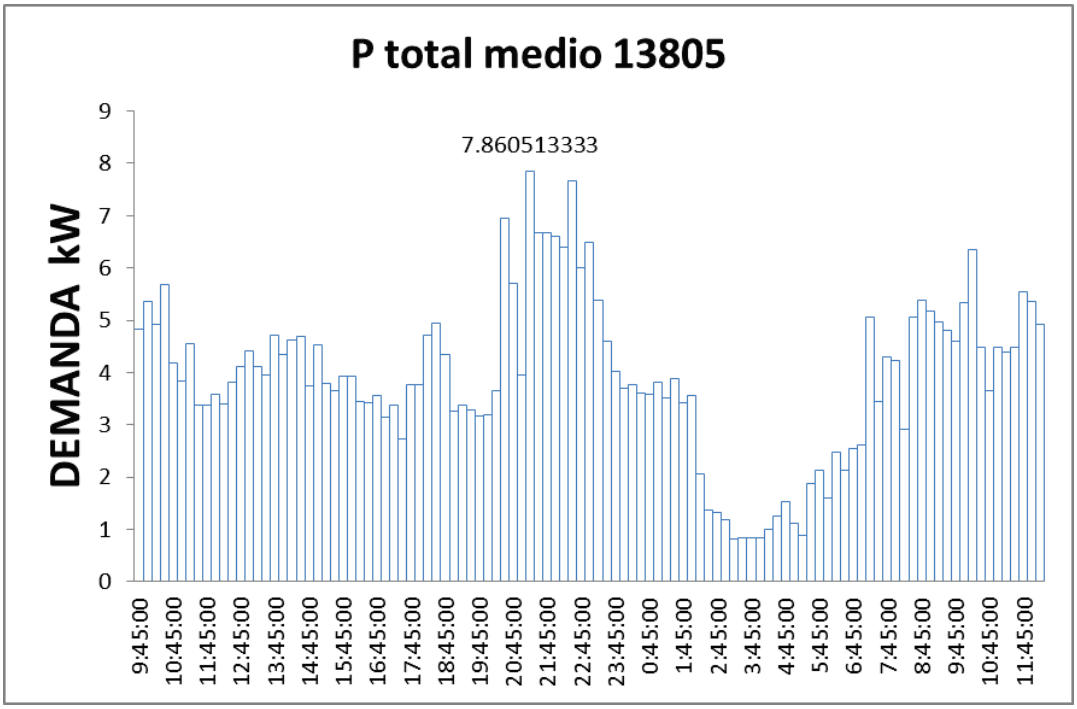

P total medio 46341
DEMANDA kW
15.70142
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
12:15:00
14:45:00
17:15:00
19:45:00
22:15:00
0:45:00
3:15:00
5:45:00
8:15:00
10:45:00
13:15:00
15:45:00
18:15:00
20:45:00
23:15:00
1:45:00
4:15:00
6:45:00
9:15:00
11:45:00
14:15:00
16:45:00
19:15:00
21:45:00
0:15:00
2:45:00
5:15:00
7:45:00
10:15:00

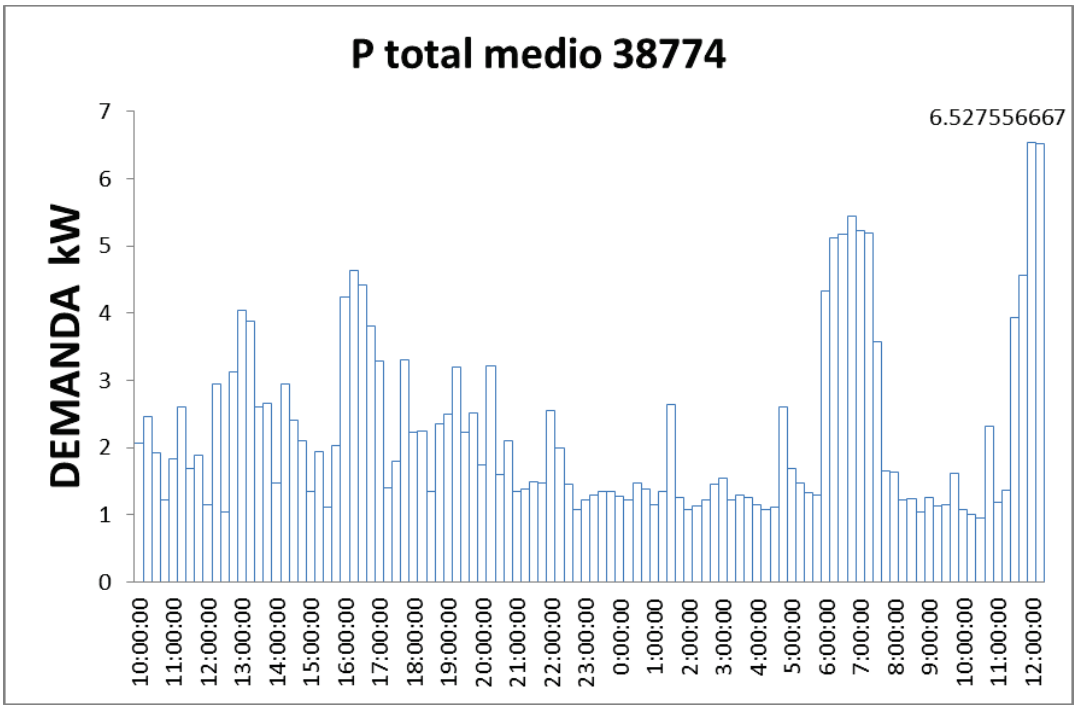

P total medio 163597
DEMANDA kW
8.960198667
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
8:45:00
9:45:00
10:45:00
11:45:00
12:45:00
13:45:00
14:45:00
15:45:00
16:45:00
17:45:00
18:45:00
19:45:00
20:45:00
21:45:00
22:45:00
23:45:00
0:45:00
1:45:00
2:45:00
3:45:00
4:45:00
5:45:00
6:45:00
7:45:00

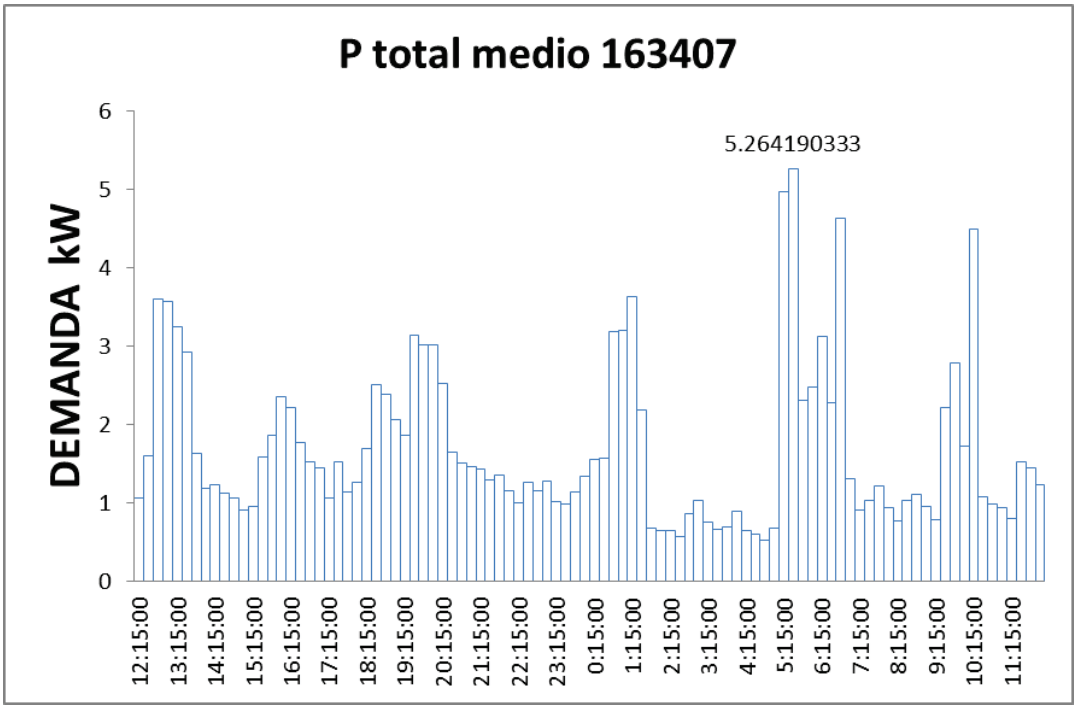

P total medio 165570
DEMANDA kW
21.83693
25
20
15
10
5
0
8:45:00
9:45:00
10:45:00
11:45:00
12:45:00
13:45:00
14:45:00
15:45:00
16:45:00
17:45:00
18:45:00
19:45:00
20:45:00
21:45:00
22:45:00
23:45:00
0:45:00
1:45:00
2:45:00
3:45:00
4:45:00
5:45:00
6:45:00
7:45:00

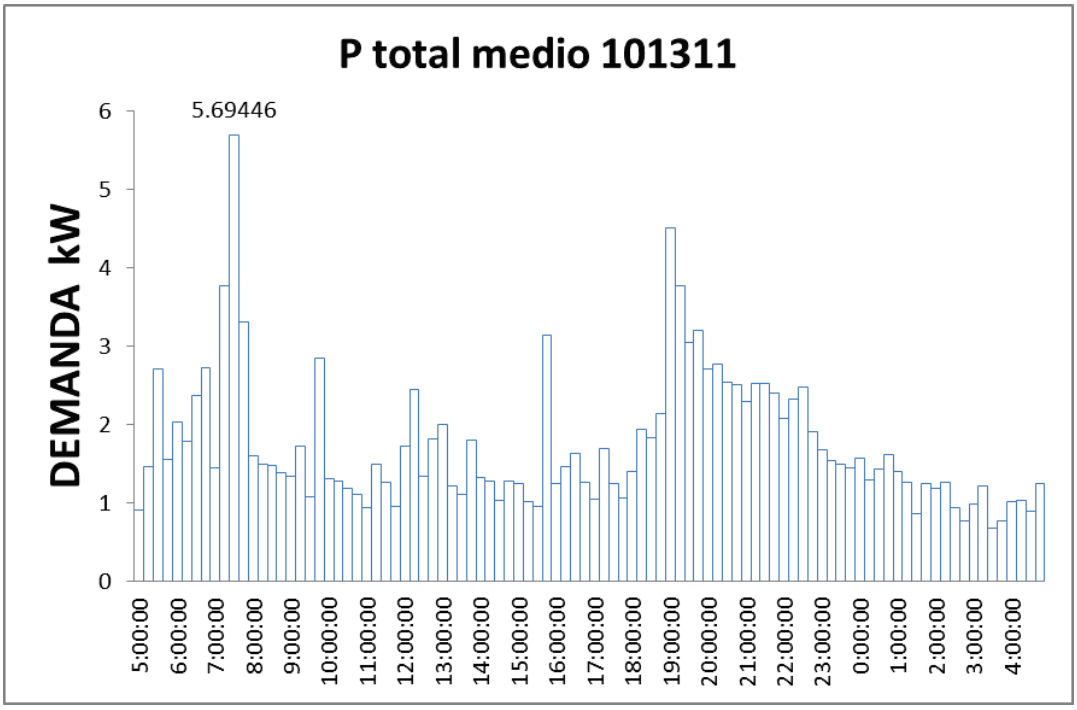

P total medio 115422
DEMANDA kW
31.63807
35
30
25
20
15
10
5
0
14:15:00
16:45:00
19:15:00
21:45:00
0:15:00
2:45:00
5:15:00
7:45:00
10:15:00
12:45:00
15:15:00
17:45:00
20:15:00
22:45:00
1:15:00
3:45:00
6:15:00
8:45:00
11:15:00
13:45:00
16:15:00
18:45:00
21:15:00
23:45:00
2:15:00
4:45:00
7:15:00

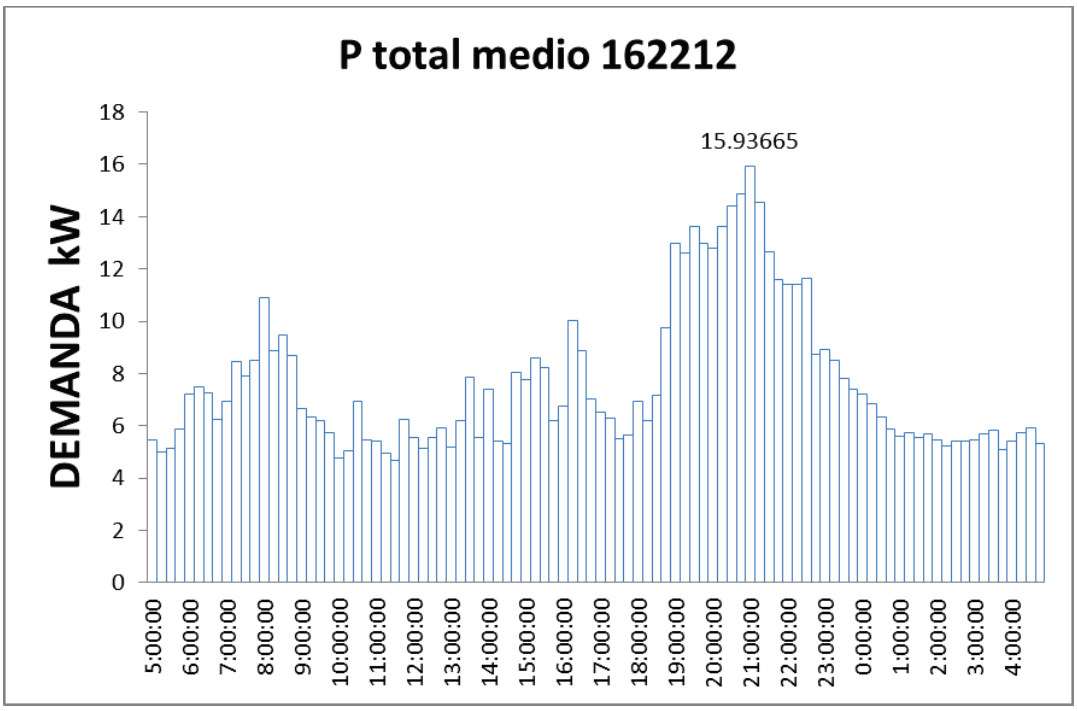

P total medio 31859
DEMANDA kW
10.01676333
0
2
4
6
8
10
12
9:15:00
10:15:00
11:15:00
12:15:00
13:15:00
14:15:00
15:15:00
16:15:00
17:15:00
18:15:00
19:15:00
20:15:00
21:15:00
22:15:00
23:15:00
0:15:00
1:15:00
2:15:00
3:15:00
4:15:00
5:15:00
6:15:00
7:15:00
8:15:00

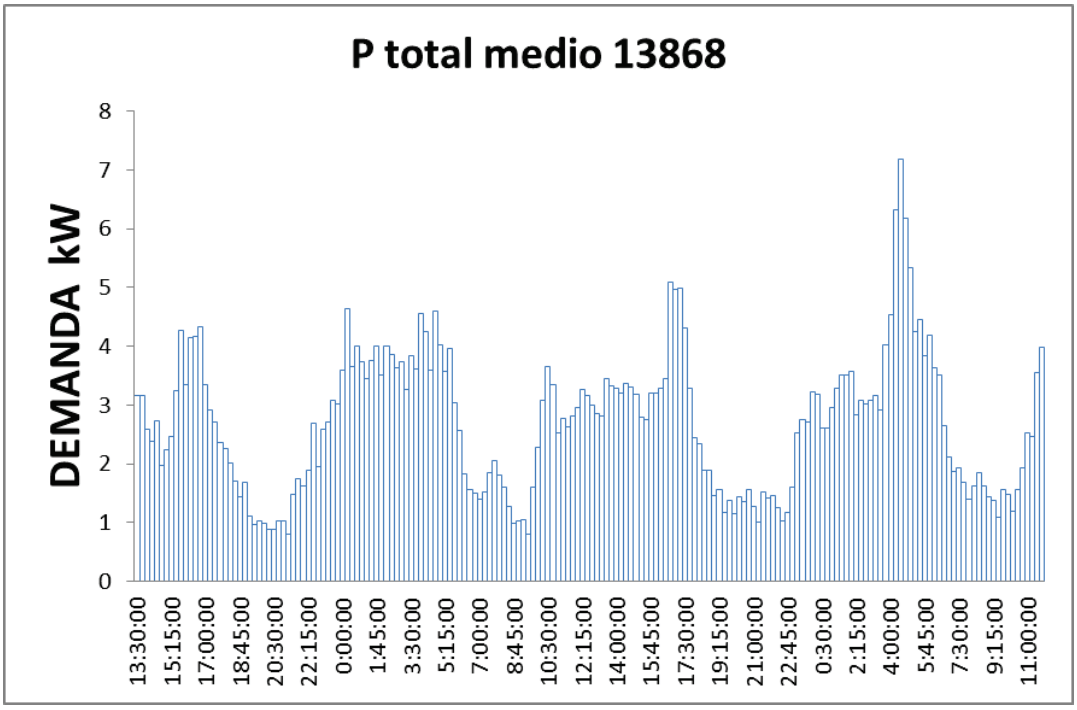

P total medio 13805
DEMANDA kW
7.860513333
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
9:45:00
10:45:00
11:45:00
12:45:00
13:45:00
14:45:00
15:45:00
16:45:00
17:45:00
18:45:00
19:45:00
20:45:00
21:45:00
22:45:00
23:45:00
0:45:00
1:45:00
2:45:00
3:45:00
4:45:00
5:45:00
6:45:00
7:45:00
8:45:00
9:45:00
10:45:00
11:45:00

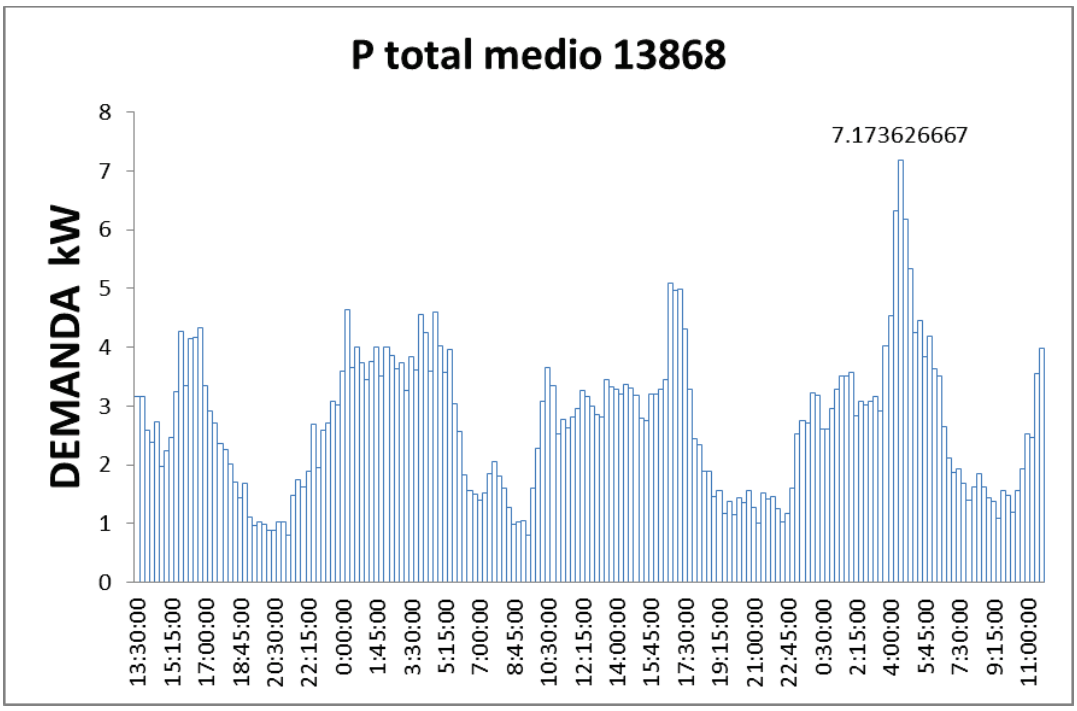

P total medio 38774
DEMANDA kW
6.527556667
0
1
2
3
4
5
6
7
10:00:00
11:00:00
12:00:00
13:00:00
14:00:00
15:00:00
16:00:00
17:00:00
18:00:00
19:00:00
20:00:00
21:00:00
22:00:00
23:00:00
0:00:00
1:00:00
2:00:00
3:00:00
4:00:00
5:00:00
6:00:00
7:00:00
8:00:00
9:00:00
10:00:00
11:00:00
12:00:00


P total medio 163407
DEMANDA kW
5.264190333
0
1
2
3
4
5
6
12:15:00
13:15:00
14:15:00
15:15:00
16:15:00
17:15:00
18:15:00
19:15:00
20:15:00
21:15:00
22:15:00
23:15:00
0:15:00
1:15:00
2:15:00
3:15:00
4:15:00
5:15:00
6:15:00
7:15:00
8:15:00
9:15:00
10:15:00
11:15:00


P total medio 101311
5.69446
DEMANDA kW
0
1
2
3
4
5
6
5:00:00
6:00:00
7:00:00
8:00:00
9:00:00
10:00:00
11:00:00
12:00:00
13:00:00
14:00:00
15:00:00
16:00:00
17:00:00
18:00:00
19:00:00
20:00:00
21:00:00
22:00:00
23:00:00
0:00:00
1:00:00
2:00:00
3:00:00
4:00:00


P total medio 162212
15.93665
DEMANDA kW
0
2
4
6
8
10
12
14
16
18
5:00:00
6:00:00
7:00:00
8:00:00
9:00:00
10:00:00
11:00:00
12:00:00
13:00:00
14:00:00
15:00:00
16:00:00
17:00:00
18:00:00
19:00:00
20:00:00
21:00:00
22:00:00
23:00:00
0:00:00
1:00:00
2:00:00
3:00:00
4:00:00


P total medio 13868
DEMANDA kW
0
1
2
3
4
5
6
7
8
13:30:00
15:15:00
17:00:00
18:45:00
20:30:00
22:15:00
0:00:00
1:45:00
3:30:00
5:15:00
7:00:00
8:45:00
10:30:00
12:15:00
14:00:00
15:45:00
17:30:00
19:15:00
21:00:00
22:45:00
0:30:00
2:15:00
4:00:00
5:45:00
7:30:00
9:15:00
11:00:00


P total medio 13868
7.173626667
DEMANDA kW
0
1
2
3
4
5
6
7
8
13:30:00
15:15:00
17:00:00
18:45:00
20:30:00
22:15:00
0:00:00
1:45:00
3:30:00
5:15:00
7:00:00
8:45:00
10:30:00
12:15:00
14:00:00
15:45:00
17:30:00
19:15:00
21:00:00
22:45:00
0:30:00
2:15:00
4:00:00
5:45:00
7:30:00
9:15:00
11:00:00

ANEXO 3 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
163417	37.5 [kva]	1367417	254	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL MIRADOR PICHINCHA III
		1367416	247		
		1367415	379		
		1367414	422		
		1367413	277		
		1367412	221		
		1367411	465		
		1367410	665		
		1367085	302		
		1327285	272	COMERCIAL	
164203	45[kVA]	405933	364	RESIDENCIAL	COOP. 9 DE JUNIO
		934122	99		CRISTIANIA
		1370418	218		SANTA LUCIA
		1020521	477		
		1008183	493		VICTORIA DUARTE
		1506385	72		
		1412381	138		CONJUNTO HABITACIONAL MIRADOR PICHINCHA 4
		1412380	164		
		1412379	127		
		1412376	273		
		1412375	280		
		1412374	185		
		1412372	187		
		1412371	307		
		1412370	187		
		1412369	61		
		1412368	291		
		1412366	204		
		1412365	400		
		1412364	224		
		1412362	91		
		1344286	203	COMERCIAL	

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
40554	125[kVA]	2719	1701	COMERCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL ANDALUZ II
		1761810	256	RESIDENCIAL	
		1567232	49		
		1438534	150		
		1438533	189	SIN MEDIDOR	
		1438532	287	RESIDENCIAL	
		1438531	304	SIN MEDIDOR	
		1438530	74	RESIDENCIAL	
		1438529	214		
		1438528	194		
		1438527	264		
		1438525	273		
		1438524	221		
		1438523	252		
		1438522	198		
		1438521	338		
		1438519	159		
		1438518	633		
		1438517	138		
		1438516	245		
		1438515	172		
		1438514	126		
		1438513	172		
		1438512	104		
		1438511	167		
		1438510	99		
		1438507	79		
		1438506	445		
		1438505	217		
		1438504	130		
		1438503	322		
		1429904	248		
		1386752	230	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL IGUAZU IV
		1386751	404		
		1386679	220		
		1386676	308		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1386674	181		
		1386673	333		
		1386672	375		
		1386671	153		
		1386670	160		
		1386645	170		
		1386644	188		
		1386643	242		
		1386642	210		
		1386641	220		
		1386640	133		
		1386639	138		
		1386638	205		
		1330212	538	COMERCIAL	
		1639271	197		CONJUNTO HABITACIONAL DE LOS CIPRESES
		1513443	155	RESIDENCIAL	
		1513440	91	COMERCIAL	
		1499710	215		
		1378734	199		
		1245440	966		
		1245436	173	RESIDENCIAL	
		1245435	165		
		1245434	248		
		1245433	245		
		1245432	159	SIN MEDIDOR	
		1245430	148		
		1245427	269		
		1245425	272		
		1245424	159		
		1245423	269		
		1245422	16	RESIDENCIAL	
		1245421	197		
		1245420	0		
		1245417	191		
		1245416	336		
		1245415	208		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1245407	40		
111897	37.5 [kVA]	1655011	151	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL TERRALOMA II
		1488282	204		
		1384766	252		
		1343232	195		
		1202548	324		
		1202547	25		
		1202542	109		
		1202541	153		
		1202443	193		
		1202441	210		
		1202439	68		
		1202437	62		
		1202436	111		
		1202435	149		
		1202433	57		
		1202431	122		
		1202428	139		
		1202424	51		
		1202422	196	SIN MEDIDOR	
		1202421	307	RESIDENCIAL	
		1202420	98		
		1202418	220		
36322	125[kVA]	434327	533	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		939366	523	COMERCIAL	
		1104880	663	RESIDENCIAL	
		1130306	1323	COMERCIAL	
		883121	1729	COMERCIAL	BODEGA SANTA LUCIA
		1687869	159	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL VILLA ROMANA
		1615381	283		
		1615380	379		
		1615379	147		
		1615378	424		
		1615377	319		
		1615375	273		
		1615374	201		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1615369	379		
		1615368	156		
		1615367	339		
		1615366	175		
		1615365	197		
		1615364	198		
		1615037	251		
		1613260	333		
		1605459	271		
		1454012	222		
		1130037	232	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL MIRADOR PICHINCHA I
		1130035	406		
		1130033	226		
		1130032	369		
		1130030	167		
		1130029	210		
		1129864	375		
		1129861	24		
		1129857	173		
		1079977	143	COMERCIAL	
		741375	852	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		1305203	549	COMERCIAL	
40555	150 [kVA]	1651722	116	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL ROCA AZUL II
		1651721	158		
		1651713	46		
		1651712	116		
		1651711	93		
		1651710	95		
		1651709	139		
		1651707	182		
		1651706	134		
		1651705	188		
		1651704	23		
		1651703	168		
		1651702	70		
		1651701	177		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1651699	107		
		1651698	199		
		1651697	79		
		1651696	230		
		1651695	110		
		1651694	47		
		1651688	311		
		1651686	159		
		1651684	114		
		1651683	148		
		1651680	4		
		1651675	215		
		1651673	114		
		1651671	228		
		1649004	228	COMERCIAL	
		1559650	565		
		1651791	88		CONJUNTO HABITACIONAL IGUAZU V
		1651790	257	RESIDENCIAL	
		1651789	117		
		1651788	134		
		1651787	0	SIN MEDIDOR	
		1651786	205		
		1651785	175		
		1651784	187		
		1651783	175	RESIDENCIAL	
		1651782	220		
		1651781	116		
		1651780	234		
		1651757	757		
		1651756	119	COMERCIAL	
		1651755	1161		
		1651754	117		
		1651753	131		
		1651752	143	RESIDENCIAL	
		1651751	0		
		1651750	163		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1651749	49		
		1651748	158		
		1651747	142		
		1651746	153		
		1651745	154		
		1651744	13		
		1651743	252		
		1651742	105		
		1651741	144		
		1648973	92		
		1648970	265		
		1584301	72	COMERCIAL	
		1374937	344		
		444850	171	COMERCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL AVIGNON
		1305442	245	RESIDENCIAL	
		1305440	304		
		1305438	210		
		1305437	170		
		1305436	180		
		1305435	210		
		1305431	391		
		1305426	130		
		1305424	155		
		1305422	168		
		1305421	151		
		1305419	249		
		1305418	163		
		1305417	142		
		1305415	162		
		1305413	416		
		1628203	189	SIN MEDIDOR	CONJUNTO HABITACIONAL BURDEOS
		1533872	81	RESIDENCIAL	
		1396212	155		
		1396211	143		
		1396210	203		
		1396209	286		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1396207	209		
		1396194	276		
		1396193	202		
		1396191	152		
		1396190	224		
		1396189	176		
		1396187	228		
		1396186	106		
		1396185	375		
		1396184	257		
		1325582	144	COMERCIAL	
		1418283	257	RESIDENCIAL	
		1357336	151	COMERCIAL	
		1357334	197		
		1357333	262		
		1357332	105		
		1357331	83		
		1357330	262	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL SANTA LUCIA
		1357328	448		
		1357327	160		
		1357324	395		
		1357323	342		
		1357322	136		
		1357321	290		
		1776664	0		
		1776663	179		
		1776661	194	RESIDENCIAL	
		1776660	238		
		1776659	0		
		1776658	0		CONJUNTO HABITACIONAL TOULOUSE
46341	125[kVA]	1776657	0	SIN MEDIDOR	
		1776656	0		
		1776655	177		
		1776645	179		
		1776644	231	RESIDENCIAL	
		1776643	28		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1776642	239		
		1776641	122		
		1776640	344		
		1776639	0		
		1776638	134		
		1776637	232		
		1776631	0		
		1776572	0		
		1776571	0	SIN MEDIDOR	
		1776570	7		
		1776567	359		
		1776566	0		
		1776557	0	RESIDENCIAL	
		1776556	421		
		1776555	62		
		1776554	75		
		1776553	0	SIN MEDIDOR	
		1776540	0		
		1776539	284	RESIDENCIAL	
		1776538	345		
		1776537	0	SIN MEDIDOR	
		1776535	72		
		1776534	451	RESIDENCIAL	
		1776533	0		
		1776529	431		
		1776528	0	SIN MEDIDOR	
		1776527	389		
		1776526	0	SIN MEDIDOR	
		1772375	148	RESIDENCIAL	
		1772373	0	SIN MEDIDOR	
		1642220	435	COMERCIAL	
		1625446	173		CONJUNTO HABITACIONAL SANTA LUCIA
		1625444	281		
		1625443	277	RESIDENCIAL	
		1625439	179		
		1625438	194		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1625437	254		
		1625436	158		
		1625435	191		
		1625434	369		
		1625433	128		
		1625432	249		
		1625431	69		
		1625430	395		
		1625429	260		
		1625428	128		
		1625427	325		
		1529594	212	COMERCIAL	
		924008	318		
		1101337	444	RESIDENCIAL	
		1027860	94		
		1799200	115	COMERCIAL	CASA
		1393111	204		
		1393110	270		
		1393109	0		
		1393108	148		
		1393107	372		
		1393106	60		
163597	37.5[kVA]	1382762	277	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL BERKLEY
		1382761	254		
		1382760	106		
		1382758	133		
		1382757	153		
		1382756	221		
		1382755	196		
		1382754	256	COMERCIAL	
		1789607	68		
		1675218	157		
		1666710	107		CONJUNTO HABITACIONAL VILLA SORRENTO
165570	75[kVA]	1628580	185	RESIDENCIAL	
		1595100	101		
		1595099	209		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1595098	148		
		1595097	152		
		1595096	226		
		1595095	147		
		1595094	106	SIN MEDIDOR	
		1595093	328		
		1595092	218		
		1595091	183		
		1595090	96		
		1595089	105		
		1595088	193	RESIDENCIAL	
		1595087	244		
		1595086	102		
		1595084	240		
		1595083	121		
		1595082	121		
		1587474	43		
		1587473	75	COMERCIAL	
		1587456	47		
		1587454	41		
		1582653	226		
		1521635	45		
		1521632	51		
		1521631	356		
		1521629	310		
		1521627	385		
		1521625	53		
		1521623	144	RESIDENCIAL	
		1521622	691		
		1521620	234		
		1521617	279		
		1521613	168		
		1521540	228		
		1521538	328		
		1521535	84		
		1521498	133		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1521489	350		
		1521488	431		
		1521485	118		
		1390326	479	COMERCIAL	
		1595102	0	SIN MEDIDOR	
		1595101	0		
		1595085	0		
115422	112.5[kVA]	1282041	453	COMERCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL IGUAZU II
		1282040	256	RESIDENCIAL	
		1282039	159		
		1282038	204		
		1282037	297		
		1282036	99		
		1282035	314		
		1282034	198		
		1282033	385		
		1282032	207		
		1282031	152		
		1282030	395		
		1282029	209		
		1282028	62		
		1282027	243		
		1282026	159		
		1282025	212		
		1282024	154	COMERCIAL	
		1281973	118	RESIDENCIAL	
		1281972	127		
		1281971	249		
		1281970	297		
		1281969	261		
		1281968	221		
		1281965	154		
		1281964	163		
		1281963	177		
		1281962	246		
		1281960	329		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1281959	247		
		1281958	341		
		1281957	277		
		1281954	241		
		1281953	193		
		1281900	274	COMERCIAL	
		1281898	197		
		1235936	222		
		1235935	254		
		1235934	283		
		1235933	246		
		1235932	229		
		1235931	243	RESIDENCIAL	
		1235930	324		
		1235929	501		
		1235928	135		
		1235927	143		
		1235926	145		
		1235925	180		
		1231823	218	COMERCIAL	
		1171328	336		
		252016	167	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		1610948	10		
		1352361	163		
		1352360	3		
		1352358	222		
		1352357	201		
		1352356	296	RESIDENCIAL	
31859	100[kVA]	1352355	448		CONJUNTO HABITACIONAL ANDALUZ
		1352354	78		
		1352353	170		
		1352351	338		
		1352352	110	SIN MEDIDOR	
		1352350	138		
		1352349	70	RESIDENCIAL	
		1352348	347		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1352347	138		
		1352346	151		
		1352345	182		
		1352344	134		
		1352343	89		
		1352342	101		
		1352341	80		
		1352334	413	COMERCIAL	
13805	30[kVA]	880641	189	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		880289	169		
		735972	197		
		1592634	131		
38774	15[kVA]	1365956	821	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
163407	37.5[kVA]	427405	0	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		1482717	247		
101311	37.5[kVA]	258024	146	RESIDENCIAL	SANTA LUCIA
		1762722	73		
		1701706	216		
		1692079	189		
		1544636	297		
		1351664	117		
		1325279	60	COMERCIAL	
		1262110	212	RESIDENCIAL	
		1215019	250		
		1202766	77		
		1202764	199		
		1202760	105		
		1202758	112		
162212	60[kVA]	742840	483	COMERCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL VENECIA
		1307450	167	RESIDENCIAL	
		1307449	87		
		1307448	89		
		1307447	226		
		1307446	188		
		1307445	120		
		1307444	63		

Trafo	Capacidad	Suministros	Energía	Tipo	Cliente
		1307443	91		
		1307442	152		
		1307441	98		
		1307440	64		
		1307439	100		
		1307434	170		
		1307433	43		
		1307431	214		
		1307429	225		
		1307428	144		
		1307427	230		
		1307426	0		
		1307425	157		
		1307423	293		
		1307422	218		
		1307420	312		
		1307419	245		
		1307417	325		
		1307410	186		
		1307408	201		
		1307406	276		
13868	50[kVA]	728549	80	RESIDENCIAL	CONJUNTO HABITACIONAL SANTA LUCIA
		728548	221		
		445310	139		
		1634547	175		
		1138432	115		

ANEXO 4 DATOS DE PÉRDIDAS DE LOS TRANSFORMADORES DE ACUERDO A SU MARCA Y AÑO DE FABRICACIÓN.

TRANSFORMADOR	Año Fab	Marca	Potencia	Voltaje	Fase	Pr[kW]	Po[kW]
163417	2005-2010	ECUATRAN	37.50	22860	1	0.3825	0.1192
164203	2005-2010	INATRA	45.00	22860	3	0.7018	0.1734
40554	2005-2010	ECUATRAN	125.00	22860	3	1.4020	0.3711
111897	2005-2010	ECUATRAN	37.50	22860	1	0.3825	0.1192
36322	1995-2000	OTROS	125.00	22860	3	1.6970	0.5470
40555	2005-2010	ECUATRAN	150.00	22860	3	1.7675	0.3935
46341	2010-2013	ECUATRAN	125.00	22860	3	1.5845	0.3559
163597	2005-2010	MAGNETRON	37.50	22860	1	0.3829	0.1210
165570	2005-2010	INATRA	75.00	22860	3	1.1436	0.2738
115422			112.50	22860	3	1.539	0.3610
31859	SA	INATRA	100.00	22860	3	1.3680	0.3610
13805	SA	OTROS	30.00	22860	3	0.4629	0.2350
38774			15.00	22860	1	0.192	0.0680
163407	2005-2010	ECUATRAN	37.50	22860	1	0.3825	0.1192
101311	1995-2000	ECUATRAN	37.50	22860	1	0.4024	0.1440
162212			60.00	22860	1	0.903	0.2250
13868	SA	OTROS	50	22860	3	1.1520	0.3250

ANEXO 5 REGISTROS DE CARGA DEL TRANSFORMADOR 163417

Hora	Potencia total medio	Factor Potencia Total	$DrLi$
13:05:00	6.482051	0.91854255	0.01354551
13:20:00	11.018315	0.93185577	0.03802786
13:35:00	9.17802233	0.89919847	0.02833714
13:50:00	9.50622667	0.89464771	0.03071009
14:05:00	9.77582433	0.91610691	0.03097301
14:20:00	9.142857	0.93334561	0.02610044
14:35:00	8.02930367	0.87985168	0.02265196
14:50:00	7.73626367	0.87677628	0.02117648
15:05:00	6.013187	0.88916694	0.01243975
15:20:00	8.416117	0.87254745	0.02530547
15:35:00	9.41245433	0.85881125	0.03267226
15:50:00	9.24835167	0.91194314	0.02797448
16:05:00	10.3150183	0.89726389	0.03594749
16:20:00	7.70109867	0.89956965	0.01993447
16:35:00	6.95091567	0.88987994	0.01659549
16:50:00	9.447619	0.93794513	0.0275968
17:05:00	11.5809523	0.96030424	0.0395585
17:20:00	10.7369963	0.97137725	0.03323217
17:35:00	11.4051283	0.96805953	0.03775419
17:50:00	8.40439533	0.96253057	0.02073733
18:05:00	9.82271067	0.98689846	0.02694553
18:20:00	10.596337	0.99865119	0.03062336
18:35:00	11.768498	0.99055193	0.03839339
18:50:00	13.6556773	0.98058067	0.05275076
19:05:00	15.6835163	0.98721866	0.06864819
19:20:00	19.7626373	0.99240414	0.10786526
19:35:00	20.7120887	0.99766362	0.11723261
19:50:00	21.216117	0.99900016	0.12267882
20:05:00	17.95751	0.99064827	0.08937626
20:20:00	19.3875463	0.99276851	0.1037334
20:35:00	19.7626373	0.99447308	0.10741691
20:50:00	17.4886447	0.99771658	0.08357316
21:05:00	13.7142853	0.99926117	0.05123388

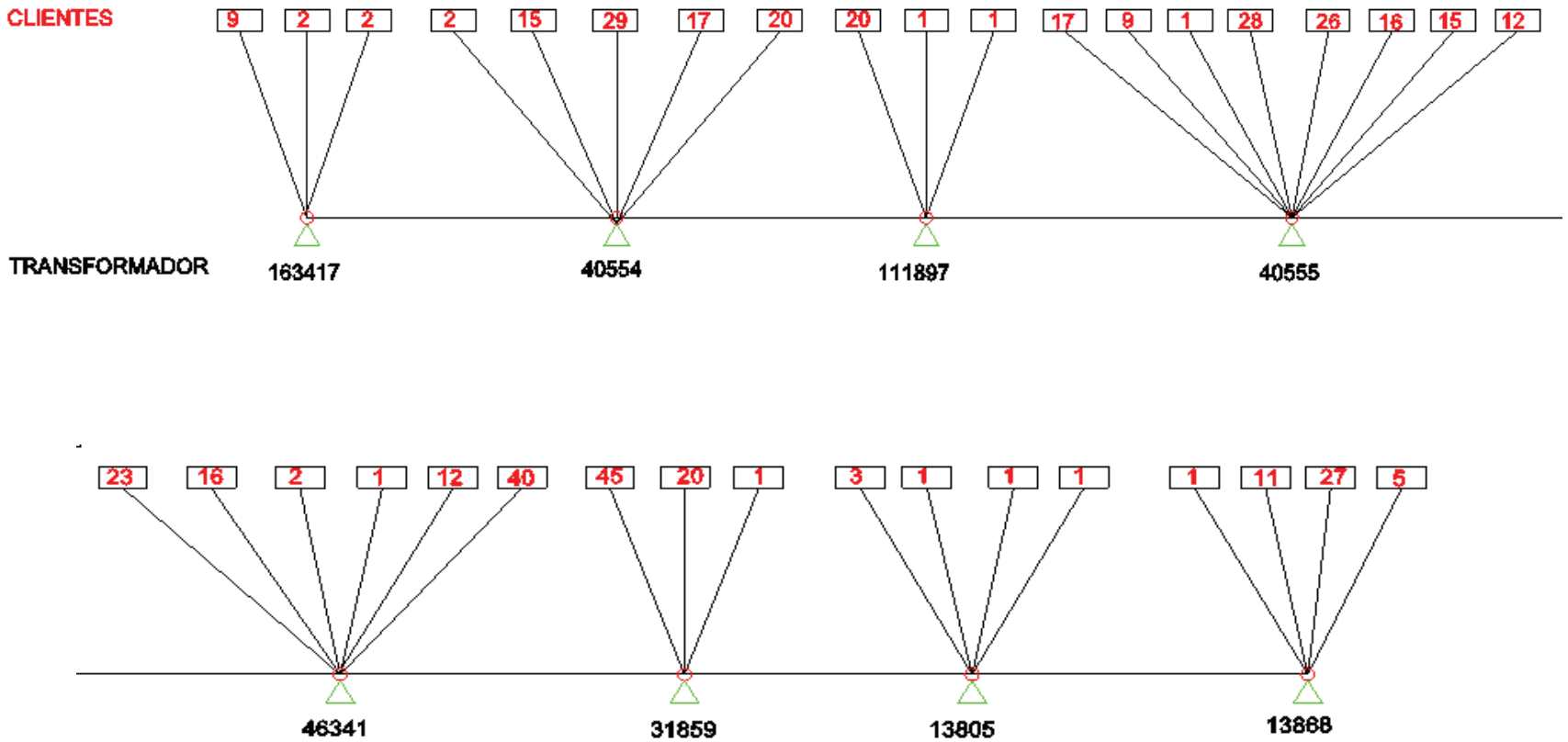
Hora	Potencia total medio	Factor Potencia Total	$DrLi$
21:20:00	13.6673993	0.99892931	0.05091798
21:35:00	15.226373	0.99965764	0.06310434
21:50:00	12.401465	0.99999285	0.0418332
22:05:00	12.2490843	0.9998169	0.04082585
22:20:00	11.7567767	0.99920573	0.03765612
22:35:00	9.70549433	0.99983595	0.02562989
22:50:00	9.49450567	0.99735771	0.0246497
23:05:00	8.26373633	0.99686008	0.0186919
23:20:00	7.771429	0.98814663	0.01682395
23:35:00	6.10696	0.99845445	0.01017566
23:50:00	6.75164833	0.9942568	0.01254271
0:05:00	6.35311367	0.99686769	0.01104758
0:20:00	6.61098933	0.98667615	0.01221104
0:35:00	5.46227133	0.98558197	0.00835468
0:50:00	5.005128	0.99266631	0.00691501
1:05:00	5.02857167	0.98971747	0.00702159
1:20:00	4.981685	0.99643165	0.00679871
1:35:00	5.45054967	0.95810937	0.00880277
1:50:00	5.30989033	0.96770796	0.00818939
2:05:00	4.54798533	0.98666745	0.00577917
2:20:00	4.17289367	0.98827522	0.0048494
2:35:00	4.21978	0.98933584	0.00494836
2:50:00	4.37216133	0.9881254	0.00532521
3:05:00	4.17289367	0.99139733	0.0048189
3:20:00	4.407326	0.98947026	0.00539652
3:35:00	5.556044	0.99448244	0.00848997
3:50:00	4.99340667	0.98154338	0.00703953
4:05:00	4.85274767	0.98003058	0.00666907
4:20:00	4.51282067	0.99263076	0.00562198
4:35:00	4.864469	0.98192197	0.00667553
4:50:00	4.24322333	0.98905627	0.00500632
5:05:00	4.75897433	0.99028808	0.00628163
5:20:00	4.032234	0.99227787	0.00449152
5:35:00	4.45421233	0.99041319	0.00550146
5:50:00	5.767033	0.98506444	0.00932276
6:05:00	6.81025633	0.99470991	0.01274979
6:20:00	8.52161167	0.9939999	0.01999124

Hora	Potencia total medio	Factor Potencia Total	$DrLi$
6:35:00	9.76410267	0.98712065	0.02661296
6:50:00	15.6717947	0.9963846	0.06729028
7:05:00	12.049817	0.98706034	0.04053614
7:20:00	14.429304	0.98562606	0.05829554
7:35:00	12.0615383	0.99061214	0.04032432
7:50:00	11.3934063	0.99495578	0.03566716
8:05:00	11.9208793	0.97719371	0.04047848
8:20:00	10.889377	0.92971383	0.03731439
8:35:00	10.9831497	0.90030502	0.04048027
8:50:00	10.0102563	0.86736677	0.03622878
9:05:00	11.0886447	0.91397085	0.04003697
9:20:00	12.9875457	0.87199558	0.0603385
9:35:00	12.284249	0.86640572	0.05467937
9:50:00	9.752381	0.90712792	0.03143787
10:05:00	10.3150183	0.97142729	0.0306682
10:20:00	10.9714283	0.90869675	0.03965129
10:35:00	9.79926733	0.88491823	0.03335415
10:50:00	11.827106	0.90441202	0.04651502
11:05:00	12.284249	0.86640572	0.05467937
11:20:00	9.752381	0.90712792	0.03143787
11:35:00	8.59194133	0.96062871	0.02175907
11:50:00	7.22051233	0.92022333	0.01674628
12:05:00	11.510623	0.92179433	0.04241295
12:20:00	9.060806	0.90651244	0.02717409
12:35:00	9.90476167	0.92580852	0.03113254
12:50:00	8.53333267	0.87794165	0.02569656
13:05:00	9.77582433	0.91610691	0.03097301
		$\sum DrLi$	3.12481425

ANEXO 6 RESULTADOS DE DEMANDA MÁXIMA MEDIDA Y CALCULADA DE TODO EL DIA Y MEDIO DIA.

Transformador	Capacidad [kVA]	Nº Clientes	Demanda máxima [kW]		Dem máx mediodía [kW]	
			Medida	Calculada	Medida	Calculada
163417	37.5	9	21.22	17.5	6.48	6.48
164203	45	21	10.37	23.68	9.8	22.38
40554	125	66	40.64	53.47	29.54	38.87
111897	37.5	20	8.46	13.44	3	4.77
36322	125	29	33.32	39.53	26.36	31.27
40555	150	97	51.10	68.01	33.95	45.18
46341	125	42	15.76	40.34	12.6	32.25
163597	37.5	12	8.96	12.8	5.31	7.59
165570	75	40	21.84	31.2	14.79	21.13
115422	112.5	45	31.85	38.9	18.78	22.93
31859	100	21	10.02	16.3	6.06	9.86
13805	30	4	7.86	5.34	5.54	5.54
38774	15	1	6.53	11.12	4.03	6.87
163407	37.5	1	5.26	3.84	3.6	3.60
101311	37.5	12	5.69	10.96	2.44	4.70
162212	60	27	15.94	19.8	7.84	9.74
13868	50	5	7.18	5.4	3.22	3.22

ANEXO 7 SITUACIÓN AGRUPADA



ANEXO 8

REGISTRO DE POTENCIA PROMEDIO TOTAL EN UN DIA

Hora	Potencia Total medio
13:05:00	6.482051
13:20:00	11.018315
13:35:00	9.178022333
13:50:00	9.506226667
14:05:00	9.775824333
14:20:00	9.142857
14:35:00	8.029303667
14:50:00	7.736263667
15:05:00	6.013187
15:20:00	8.416117
15:35:00	9.412454333
15:50:00	9.248351667
16:05:00	10.31501833
16:20:00	7.701098667
16:35:00	6.950915667
16:50:00	9.447619
17:05:00	11.58095233
17:20:00	10.73699633
17:35:00	11.40512833
17:50:00	8.404395333
18:05:00	9.822710667
18:20:00	10.596337
18:35:00	11.768498
18:50:00	13.65567733
19:05:00	15.68351633
19:20:00	19.76263733
19:35:00	20.71208867
19:50:00	21.216117
20:05:00	17.95751
20:20:00	19.38754633
20:35:00	19.76263733
20:50:00	17.48864467
21:05:00	13.71428533
21:20:00	13.66739933
21:35:00	15.226373

Hora	Potencia Total medio
21:50:00	12.401465
22:05:00	12.24908433
22:20:00	11.75677667
22:35:00	9.705494333
22:50:00	9.494505667
23:05:00	8.263736333
23:20:00	7.771429
23:35:00	6.10696
23:50:00	6.751648333
0:05:00	6.353113667
0:20:00	6.610989333
0:35:00	5.462271333
0:50:00	5.005128
1:05:00	5.028571667
1:20:00	4.981685
1:35:00	5.450549667
1:50:00	5.309890333
2:05:00	4.547985333
2:20:00	4.172893667
2:35:00	4.21978
2:50:00	4.372161333
3:05:00	4.172893667
3:20:00	4.407326
3:35:00	5.556044
3:50:00	4.993406667
4:05:00	4.852747667
4:20:00	4.512820667
4:35:00	4.864469
4:50:00	4.243223333
5:05:00	4.758974333
5:20:00	4.032234
5:35:00	4.454212333
5:50:00	5.767033
6:05:00	6.810256333
6:20:00	8.521611667
6:35:00	9.764102667
6:50:00	15.67179467

Hora	Potencia Total medio
7:05:00	12.049817
7:20:00	14.429304
7:35:00	12.06153833
7:50:00	11.39340633
8:05:00	11.92087933
8:20:00	10.889377
8:35:00	10.98314967
8:50:00	10.01025633
9:05:00	11.08864467
9:20:00	12.98754567
9:35:00	12.284249
9:50:00	9.752381
10:05:00	10.31501833
10:20:00	10.97142833
10:35:00	9.799267333
10:50:00	11.827106
11:05:00	12.284249
11:20:00	9.752381
11:35:00	8.591941333
11:50:00	7.220512333
12:05:00	11.510623
12:20:00	9.060806
12:35:00	9.904761667
12:50:00	8.533332667
13:05:00	9.775824333

ANEXO 9

ESTIMACIÓN DE VALORES DE POTENCIA PROMEDIO

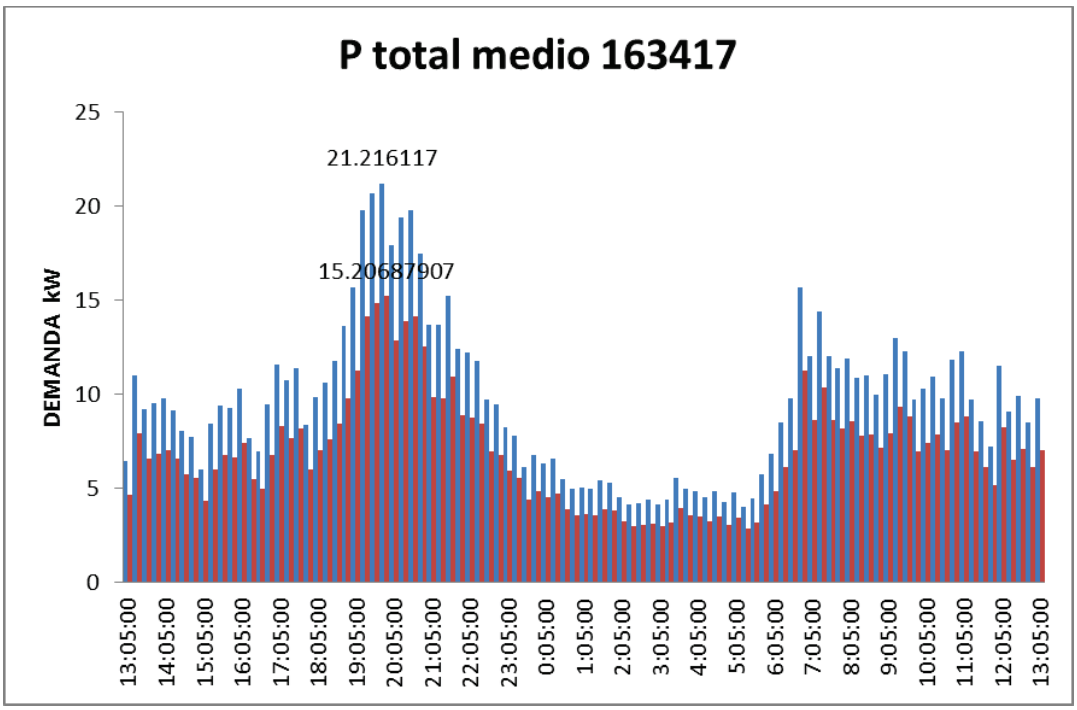
Hora	Potencia Total medio	Potencia Total medio calculada
13:05:00	6.482051	4.646079474
13:20:00	11.018315	7.897495276
13:35:00	9.178022333	6.578445799
13:50:00	9.506226667	6.81368977
14:05:00	9.775824333	7.006926785
14:20:00	9.142857	6.55324067
14:35:00	8.029303667	5.755089393
14:50:00	7.736263667	5.545049834
15:05:00	6.013187	4.31001618
15:20:00	8.416117	6.032341992
15:35:00	9.412454333	6.746477446
15:50:00	9.248351667	6.628855102
16:05:00	10.31501833	7.393399859
16:20:00	7.701098667	5.519844944
16:35:00	6.950915667	4.982143245
16:50:00	9.447619	6.771682097
17:05:00	11.58095233	8.300771611
17:20:00	10.73699633	7.695857109
17:35:00	11.40512833	8.174747876
17:50:00	8.404395333	6.023940362
18:05:00	9.822710667	7.040533066
18:20:00	10.596337	7.595038026
18:35:00	11.768498	8.435196976
18:50:00	13.65567733	9.787852974
19:05:00	15.68351633	11.24132829
19:20:00	19.76263733	14.16508196
19:35:00	20.71208867	14.84561137
19:50:00	21.216117	15.20687907
20:05:00	17.95751	12.87123761
20:20:00	19.38754633	13.89623146
20:35:00	19.76263733	14.16508196
20:50:00	17.48864467	12.53517336
21:05:00	13.71428533	9.829860885

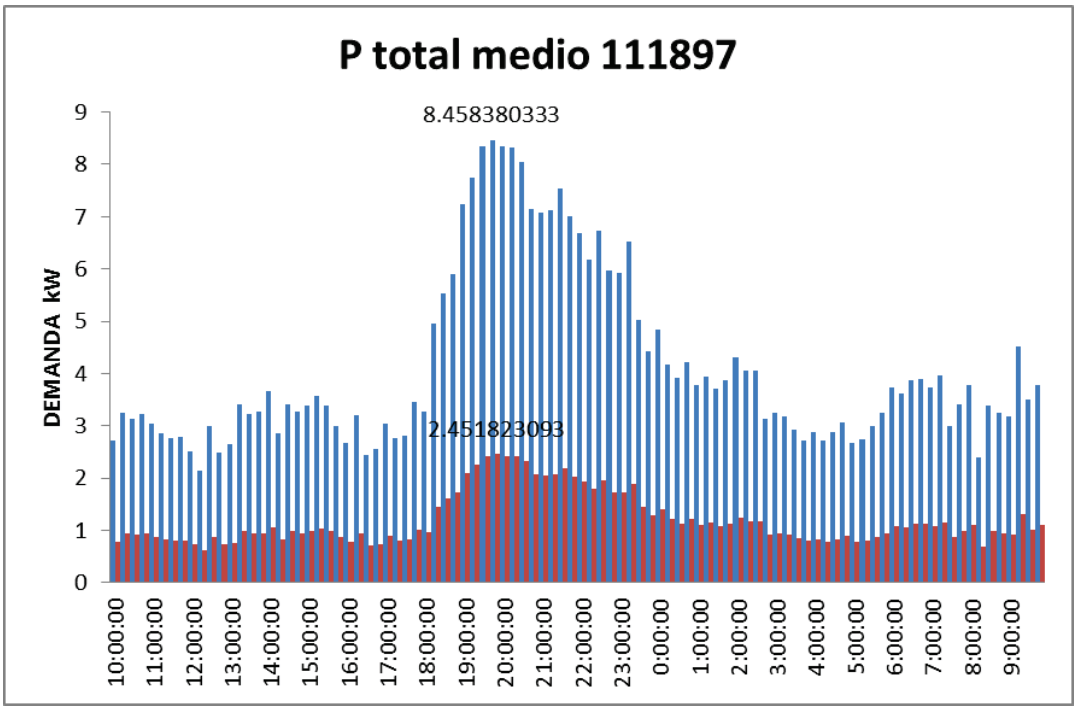
Hora	Potencia Total medio	Potencia Total medio calculada
21:20:00	13.66739933	9.796254843
21:35:00	15.226373	10.91366591
21:50:00	12.401465	8.888882852
22:05:00	12.24908433	8.779662377
22:20:00	11.75677667	8.426795585
22:35:00	9.705494333	6.956517004
22:50:00	9.494505667	6.805288618
23:05:00	8.263736333	5.923121517
23:20:00	7.771429	5.570254964
23:35:00	6.10696	4.377228982
23:50:00	6.751648333	4.839316249
0:05:00	6.353113667	4.553662259
0:20:00	6.610989333	4.738497405
0:35:00	5.462271333	3.915141476
0:50:00	5.005128	3.587479096
1:05:00	5.028571667	3.604282595
1:20:00	4.981685	3.570676075
1:35:00	5.450549667	3.906739846
1:50:00	5.309890333	3.805920762
2:05:00	4.547985333	3.259817194
2:20:00	4.172893667	2.990966225
2:35:00	4.21978	3.024572507
2:50:00	4.372161333	3.133793459
3:05:00	4.172893667	2.990966225
3:20:00	4.407326	3.158998111
3:35:00	5.556044	3.982354039
3:50:00	4.993406667	3.579077705
4:05:00	4.852747667	3.47825886
4:20:00	4.512820667	3.234612543
4:35:00	4.864469	3.486660252
4:50:00	4.243223333	3.041375767
5:05:00	4.758974333	3.411045819
5:20:00	4.032234	2.890146903
5:35:00	4.454212333	3.192604392
5:50:00	5.767033	4.133582665
6:05:00	6.810256333	4.881324161
6:20:00	8.521611667	6.107956424

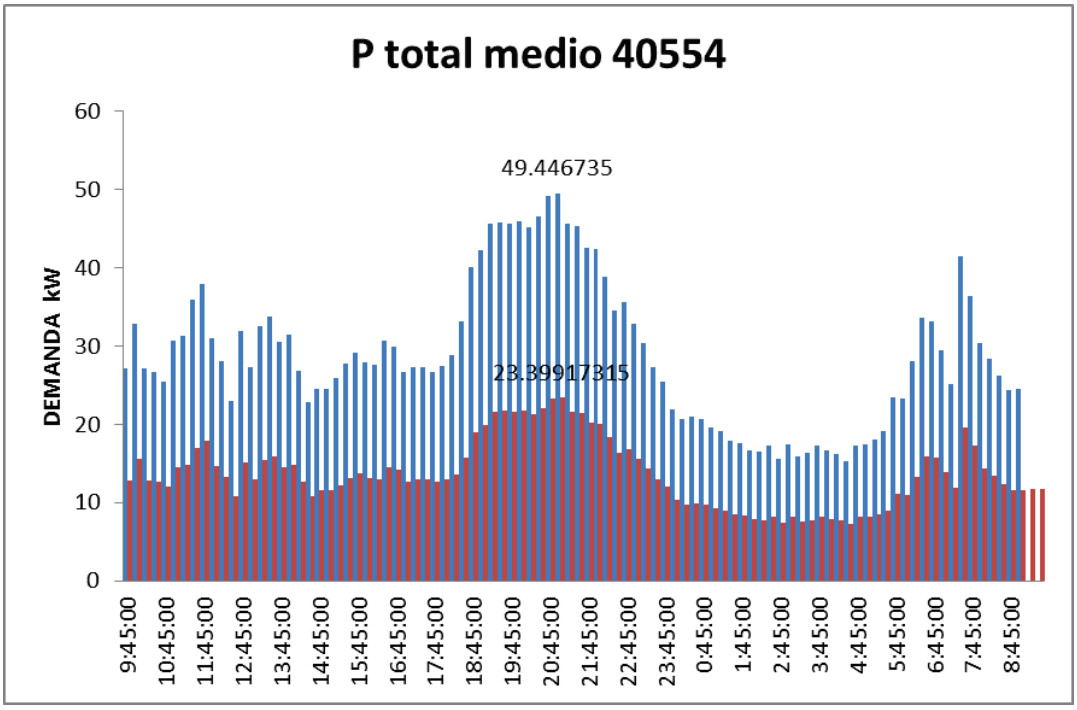
Hora	Potencia Total medio	Potencia Total medio calculada
6:35:00	9.764102667	6.998525155
6:50:00	15.67179467	11.23292666
7:05:00	12.049817	8.636835382
7:20:00	14.429304	10.34235817
7:35:00	12.06153833	8.645236773
7:50:00	11.39340633	8.166346007
8:05:00	11.92087933	8.544417928
8:20:00	10.889377	7.805077584
8:35:00	10.98314967	7.872290147
8:50:00	10.01025633	7.174958431
9:05:00	11.08864467	7.947904818
9:20:00	12.98754567	9.308962446
9:35:00	12.284249	8.804867028
9:50:00	9.752381	6.990123524
10:05:00	10.31501833	7.393399859
10:20:00	10.97142833	7.863888756
10:35:00	9.799267333	7.023729806
10:50:00	11.827106	8.477204887
11:05:00	12.284249	8.804867028
11:20:00	9.752381	6.990123524
11:35:00	8.591941333	6.158365966
11:50:00	7.220512333	5.175379543
12:05:00	11.510623	8.250362308
12:20:00	9.060806	6.494429737
12:35:00	9.904761667	7.099343999
12:50:00	8.533332667	6.116357576
13:05:00	9.775824333	7.006926785

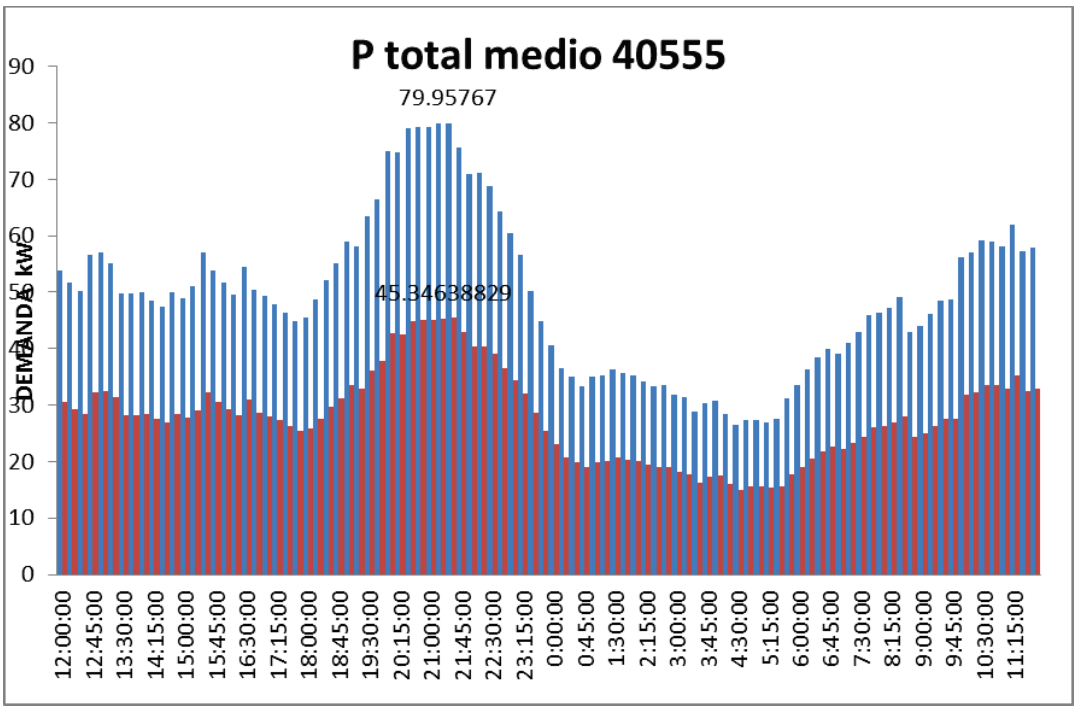
ANEXO 10

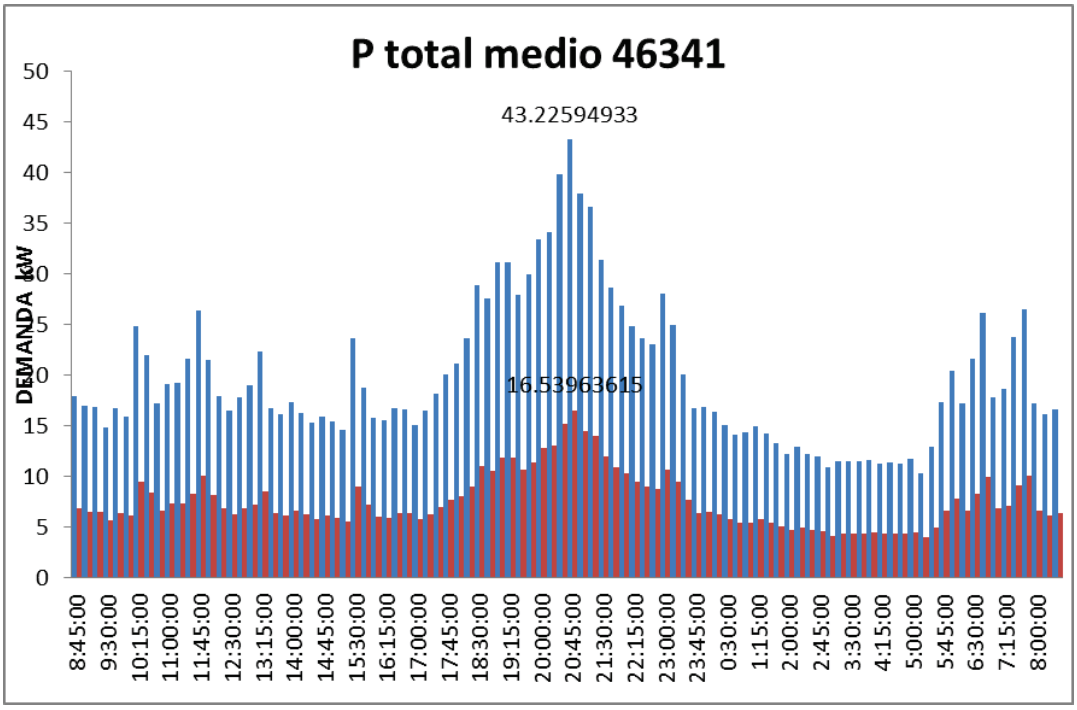
CURVA DE CARGA DE LA SUMA DE DEMANDAS

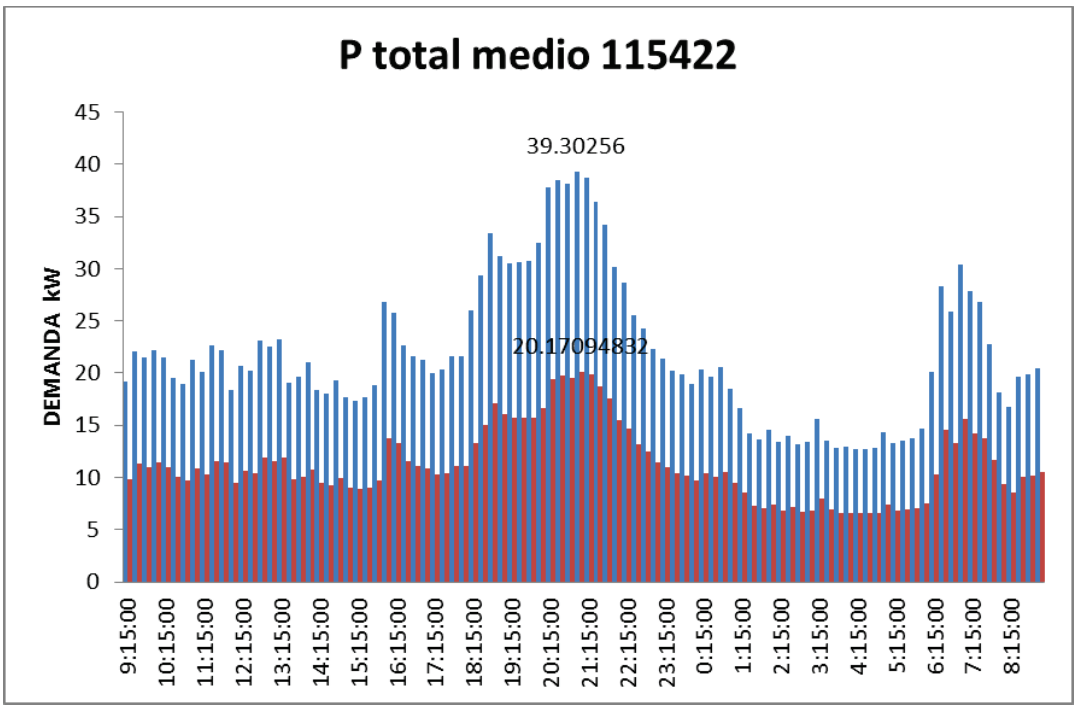


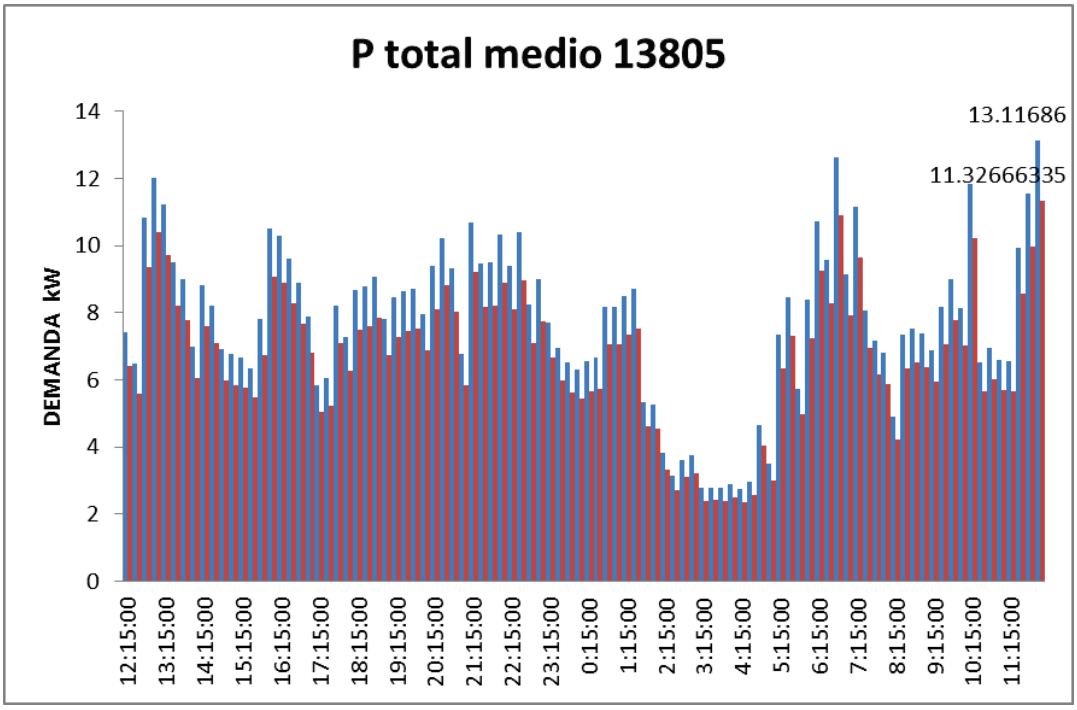


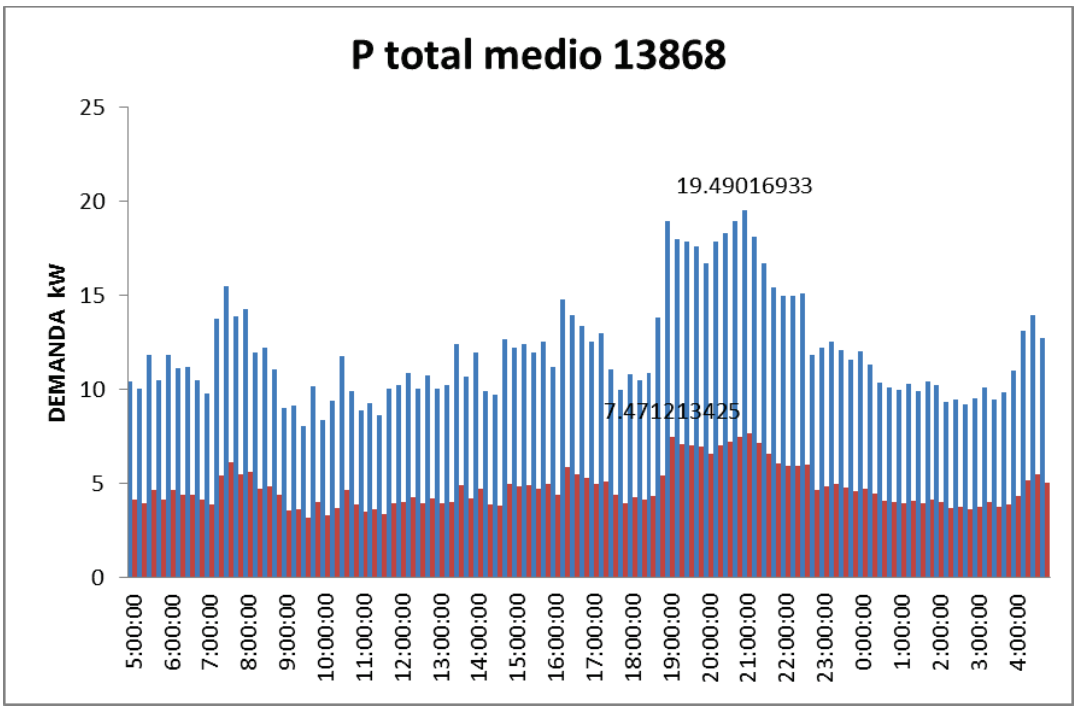

P total medio 40554
DEMANDA kW
49.446735
23.39917315
60
50
40
30
20
10
0
9:45:00
10:45:00
11:45:00
12:45:00
13:45:00
14:45:00
15:45:00
16:45:00
17:45:00
18:45:00
19:45:00
20:45:00
21:45:00
22:45:00
23:45:00
0:45:00
1:45:00
2:45:00
3:45:00
4:45:00
5:45:00
6:45:00
7:45:00
8:45:00


P total medio 40555
DEMANDA kW
79.95767
45.34638829
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
12:00:00
12:45:00
13:30:00
14:15:00
15:00:00
15:45:00
16:30:00
17:15:00
18:00:00
18:45:00
19:30:00
20:15:00
21:00:00
21:45:00
22:30:00
23:15:00
0:00:00
0:45:00
1:30:00
2:15:00
3:00:00
3:45:00
4:30:00
5:15:00
6:00:00
6:45:00
7:30:00
8:15:00
9:00:00
9:45:00
10:30:00
11:15:00


P total medio 46341
43.22594933
16.53963615
DEMANDA kW
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
8:45:00
9:30:00
10:15:00
11:00:00
11:45:00
12:30:00
13:15:00
14:00:00
14:45:00
15:30:00
16:15:00
17:00:00
17:45:00
18:30:00
19:15:00
20:00:00
20:45:00
21:30:00
22:15:00
23:00:00
23:45:00
0:30:00
1:15:00
2:00:00
2:45:00
3:30:00
4:15:00
5:00:00
5:45:00
6:30:00
7:15:00
8:00:00


P total medio 115422
39.30256
20.17094832
DEMANDA kW
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
9:15:00
10:15:00
11:15:00
12:15:00
13:15:00
14:15:00
15:15:00
16:15:00
17:15:00
18:15:00
19:15:00
20:15:00
21:15:00
22:15:00
23:15:00
0:15:00
1:15:00
2:15:00
3:15:00
4:15:00
5:15:00
6:15:00
7:15:00
8:15:00


P total medio 13805
DEMANDA kW
13.11686
11.32666335
0
2
4
6
8
10
12
14
12:15:00
13:15:00
14:15:00
15:15:00
16:15:00
17:15:00
18:15:00
19:15:00
20:15:00
21:15:00
22:15:00
23:15:00
0:15:00
1:15:00
2:15:00
3:15:00
4:15:00
5:15:00
6:15:00
7:15:00
8:15:00
9:15:00
10:15:00
11:15:00


P total medio 13868
DEMANDA kW
19.49016933
7.471213425
0
5
10
15
20
25
5:00:00
6:00:00
7:00:00
8:00:00
9:00:00
10:00:00
11:00:00
12:00:00
13:00:00
14:00:00
15:00:00
16:00:00
17:00:00
18:00:00
19:00:00
20:00:00
21:00:00
22:00:00
23:00:00
0:00:00
1:00:00
2:00:00
3:00:00
4:00:00