

**CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA Y APLICACIÓN DE  
RESULTADOS EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCIÓN EN EL MUNICIPIO DE LA CEJA DEL TAMBO**

**JUAN FERNANDO BEDOYA GALLEGO**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
2016**

**CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA Y APLICACIÓN DE  
RESULTADOS EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCIÓN EN EL MUNICIPIO DE LA CEJA DEL TAMBO**

**JUAN FERNANDO BEDOYA GALLEGO**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y  
Distribución de Energía Eléctrica**

**Director**

**GABRIEL JAIME SUÁREZ LONDOÑO**

**MSc en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**MEDELLÍN**

**2016**

Nota de aceptación

---

---

---

---

Firma

Nombre

Presidente del Jurado

---

Firma

Nombre

Jurado

---

Firma

Nombre

Jurado

Medellín, 31 de marzo de 2016

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa su agradecimiento a Dios por la fortaleza suficiente para alcanzar esta meta; a mi familia por su comprensión, paciencia y apoyo en los momentos de aciertos y desaciertos en el desarrollo del trabajo de grado; a las personas que participaron en la consolidación de este proyecto.

## CONTENIDO

RESUMEN.....	12
INTRODUCCIÓN .....	13
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE .....	15
1.1 ANTECEDENTES.....	15
1.2 GENERALIDADES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	19
1.2.2 Demanda Máxima .....	20
1.2.3 Demanda diversificada o coincidente .....	20
1.2.4 Demanda máxima no coincidente .....	20
1.2.5 Factor de demanda .....	21
1.2.6 Factor de carga .....	21
1.2.7 Comportamiento de la demanda .....	21
1.3 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA .....	22
1.3.1 Distribución eléctrica .....	22
1.3.2 Comercialización .....	23
1.4 GENERALIDADES DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA RESIDENCIAL .....	24
CAPÍTULO II: APLICACIÓN DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA RESIDENCIAL .....	28
2.1 ETAPA 1: ESTUDIO DE LA ZONA DE ANÁLISIS.....	28
2.1.1 Aspectos generales de la zona. ....	28
2.1.2 Aspectos generales del sistema eléctrico.....	30
2.2 ETAPA 2: INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	30
2.3 ETAPA 3: ELABORACIÓN DEL DISEÑO MUESTRAL .....	31
2.4 ETAPA 4: MEDICIONES EN CAMPO .....	32
2.5 ETAPA 5: VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA EN CAMPO (INFORMACIÓN PRIMARIA). ....	32
2.6 ETAPA 6: ANÁLISIS INICIAL DE LA INFORMACIÓN.....	33

2.7 ETAPA 7: ANÁLISIS DE LAS FORMAS DE LAS CURVAS OBTENIDAS EN CAMPO. ....	35
2.8 ETAPA 8: ANÁLISIS DE LAS MAGNITUDES DE LAS CURVAS.....	38
2.9. ETAPA 9: OBTENCIÓN DE LAS CLASES DE CARGA .....	39
CAPÍTULO III: ANALISIS DE LOS RESULTADOS.....	42
CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	54
ANEXO 1 .....	56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura del mercado eléctrico Colombiano. ....	23
Figura 2. Esquema del proceso metodológico de caracterización de la carga eléctrica. ....	24
Figura 3. Mapa de la división política municipio de la Ceja del Tambo.....	29
Figura 4. Circuitos del sistema eléctrico del municipio La Ceja del Tambo .....	30
Figura 5. Transformadores de Distribución sobre los cuales se Realizaron las Mediciones en el Municipio de La Ceja.....	32
Figura 6. Transformadores censurados por la magnitud y forma de la curva. ....	33
Figura 7. Transformadores censurados por la magnitud y forma de la curva. ....	34
Figura 8. Transformador censurado por la magnitud y forma de la curva.....	34
Figura 9. Curvas de carga superpuestas con algún grado de similitud.....	35
Figura 10. Característica Curva 1 día hábil.....	36
Figura 11. Característica Curva 2 día hábil.....	36
Figura 12. Característica Curva 1 día no hábil.....	37
Figura 13. Característica Curva 2 día no hábil.....	37
Figura 14. Franja de magnitud alta, media y baja de la curva 1 día hábil. ....	38
Figura 15. Franja de magnitud alta, media y baja de la curva 2 día hábil. ....	39
Figura 16. Ubicación de los transformadores de la Ceja del Tambo clasificados por franja.....	41
Figura 17. Consumo máximo y mínimo según curva 1 de día hábil.....	42
Figura 18. Consumo máximo y mínimo según curva 2 de día hábil.....	43
Figura 19. Distribución de los transformadores de la Ceja del Tambo por franja. ....	44
Figura 20. Usuarios conectados por tipo de transformador de la Ceja del Tambo. ....	45
Figura 21. Usuarios conectados por estrato en la curva de forma 1.....	45
Figura 22. Usuarios conectados por estrato en la curva de forma 2.....	46
Figura 23. División de zonas del área de ubicación de los tranformadores. ....	46
Figura 24. Curva de Demanda Diversificada del Oriente Antioqueño.....	47
Figura 25. Curva de Demanda Diversificada de La Ceja del Tambo .....	49
Figura 26. Unión de Curva de Demanda Diversificada del Oriente Antioqueño y La Ceja del Tambo.....	51

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Antecedentes investigativos.....	16
Tabla 2. Ejemplo de estructura de la información para ejecutar el análisis. ....	31
Tabla 3. Número de transformadores objeto para realizar el estudio. ....	31
Tabla 4. Relación de mediciones planeadas y mediciones realizadas .....	33
Tabla 5. Clasificación de los transformadores de la Ceja del Tambo por tipo de curva .....	40
Tabla 6. Clasificación de los transformadores de la Ceja del Tambo por franjas..	40
Tabla 7. Tabla de Demanda Diversificada residencial del Oriente Antioqueño ....	48
Tabla 8. Tabla de Demanda Diversificada de La Ceja del Tambo .....	50

## GLOSARIO

**Carga:** Potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

**Cargabilidad:** Límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

**Confiabilidad:** Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dado. Equivale a fiabilidad.

**Curva de Carga:** Representación gráfica del consumo de la potencia activa, medida en intervalos de tiempo en un periodo específico.

**Diseño muestral:** Método estadístico que define una muestra que caracteriza una determinada población.

**Distribución de energía eléctrica:** Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica.

**Factor de Carga:** Relación entre la potencia promedio y la potencia máxima.

**Factor de utilización:** Relación entre la potencia máxima y la capacidad nominal del transformador.

**Frontera comercial:** Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

**Integrador:** Medidor de potencia activa que se instala en las barras secundarias del transformador de distribución para registrar la energía consumida por todos los usuarios conectados al mismo.

**Medición:** Potencia activa registrada cada 15 minutos a través de un contador multifuncional durante una semana, para un total de 672 datos.

**Micro área:** Zonas pequeñas en las que se divide el territorio de análisis.

**Operador de red:** Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, la expansión y las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

**Plan de ordenamiento territorial (POT):** Es una herramienta técnica utilizada en el campo del urbanismo a nivel de los municipios para planificar y ordenar su territorio. Los POT integran la planificación física y socioeconómica con la responsabilidad ambiental, por ello se constituyen en un instrumento que debe formar parte de las políticas de estado, con el fin de propiciar desarrollos sostenibles, contribuyendo a que los gobiernos orienten la regulación y promoción de ubicación y desarrollo de los asentamientos humanos.

**Población:** Conjunto de sujetos o individuos con determinadas características, de donde se sustrae la muestra.

**Red de distribución:** Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

**Sistema de Distribución Local - SDL:** Sistema compuesto por el conjunto de líneas y Subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio de uno o varios Mercados de Comercialización

**Sistema de Transmisión Regional - STR:** Sistema compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos, que operan en el nivel de tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión.

**Sobrecarga:** Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.

**Tarifa:** Caracterización que el comercializador le da a los diferentes usuarios para clasificar y aplicar el costo de la energía eléctrica, los subsidios o contribuciones correspondientes según lo establece la Resolución 115 de 1996.

**Transformador de distribución:** Equipo que sirve para reducir el voltaje de media tensión a niveles adecuados (baja tensión) para el consumo de energía eléctrica del usuario final.

**Usuario no regulado:** Consumidor con demandas, en promedio durante los últimos 6 meses, de energía superiores o iguales a 55 MWh /mes ó demandas de potencia superiores o iguales a 0.1 MW que negoció y contrató libremente su suministro en el mercado mayorista.

**Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

**Zona comercial e industrial:** espacio en el cual predomina la ubicación de empresas dedicadas al comercio y a la producción industrial.

**Zona rural:** se caracteriza por la disposición dispersa de viviendas y explotaciones agropecuarias existentes en ella. No cuenta con un trazado o nomenclatura de calles, carreteras, avenidas, y demás. Tampoco dispone, por lo general, de servicios públicos y otro tipo de facilidades propias de las áreas urbanas.

**Zona urbana:** se caracteriza por estar conformada por conjuntos de edificaciones y estructuras contiguas agrupadas en manzanas, las cuales están delimitadas por calles, carreras o avenidas, principalmente. Cuenta por lo general, con una dotación de servicios esenciales tales como acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, hospitales y colegios, entre otros. En esta categoría están incluidas las ciudades capitales y las cabeceras municipales restantes.

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como propósito caracterizar la demanda de energía eléctrica del municipio de La Ceja del Tambo, identificando la forma y magnitud de la curva de carga, con base en la aplicación de una metodología de análisis de los datos de medición de los transformadores de distribución pertenecientes al sistema eléctrico del municipio.

Para el trabajo se utilizan los datos proporcionados por la empresa EPM E.S.P, donde se realizaron las mediciones de los transformadores en períodos de 15 minutos durante los días hábiles y no hábiles de una semana típica, para un total de 672 datos por transformador. El diseño muestral se realiza utilizando la estadística inferencial, la cual permite determinar propiedades de una población estadística, a partir de una pequeña muestra de la misma. Adicionalmente para el análisis de los datos se utiliza el método de verificación de Kendall W, para determinar las concordancias o coeficientes de correlación.

La información obtenida en el estudio servirá al operador de red como apoyo a sus procesos de planeación, diseño, operación y comercialización para la toma de decisiones acertadas con relación a sus proyecciones de demanda, optimización del parque de transformadores y redes, diseño de redes con inversiones recuperables y el desarrollo de planes de mantenimiento y reposición óptimos. De esta forma contribuirá a la sostenibilidad del negocio de distribución.

**Palabras claves:** Caracterización de demanda, curvas de carga, forma de la curva de carga, magnitud de la curva de carga

## INTRODUCCIÓN

La carga es la más importante y decisiva variable en la planeación, el diseño y la operación de una red de distribución de energía eléctrica, ya que es el factor determinante para la toma de decisiones técnicas y económicas con relación a la mejor forma de lograr una adecuada expansión de los sistemas de distribución para satisfacer el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los estándares de calidad en el servicio y de optimización técnica y económica en la operación de las redes, lo cual se traduce en calidad, disponibilidad y confiabilidad para los usuarios.

En este sentido y considerando que una de las responsabilidades del operador de red es la atención de la demanda de energía eléctrica, se vuelve prioritario conocer la forma y la magnitud en que los usuarios consumen la energía, lo que es igual a la caracterización de la carga; pues de ello parte el diseño de los sistemas de distribución.

El desconocimiento o la imprecisión de la caracterización de la carga eléctrica tiene efectos en la sostenibilidad del sistema de distribución, conllevando a un posible déficit de electricidad, problemas para el suministro eléctrico y grandes pérdidas económicas para los operadores de red, de ahí su preocupación por este tópico, buscando utilizar las mejores técnicas de caracterización de la carga eléctrica que permitan precisar la demanda y realizar un buen pronóstico a corto, mediano y largo plazo.

Sin embargo, tampoco es un secreto el alto nivel de complejidad de la caracterización de la carga eléctrica, gracias a la diversidad de las variables que intervienen en el fenómeno del crecimiento de la demanda, tales como las características estructurales de los datos, el horizonte de la proyección y los factores determinantes.

El municipio de La Ceja del Tambo, hace parte del Valle de San Nicolás del Oriente Antioqueño, zona con el desarrollo más destacado de la subregión y con la principal concentración de población por su proximidad con Medellín y el Valle de Aburrá. Su actividad principal es la floricultura, sin embargo gracias al crecimiento y proyección de este municipio en los últimos 20 años se ha constituido en un sitio favorito para el asentamiento de importantes empresas comerciales, industriales y de servicios, con lo cual también se han generado migraciones de gran magnitud desde el campo

y municipios vecinos hacia su zona urbana, provocando un crecimiento significativo de la población. Asimismo en la actualidad el municipio se destaca como un centro de veraneo y turismo.

Considerando lo anterior, el presente trabajo pretende realizar una caracterización de la carga eléctrica para el municipio de La Ceja del Tambo ubicado en la región del oriente Antioqueño, con el fin de obtener la curva de demanda diversificada.

El cálculo de la curva de demanda diversificada para el municipio de La Ceja del Tambo permitirá al operador de red, además de dar cumplimiento a la regulación vigente, mejorar los resultados de la proyección de demanda, optimizar el parque de transformadores por medio de una selección más adecuada de los mismos, realizar diseños óptimos de redes y transformadores con inversiones recuperables, establecer planes de mantenimiento y reposición oportuna de equipos, disminuir la incertidumbre en la evolución de la demanda y ampliar el portafolio de servicios con soluciones ajustadas a las nuevas tendencias y hábitos de consumo de los usuarios. En este sentido, el presente trabajo se encuentra estructurado en cuatro capítulos que se describen a continuación:

Capítulo I: Presenta los antecedentes investigativos del trabajo, las generalidades del sistema eléctrico colombiano y de la metodología que se emplea para la caracterización de la carga eléctrica.

Capítulo II: Presenta el desarrollo del proceso por medio del cual se realizó la caracterización de la demanda para el municipio de La Ceja del Tambo.

Capítulo III: Muestra el análisis de los resultados obtenidos en la caracterización de la demanda de energía eléctrica de La Ceja del Tambo.

Capítulo IV: Contiene las conclusiones resultantes del proceso de caracterización de la demanda de energía eléctrica y del análisis de los resultados, además se plantean recomendaciones para el operador de red y demás usuarios de la información.

# CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

## 1.1 ANTECEDENTES

A nivel mundial se encuentra diversidad en los estudios de modelado y predicción de la demanda de energía eléctrica, los mismos que son realizados utilizando métodos como la regresión multivariada, la cointegración, las funciones de transferencia, y los modelos ARIMA (Franco, Velásquez y Olaya, 2008). Muchos de estos estudios se realizan a partir de la capacidad instalada en los equipos, coincidencia de los consumidores conectados en un mismo nodo y utilización de algoritmos genéticos, datos de un alimentador principal, participación de las diferentes tarifas conectadas al mismo y consumidores de energía registrados por usuario (Suárez, 2012).

En el caso colombiano los organismos reguladores y los operadores de red desarrollan estudios relacionados con el comportamiento de la demanda de energía eléctrica, como parte de su responsabilidad en la planeación del sector, utilizando modelos econométricos, autorregresivos integrados de promedios móviles ARIMA y pronóstico condicional. No obstante estos modelos no se encuentran disponibles a los usuarios, lo cual dificulta la construcción de escenarios particulares de proyección, además de contar con escasos estudios de tipo académico y científico.

En la tabla 1 se relacionan los estudios a nivel nacional e internacional revisados en el desarrollo del presente trabajo de investigación, los cuales se consideraron por su relación cercana con el tema abordado.

Romero *et al.* (2001), realizan una caracterización de la curva de carga de la energía eléctrica en la región sur de Ecuador, para lo cual clasifican los usuarios en residenciales, comerciales, industriales y otros. En su estudio los autores analizan estadísticamente los datos de consumo de las empresas eléctricas, utilizando un muestreo de campo tipo probabilístico y estudiando los resultados de forma agregada y desagregada por cliente y niveles de consumo de acuerdo a los días laborables, sábado y domingo.

Tabla 1. Antecedentes investigativos

Autores	Título	Tipo de publicación	Año
Carlos Romero González Patricio Díaz Omar Núñez Paul Martínez	Caracterización de la curva de carga eléctrica en el sector Sur Oriente del Ecuador	Artículo	2001
Leonardo Casas Alberto Ramírez Alberto Limonte	Características de las cargas del sector residencial en Cuba	Artículo	2007
Carlos Jaime Franco Cardona Juan David Velásquez Henao Yris Olaya Morales	Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables	Artículo	2008
Luisa Fernanda Guzmán Gómez	Diseño e implementación de una técnica para la construcción de las curvas de demanda máxima diversificada para empresas del sector eléctrico Colombiano	Trabajo de grado	2010
Gabriel Jaime Suárez Londoño	Proceso metodológico para la caracterización de la carga eléctrica residencial	Tesis de grado	2012
Johana Andrea Sanabria Domínguez	Demanda diaria de energía en Colombia 2000-2013: una aplicación de P-SPLINES	Trabajo de grado	2013

Casas, Ramírez y Limonte (2007), realizan una caracterización de las curvas de carga eléctrica en el sector residencial de Cuba, con el fin de identificar los efectos de los cambios que ha vivido la sociedad cubana, como el cambio del combustible para la cocción de alimentos por el uso de energía eléctrica. En su trabajo se analiza el comportamiento horario en el consumo de energía eléctrica, a partir de las mediciones en las instalaciones existentes y la composición de los receptores asociados.

Por su parte, Franco, Velásquez y Olaya (2008), realizan una caracterización de la demanda mensual de energía eléctrica en Colombia utilizando un modelo de componentes no observables para el período agosto de 1995 y enero de 2006. Guzmán (2010), en su trabajo de grado para optar al título de ingeniería eléctrica, presenta una propuesta metodológica para construir curvas de demanda máxima diversificada del sector residencial, a partir de la agrupación de los usuarios finales

en grupos homogéneos según el estrato económico, la cual aplica en el departamento del Quindío, Colombia.

En el año 2011 se tiene referencia de dos trabajos de modelación de la demanda de energía eléctrica en Colombia (citados por Sanabría, 2013); el primero realizado por Rueda en el cual se emplearon modelos no lineales y una combinación de un modelo SARIMA y un modelo GSMN, el segundo realizado por Zapata a partir del estudio del impacto de las variables PIB, consumo de gas natural y los precios de la electricidad, en el consumo de la energía eléctrica en Colombia, para lo cual utiliza un modelo ARIMA.

Durante el año 2012 Suarez (2012) presenta en su tesis de grado para optar al título de magíster en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica un procedimiento metodológico innovador para la caracterización de la carga eléctrica residencial la cual se fundamenta en la proyección espacial de demanda. El autor en su metodología analiza como variable fundamental para elaborar la curva de carga las mediciones de potencia activa en los transformadores de distribución, con el fin de obtener una agregación a nivel de éstos como unidad de medida válida para conocer el comportamiento de los usuarios residenciales de una zona determinada. Esta tesis corresponde al antecedente más cercano al objeto de estudio del presente trabajo, presentando resultados de la aplicación de la metodología para diez cascos urbanos de los municipios (Medellín, Itagüí, Sabaneta, Envigado, La Estrella, Caldas, Bello, Barbosa, Girardota y Copacabana) del Valle de Aburrá en el departamento de Antioquia.

Mousavi & Abyaneh (citados por Suarez, 2012), en su artículo "*Effect of load models on probabilistic characterization of aggregated load patterns*" (Efecto de los modelos de carga en la caracterización probabilística de los patrones de carga agregados) muestran cómo puede realizarse la Caracterización de la Carga Eléctrica a partir del análisis de la capacidad nominal de los equipos, sus ciclos operativos y coincidencia optativa de los mismos. Para ello aplican una metodología basada en la realización de una encuesta de los equipos eléctricos conectados en un grupo de granjas de una muestra seleccionada, para los cuales se analizan las variables: jornadas de trabajo, cantidad de personas que operan en las mismas y registros de los datos del consumo de energía de los últimos meses, con el fin de luego conformar un consumo horario de cada una de las granjas y comparar y ajustar, generando una curva de caracterización de las granjas analizadas.

Herman & Gaunt (citados por Suarez, 2012) en su artículo “*A practical probabilistic design procedure for LV residential distribution systems*” (Un procedimiento de diseño probabilístico práctico para los sistemas de distribución residencial de baja tensión) presentan una metodología para la caracterización de la carga eléctrica a partir de las curvas de simultaneidad de la operación de los equipos que se encuentran conectados a un mismo nodo, para lo cual se realizan lecturas de potencia máxima y promedio de consumo de cada usuario. En su artículo, los autores toman como referente la curva de carga típica, en la cual se analiza el aporte de cada usuario conectado al pico de la demanda diversificada, para luego conocer la demanda máxima por usuario, ajustándola a través de curvas de simultaneidad de los equipos más comunes para culminar estandarizado con el factor de carga que se obtiene del alimentador principal.

Galeano Molina & Pulgarín (citados por Suarez, 2012) en su artículo “*Metodología de reubicación óptima de transformadores en el nivel de tensión 1 utilizando algoritmos genéticos*” presentan una metodología basada en algoritmos genéticos, lecturas realizadas en un alimentador particular y la participación de los diferentes usuarios. En su trabajo investigativo los autores muestran el procedimiento que inicia con la lectura del alimentador particular, luego asocian todos los transformadores de distribución y la clase de usuarios conectados, a través de un aplicativo de logaritmos genéticos, para finalmente obtener la curva de carta equivalente para cada tipo de usuario.

Sanabria (2013), propone una metodología para encontrar la demanda diaria de energía eléctrica en Colombia en los años 2000 - 2013, aplicando la técnica Splines cúbicos para la descomposición de la serie en sus componentes básicos de tendencia, ciclo, estacionalidad y ruido para la demanda regulada y no regulada. El trabajo busca facilitar la relación de la actividad económica con la demanda de energía para la estimación del PIB.

En el año 2003 Murillo, Trejos y Carvajal (citados por Sanabria, 2013), desarrollaron un estudio en la ciudad de Pereira, Risaralda, utilizando modelos ARIMA para pronosticar la demanda de energía eléctrica durante enero y diciembre de 2001.

En 2007 Barrientos, Olaya y González (citados por Sanabria, 2013) incursionan en los pronósticos de demanda de energía eléctrica para el caso colombiano, utilizando modelos de Splines cúbicos. En su trabajo los autores analizan la demanda horaria en la zona Suroccidente de Colombia.

## 1.2 GENERALIDADES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los componentes principales del mercado eléctrico son la demanda, la oferta y la regulación, éstos a su vez pueden ser influenciados por diferentes factores de comportamiento complejo propios de los mercados energéticos, lo que lo diferencia de los demás mercados. La demanda es la potencia requerida por el consumidor en un instante dado (Guzmán, 2010), y en su caso, cuando se relaciona con características particulares de cada sistema de generación y con la tecnología puede inducir una estructura económica particular a una región o país, tomando un rol determinante en su desarrollo (Franco, Velásquez y Olaya, 2008). De ahí que la evolución de la demanda está estrechamente relacionada con la evolución de los diferentes sectores económicos de la sociedad.

En un sistema eléctrico de potencia, las actividades de generación, transporte y distribución cumplen la función de suministrar los requerimientos energéticos de la demanda, lo cual se ha constituido en un reto para los OR, ya que debido a las leyes físicas que rigen su comportamiento exigen que en todo momento exista un equilibrio entre producción y demanda, de lo contrario todo el sistema colapsaría (Mendez, 2013).

Los usuarios de la energía eléctrica se clasifican en residenciales, comerciales, industriales y otros, teniendo en cuenta los usos que le dan a la energía eléctrica, por ejemplo los clientes residenciales y comerciales en radio, televisión, cocción de alimentos, calentamiento de agua e iluminación y los industriales para la transformación de materias primas, según la clasificación CIIU (código Internacional de Industrias Uniforme), por ello un plan de uso eficiente de la energía, debe partir del conocimiento de la forma y la magnitud en cómo se usa por parte de los distintos clientes. (Romero, Díaz, Núñez y Martínez, 2001).

De este modo el estudio del mercado eléctrico se define como el estudio de la curva de demanda de los consumidores y de la curva de carga desagregados en sus componentes de demanda. Romero et al. (2001) en su estudio de caracterización de la curva de carga eléctrica en el sector sur oriente del Ecuador señalan que existen métodos deductivos, métodos inductivos y de auditoría que han sido utilizados como técnicas específicas para el análisis de la curva de carga, resaltando el método de auditoría como aquel que permite obtener resultados de mayor grado de confiabilidad. El método de auditoría asume que el consumo de energía de un sector está determinado por dos variables básicas, la cantidad de equipos eléctricos presentes y los modos de uso de los mismos.

Casas, Ramírez y Limonte (2007) señalan que existen diversos métodos para estimar la demanda eléctrica, con los que se suelen realizar los estudios a largo plazo. Sin embargo, para determinar el comportamiento horario es prácticamente obligatorio analizar mediciones en instalaciones ya existentes analizando, además, la composición de los receptores asociados.

Sin embargo, independientemente de la metodología o técnica que se utilice para caracterizar el comportamiento de la demanda, se deben tener en cuenta parámetros y relaciones típicas que la describen técnicamente, algunos de estos parámetros son (Méndez, 2013):

#### 1.2.1 Demanda Promedio.

Es la demanda media requerida por el sistema en un determinado período de tiempo, su unidad de medida suele ser el kW, o los kVA, su expresión es:

$$D_m = \frac{\text{Energía requerida en un período de tiempo}}{\text{Período de tiempo}}$$

#### 1.2.2 Demanda Máxima

Es el máximo requerimiento de carga que tiene el sistema durante un período de tiempo, la particularidad de este parámetro es que su duración es pequeña en comparación con la duración del intervalo de tiempo analizado. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema.

#### 1.2.3 Demanda diversificada o coincidente

Es la suma de varias cargas en un momento determinado. Se considera el mismo intervalo de tiempo.

#### 1.2.4 Demanda máxima no coincidente

Es la suma de la demanda máxima de cada usuario sin importar que ocurran o no al mismo tiempo.

### 1.2.5 Factor de demanda

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad en kW o kVA del sistema en análisis, en función de que los equipos son dimensionados para la demanda máxima, el factor de demanda siempre será menor que la unidad. Este factor representa el porcentaje máximo en que la demanda hace uso de la capacidad del sistema.

$$FD = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad del sistema}}$$

### 1.2.6 Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, la cual señala el grado de variación de la carga con respecto al máximo valor registrado en un determinado tiempo.

$$FC = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

### 1.2.7 Comportamiento de la demanda

En los sistemas de distribución es posible identificar tres comportamientos típicos que dependen del uso que se realice de la energía, pudiendo definirse los siguientes tipos: demanda residencial, demanda comercial y demanda industrial.

*Demanda tipo residencial.* Este tipo de demanda se encuentra en zonas donde los usuarios hacen un uso típico de vivienda, este tipo de consumo responde mayoritariamente a las costumbres de vida de una familia en donde el consumo comienza a incrementarse aproximadamente desde las 05:30 y continúa en aumento hasta las 12:00 o 13:00 horas, a partir de la cual se da un valle que dura aproximadamente hasta las 18:00 horas y luego se incrementa hasta alcanzar el pico máximo cerca de las 20:00 horas para luego comenzar a disminuir y llegar al nivel de valle nocturno a las 23:00 horas, el cual dura hasta las 5:30 horas para nuevamente comenzar el ciclo.

*Demanda tipo comercial.* La demanda de tipo comercial difiere de la demanda residencial en que responde al comportamiento de los negocios y empresas que laboran en una o dos jornadas diarias, lo cual hace que experimente un incremento

sostenido en horas de la mañana, tenga un ligero decremento al medio día manteniendo un valle en horas de la tarde y finalmente se reduzca hasta un valor de valle nocturno desde las 19:00 horas.

*Demanda tipo industrial.* En el caso de la demanda industrial, la forma de la curva dependerá del proceso de fabricación o del producto que se considere en el análisis. Para este tipo de demanda se tiene que típicamente puede ser de dos tipos: la demanda de un proceso constante cuyo perfil es prácticamente plano y corresponde a plantas industriales de fabricación continua con horarios de trabajo 24/7 en tres turnos, y, la demanda de procesos de fabricación no continua en cuya forma se pueden observar los cambios en el requerimiento de energía por parte del proceso y por lo tanto es más irregular.

### 1.3 CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA

La estructura del mercado eléctrico Colombiano está conformado por cinco ramas principales: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Uso final.

El presente trabajo se respalda en los aspectos teóricos de la distribución y la comercialización de energía eléctrica, ya que estos son los principales factores a optimizar mediante la caracterización de la carga eléctrica, por lo tanto, se describen a continuación:

#### 1.3.1 Distribución eléctrica

Rama del mercado eléctrico Colombiano (MEC) que pertenece al STR (Sistema de Transmisión Regional) y está ubicada cerca de las áreas de consumo, siendo el responsable en construir y mantener las redes y subestaciones necesarias la empresa distribuidora prestadora del servicio (OR) para llegar a los clientes con valores de tensión en niveles I y II. Este conjunto de redes constituyen la red de distribución en donde éstas pueden ser aéreas o subterráneas.

En Colombia la distribución eléctrica se desarrolla como actividad independiente, no obstante, también puede ser realizada en conjunto con la comercialización según lo estipula la ley de servicios públicos domiciliarios 142 de 1994 y la ley eléctrica 143 de 1994.

Por su condición de monopolio natural, la CREG le asigna un ingreso en la tarifa con el fin de asegurar su viabilidad financiera y promover la competencia en el

mercado para optimizar y garantizar el servicio de energía a los consumidores. Esto con el fin de que el OR optimice los costos operativos del sistema e invierta en nuevos proyectos de distribución.

### 1.3.2 Comercialización

Proceso que consiste en comprar y vender energía eléctrica en el mercado mayorista, donde el agente es el representante de los usuarios regulados y no regulados quienes son el destino de las operaciones en dicho mercado. Los comercializadores compran todos los servicios asociados y necesarios en la Bolsa de Energía, para entregarlo al usuario final.

Figura 1. Estructura del mercado eléctrico Colombiano.

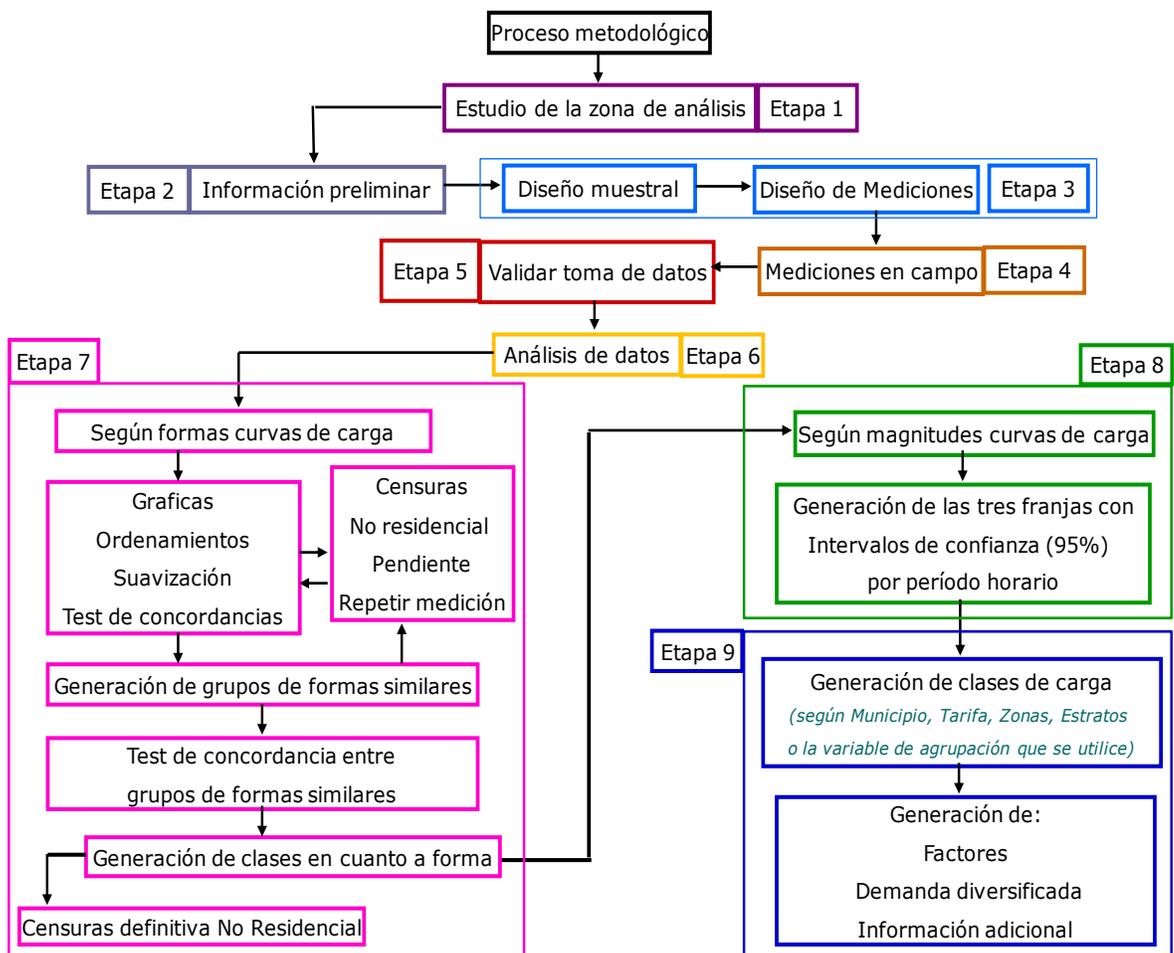


Fuente: Página xm, los Expertos en Mercados.

## 1.4 GENERALIDADES DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA RESIDENCIAL

El desarrollo del presente trabajo de campo de la investigación se guio por la metodología utilizada en la caracterización de la carga residencial aplicada en el Valle de Aburrá, la misma que fue conocida a través del seminario de Planeación de Sistemas de Distribución de la Especialización en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. En este sentido, el proceso se seguirá en nueve etapas como se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 2. Esquema del proceso metodológico de caracterización de la carga eléctrica.



Fuente: Suárez (2012)

A continuación se describe cada una de las nueve etapas que integran el proceso metodológico (Suárez, 2012) utilizado para realizar la caracterización del municipio de la Ceja del Tambo:

1. Estudio de la zona de análisis: La metodología inicia con la revisión de información secundaria sobre la demanda de energía eléctrica, definiendo claramente la zona de estudio, el alcance geográfico y las variables iniciales
2. Información preliminar: Se definen las variables de agrupación y se recopila la información de los transformadores de distribución ubicados en la zona de análisis de acuerdo a la información dispuesta por el operador de red y a las características particulares de los transformadores y el sistema. Entre las variables que pueden ser objeto de observación se encuentra la ubicación del transformador, las tarifas aplicadas por transformador, los estratos socioeconómicos asociados al transformador, el circuito de conexión, la clasificación del transformador (urbano o rural), el índice de pérdidas y el consumo de energía.
3. Diseño muestral: En esta etapa se define el alcance de la caracterización que se realizará. Para ello es necesario el apoyo de expertos en herramientas estadísticas y tener claridad sobre la identificación de las variables de agrupación aleatorias, regionalizadas, exógenas y endógenas, y de los modelos y herramientas de estadística descriptiva e inferencial.

El diseño muestral se elabora en cuatro pasos básicos, el primero de ellos corresponde a la depuración de la información secundaria teniendo en cuenta las variables de agrupación y la calidad de la información, así como realizar la ubicación geográfica de los transformadores. El siguiente paso es la llamada “minería de datos”, en la cual se verificará la existencia de elementos muestrales en las posibles formas de agrupación, el consumo y el índice de pérdidas de los últimos 24 meses; se cuantificará la participación de todos los elementos muestrales dentro de las agrupaciones y se examinará la cantidad de clientes conectados en cada transformador. El tercer paso es la determinación del tamaño muestral, teniendo en cuenta la información aportada en los pasos anteriores. En este caso se utiliza por lo general un nivel de confianza del 95%, y se aplica un muestreo aleatorio o intencional, acompañado de un muestreo por etapas que involucra el comportamiento histórico del consumo de energía de los últimos 24 meses, la tarifa residencial estratificada y el estado activo del transformador. En el último paso se realizara la afijación óptima de las mediciones, identificando los

transformadores de distribución en los cuales se colocará el medidor multifuncional que permitirá tomar la información primaria.

4. Mediciones de campo: Con base en los resultados del diseño muestral se realizan las mediciones en los transformadores de distribución, utilizando medidores multifuncionales que aprovechan las señales de tensión y corriente de los integradores y almacenan los datos de potencia activa máxima cada 15 minutos durante mínimo dos semanas. Estas semanas no pueden contener días feriados, fiestas municipales, festividades navideñas, entre otros, es decir, debe ser semana típica (5 días hábiles más 2 días no hábiles).
5. Validación de la información obtenida en campo: En esta etapa se procede con la verificación de la información que registraron los medidores, validando que el transformador se encuentre correctamente identificado, que el transformador haga parte del diseño muestral, que la semana de medición no tenga días feriados y que los datos y la cantidad de registros esté completa.
6. Análisis inicial de la información: a partir de la información obtenida en campo y antes de llegar al análisis de las formas de curvas, se realiza una inspección visual de las mismas, lo cual permite identificar inicialmente formas típicas y realizar las primeras comparaciones y agrupaciones que llevarán a realizar las censuras iniciales sobre las mediciones atípicas o con valores dudosos, para establecer posibles criterios de comportamiento y agrupación, además de construir nuevas variables que se ajusten mejor al comportamiento de la carga eléctrica. La técnica utilizada en esta etapa es la superposición de gráficas de forma manual y visual.
7. Análisis de las formas de las curvas obtenidas: utilizando herramientas como Excel o software estadísticos, se realiza un tratamiento de los datos conformados por cada transformador, el cual consiste en ordenar de menor a mayor los valores de potencia activa de cada transformador por días disponibles; dividir el consumo por número de usuarios conectados; y realizar la suavización de los datos por medio de un promedio móvil de 3 períodos. Posteriormente se prosigue a realizar el test de concordancias o coeficientes de correlación entre todos los transformadores, utilizando los métodos de verificaciones de Spearman, cuando se comparan dos elementos muestrales, y Kendall W, cuando el número de elementos es superior a dos. Finalmente, las curvas se agrupan, de tal modo que todos los transformadores pertenezcan a un grupo que cumpla con las

condiciones de concordancia en forma, resaltando que el número de grupos dependerá del comportamiento de la demanda de energía.

8. Análisis de las magnitudes de las curvas: para este análisis se selecciona cada grupo identificado en la etapa anterior y se obtienen el valor máximo, el valor mínimo la desviación estándar, la varianza y el curtosis por cada una de las 672 observaciones que se realizaron. Luego de estos cálculos y haciendo una interpretación de los resultados obtenidos, se procede a establecer tres franjas de consumo (alta, media y baja), de acuerdo con las cuales se separan las observaciones en tres grupos, con quienes se realiza de nuevo los cálculos de valor máximo, valor mínimo, desviación estándar, varianza y curtosis. Posteriormente, se define un valor medio con un intervalo superior un intervalo inferior que cumpla con el nivel de confianza del 95%, para obtener los intervalos de confianza de cada una de las formas en las tres franjas.
9. Obtención de las clases de carga: Las clases de carga identifican a una cantidad de los transformadores perteneciente a la muestra, con relación a la forma particular de consumo y la magnitud máxima. Para obtener las clases, a través de las cuales se podrá establecer el mecanismo de inferencia aplicable para la población de transformadores, se utiliza un algoritmo basado en la construcción de curvas dependiendo de las necesidades específicas y las variables de agrupación.

$$\sum_{i=1}^n p_i \text{Subclase} CCE_i = CCE_{nueva}$$

Este algoritmo tiene como punto de partida las particiones ( $p_i$ ) de las clases de carga  $CCE_i$  puras generadas con base en los transformadores puros, pertenecientes a un estrato. De igual forma este procedimiento permite realizar diferentes agrupaciones para obtener nuevas curvas por medio de las clases de carga obtenidas.

## **CAPÍTULO II: APLICACIÓN DEL PROCESO METODOLÓGICO PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA RESIDENCIAL**

### **2.1 ETAPA 1: ESTUDIO DE LA ZONA DE ANÁLISIS**

#### **2.1.1 Aspectos generales de la zona.**

La Ceja del Tambo con una extensión de 134 km<sup>2</sup> y una altitud de 1.243 m.s.n.m, está localizada al Suroriente del departamento de Antioquia, República de Colombia, limitando por el Norte con Rionegro; por el nororiente con el Carmen del Viboral; por el oriente con La Unión, por el sur con Abejorral; por el suroccidente con Montebello y por el occidente con El Retiro.

La geografía del municipio se caracteriza por estar rodeada por las cuencas de los ríos Pereira y Pantanillo y por los cerros el Capiro, el Ochuval, el Colorado y la Cumbre. La Ceja del Tambo tiene dos zonas claramente diferenciadas: El norte y el sur. La primera está compuesta por el valle, donde está situada la cabecera; su clima es frío y allí se encuentran los mejores suelos, los cuales están presentes en las veredas La Milagrosa, San Nicolás, San Miguel, Guamito, El Tambo y Las Lomitas; la otra zona del Municipio es la sur, conformada por las veredas del corregimiento de San José: El Higuerón, Llanadas, San Gerardo, Fátima, Piedras, Colmenas, San Rafael, La Loma, La Miel, San José y La Playa que cuenta con diversos pisos térmicos (templados y cálidos).

La principal actividad económica del municipio de La Ceja del Tambo es la floricultura, seguida por la agricultura. Los principales cultivos son las flores, la papa, el fríjol, el tomate de árbol y la mora; asimismo dispone de 8.190 hectáreas de pasto dedicado principalmente a la ganadería de leche.

La Ceja del Tambo hace parte de la subregión del Oriente Antioqueño, junto con otros 25 municipios; subregión caracterizada por la influencia y el impacto de los procesos de urbanización generados en el Valle de Aburrá, los cuales se expanden progresivamente hacia el altiplano, concentrándose con diferente intensidad, principalmente en los Municipios de Rionegro, Guarne, La Ceja del Tambo y El Retiro. En razón de esto la Ceja del Tambo se ha convertido en la segunda ciudad

intermedia del oriente, siendo un destacado centro de veraneo y productor de flores de exportación.

El municipio cuenta con un área urbana de 4,1 Km<sup>2</sup> y un área rural de 129,9 km<sup>2</sup>, su división política administrativa contempla una zona urbana, conocida como cabecera municipal de la cual dependen 9 barrios y 6 veredas, y 1 corregimiento (San José) del cual dependen 11 veredas, como se muestra en la figura No. 3.

En cuanto a población, La Ceja del Tambo tiene proyección de 52.723 habitantes al año 2015 (DANE, 2005), de los cuales 45.779 corresponden a población urbana y 6.944 a población rural. Los estratos socioeconómicos del municipio se encuentran en una escala de 1 a 5, según la encuesta de Calidad de Vida realizada por la Gobernación de Antioquia (2004), el estrato predominante es el 3, con un 65,6% seguido por el estrato 2 con un 30%, el estrato 4 corresponde al 2,9%, el estrato 1 al 1% y el estrato 5 al 0,5%.

Figura 3. Mapa de la división política municipio de la Ceja del Tambo

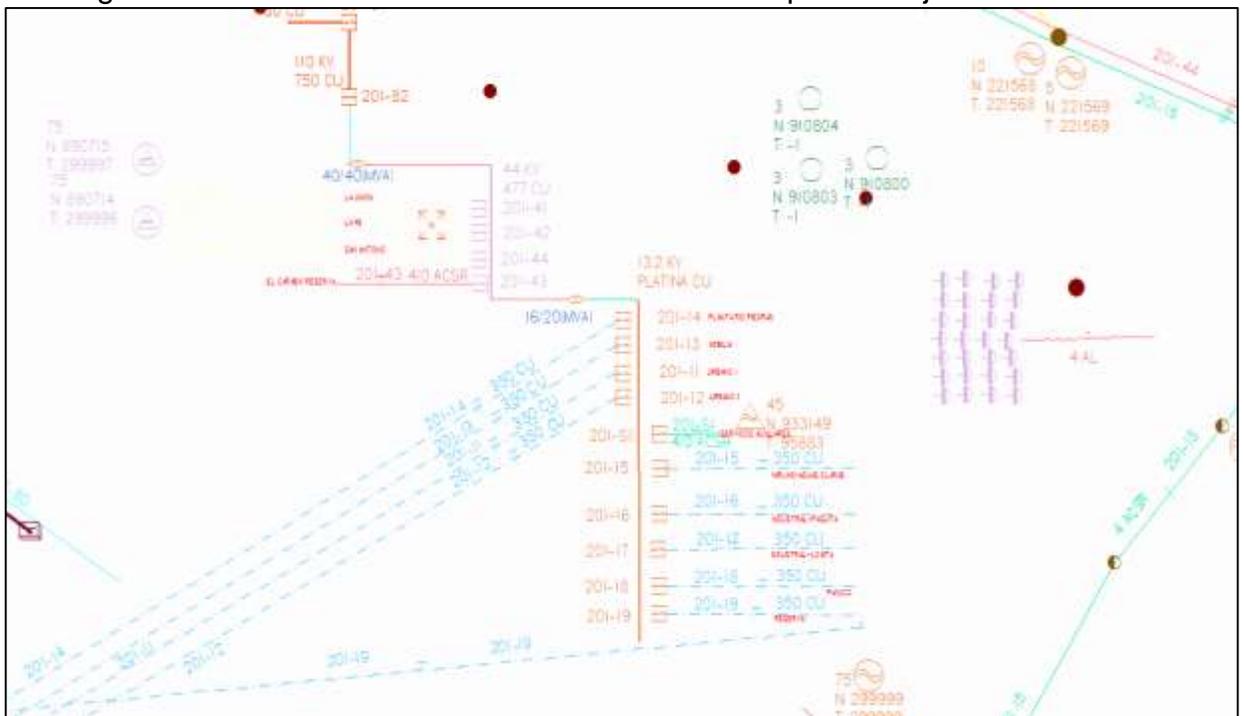


Fuente: [http://tropicalsun-relax6biodiversity.blogspot.com.co/2013\\_06\\_01\\_archive.html](http://tropicalsun-relax6biodiversity.blogspot.com.co/2013_06_01_archive.html)

### 2.1.2 Aspectos generales del sistema eléctrico.

Actualmente el servicio de energía eléctrica del Municipio de La Ceja del Tambo es suministrado por EPM, para lo cual el municipio cuenta un STR con una línea de transmisión de 110kV, que proviene de la subestación eléctrica Oriente de Rionegro. La infraestructura del sistema eléctrico de La Ceja del Tambo está compuesta por una subestación alimentada a 110kV, que a su vez cuenta con un transformador de distribución de 40MW, que se encarga de distribuir 9 circuitos eléctricos a 13,2kV y 4 circuitos eléctricos a 44kV, como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Circuitos del sistema eléctrico del municipio La Ceja del Tambo



Fuente: Georeferenciación EPM

## 2.2 ETAPA 2: INFORMACIÓN PRELIMINAR

Para la caracterización de la demanda de energía eléctrica del municipio de La Ceja del Tambo se definieron las siguientes variables de agrupación con base a la información disponible de los transformadores:

- Ubicación del transformador en el municipio
- Tarifa del transformador

- Consumo por usuario
- Día hábil y no hábil

La información de los transformadores relacionada con estas variables se consultó a partir de la base de datos de EPM, conformando una matriz con la estructura que se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Ejemplo de estructura de la información para ejecutar el análisis.

No trafo	Total Instal	Municipio	kVA	FAS	Dirección	Propietario	Easting	Norting	Círculo	constante
68775	32	LA CEJA	50	MO	CL 15 15 A 24 [ 787230 ]	EEPPM	850374,245	1158284,522	201-18	60
221002	30	LA CEJA	37,5	MO	CL 5 CC 26 A 2 [ 609005 ]	EEPPM	849239,537	1158045,163	201-18	30
221005	5	LA CEJA	37,5	MO	[ CR15#26-04 ]	PARTICULAR	850758,092	1159214,28	201-11	30
221029	38	LA CEJA	37,5	MO	CR 19 24 A 14 [ 196800 ]	EE.PP.M.	850358,781	1159258,814	201-11	30
221032	32	LA CEJA	25	MO	[ K19-23-30 ]	EE.PP.M.	850302,632	1159128,238	201-11	30
221053	49	LA CEJA	75	MO	[ KR.20#18-38 ]	EE.PP.M.	850076,276	1158715,773	201-11	60
221225	25	LA CEJA	37,5	MO	[ CR2120-76 ]	EEPPM	850052,839	1158955,976	201-12	60
221228	38	LA CEJA	50	MO	[ CLL26#21-74 ]	EE.PP.M.	850113,503	1159448,79	201-12	40
221277	58	LA CEJA	75	MO	[ KR.22#20-09 ]	EEPPM	849949,766	1158917,062	201-12	60
221290	23	LA CEJA	37,5	MO	CL 22 A 25 A 17 [ 387950 ]	PARTICULAR	849711,084	1159195,206	201-12	30

### 2.3 ETAPA 3: ELABORACIÓN DEL DISEÑO MUESTRAL

La muestra definida para la elaboración del trabajo fue tomada del diseño muestral elaborado por la Universidad Nacional de Colombia – UNAL para la Regional Antioquia, a partir del cual se toman 118 transformadores, distribuidos en cinco municipios cercanos del Oriente Antioqueño, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Número de transformadores objeto para realizar el estudio.

Municipio	Número de transformadores
El Santuario	15
Guarne	18
La Ceja	20
La Unión	11
Rionegro	54
<b>Total</b>	<b>118</b>

A partir de esta muestra de la región, se particulariza el análisis del municipio de la Ceja del Tambo, para el cual se toman los 20 transformadores señalados en el diseño muestral de la UNAL. La figura 5 muestra la ubicación de algunos de estos transformadores.

Figura 5. Transformadores de Distribución sobre los cuales se Realizaron las Mediciones en el Municipio de La Ceja.



Fuente: Google Earth

#### 2.4 ETAPA 4: MEDICIONES EN CAMPO

Las mediciones en campo para el estudio se realizaron por semana en períodos de 15 minutos, teniendo en cuenta semanas típicas, con días hábiles y días no hábiles, y sin considerar semanas con días festivos, períodos de vacaciones colectivas de estudiantes ni festividades feriales o navideñas.

Finalmente, se obtuvo un total de 672 registros por transformador.

#### 2.5 ETAPA 5: VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA EN CAMPO (INFORMACIÓN PRIMARIA).

Para el estudio, en las validaciones realizadas a las mediciones, se identificó que no se realizaron 15 mediciones en la región del Oriente Antioqueño, debido a que se registraron 8 transformadores inaccesibles y 7 transformadores de medida directa, en la tabla 4 se muestra el número de mediciones propuestas por el diseño muestral de la UNAL y el número de mediciones efectivamente realizadas por EPM.

Tabla 4. Relación de mediciones planeadas y mediciones realizadas

Municipio	Mediciones planeadas por UNAL	Mediciones realizadas por EPM	No. De mediciones no realizadas
El Santuario	17	15	2
Guarne	21	18	3
La Ceja	23	20	3
La Unión	12	11	1
Rionegro	60	54	6
<b>Total</b>	<b>133</b>	<b>118</b>	<b>15</b>

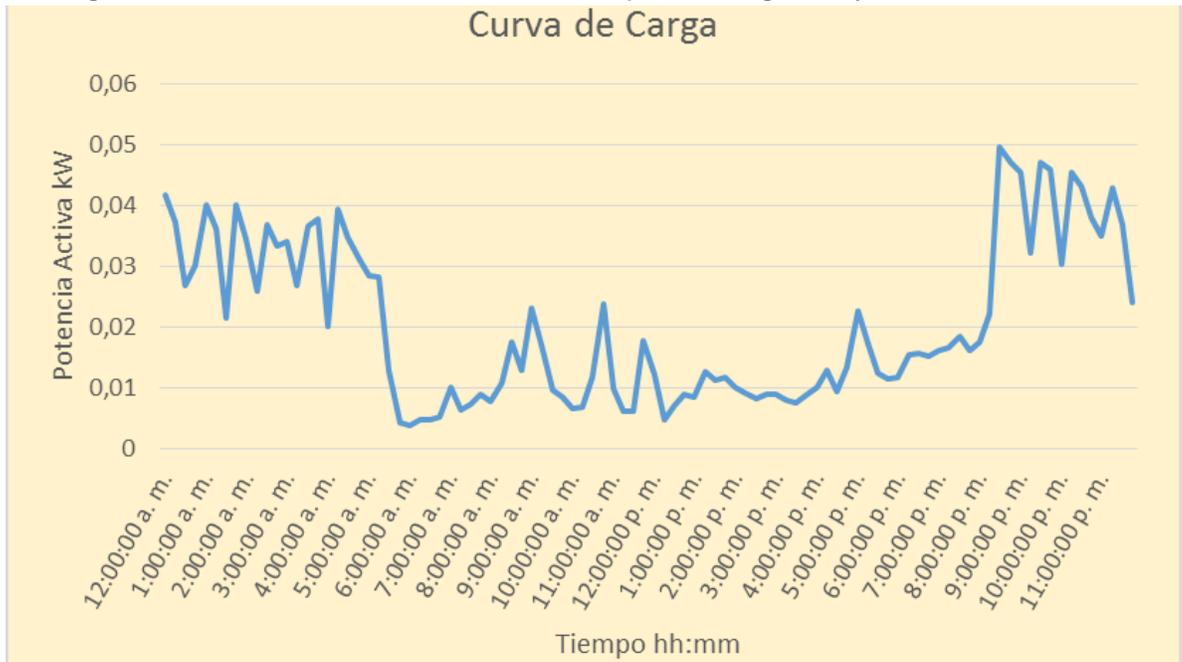
## 2.6 ETAPA 6: ANÁLISIS INICIAL DE LA INFORMACIÓN.

Utilizando la superposición de gráficas de forma manual y visual, se realizó una revisión de las formas típicas, con base en lo cual se descartaron 25 transformadores, a nivel regional, que presentaron irregularidades de forma y magnitud. De los transformadores descartados, 5 corresponden al municipio de la Ceja del Tambo. Como ejemplo, en las figuras 6, 7 y 8 se muestran tres de las curvas descartadas.

Figura 6. Transformadores censurados por la magnitud y forma de la curva.

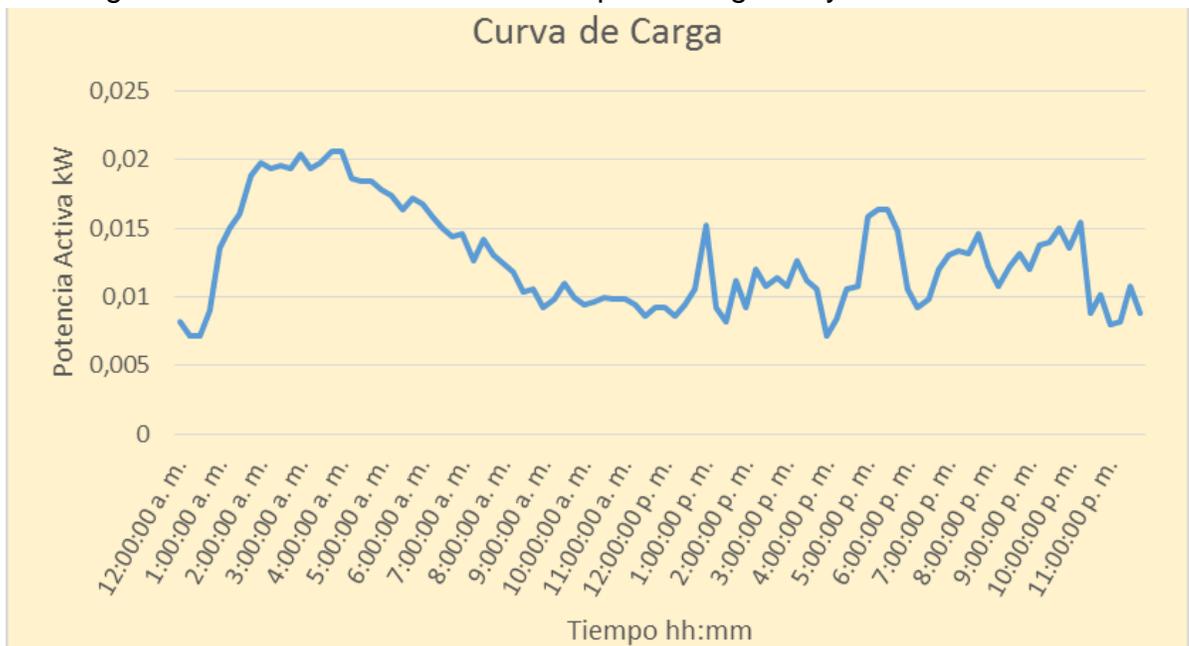


Figura 7. Transformadores censurados por la magnitud y forma de la curva.



Los transformadores de las figuras 5 y 6 presentan un comportamiento de consumo sostenido durante las horas del día y se incrementa considerablemente en horas de la noche, este comportamiento tiene una característica propia del sistema industrial, cuya producción más importante se realiza en el turno de la noche.

Figura 8. Transformador censurado por la magnitud y forma de la curva.

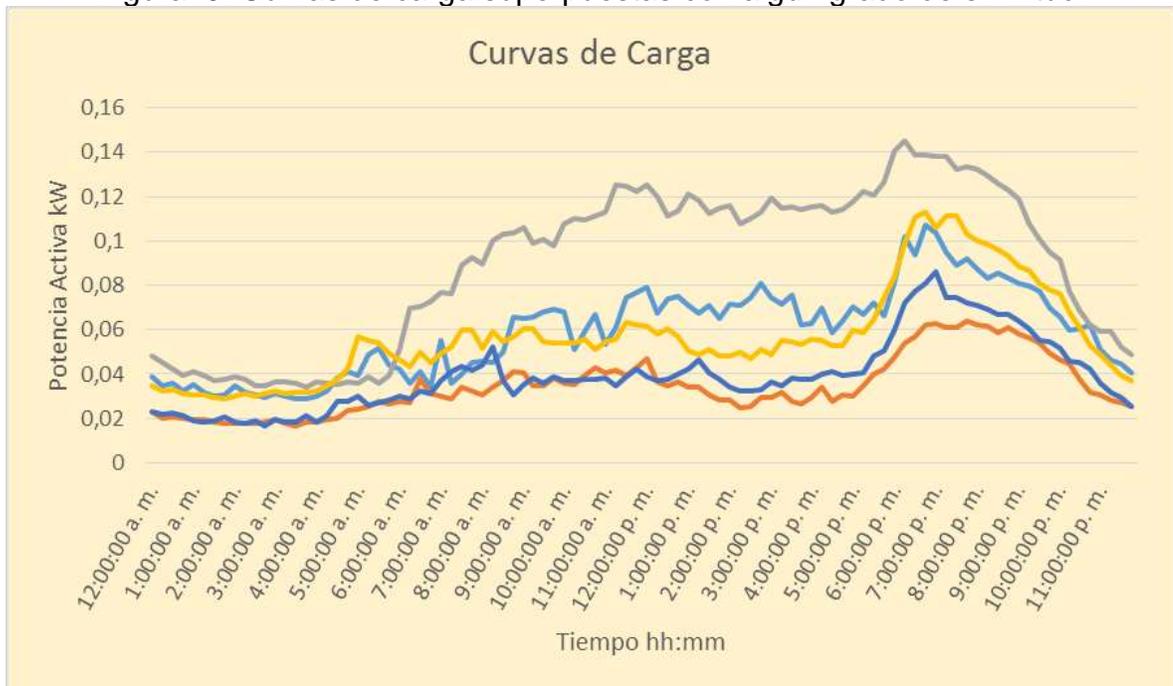


La figura 7 muestra el comportamiento de consumo de pocos usuarios residenciales alejados del casco urbano, donde predomina el alumbrado público en horas de la noche.

## 2.7 ETAPA 7: ANÁLISIS DE LAS FORMAS DE LAS CURVAS OBTENIDAS EN CAMPO.

Por medio de la aplicación del test de Kendall W, las curvas a nivel regional se agruparon de acuerdo a la similitud identificada por superpusieron e inspección visual, clasificándose como se muestra en la figura 9.

Figura 9. Curvas de carga superpuestas con algún grado de similitud.



Una vez realizada esta clasificación, se obtienen dos clases de curvas típicas o características de consumo de energía eléctrica por ordenamiento en p.u, las mismas que se identificaron tomando como referencia una concordancia de forma superior al 80%. Las figuras 10 y 11 muestran las curvas obtenidas para el día hábil y en las figuras 12 y 13 las curvas para el día no hábil.

Figura 10. Característica Curva 1 día hábil.

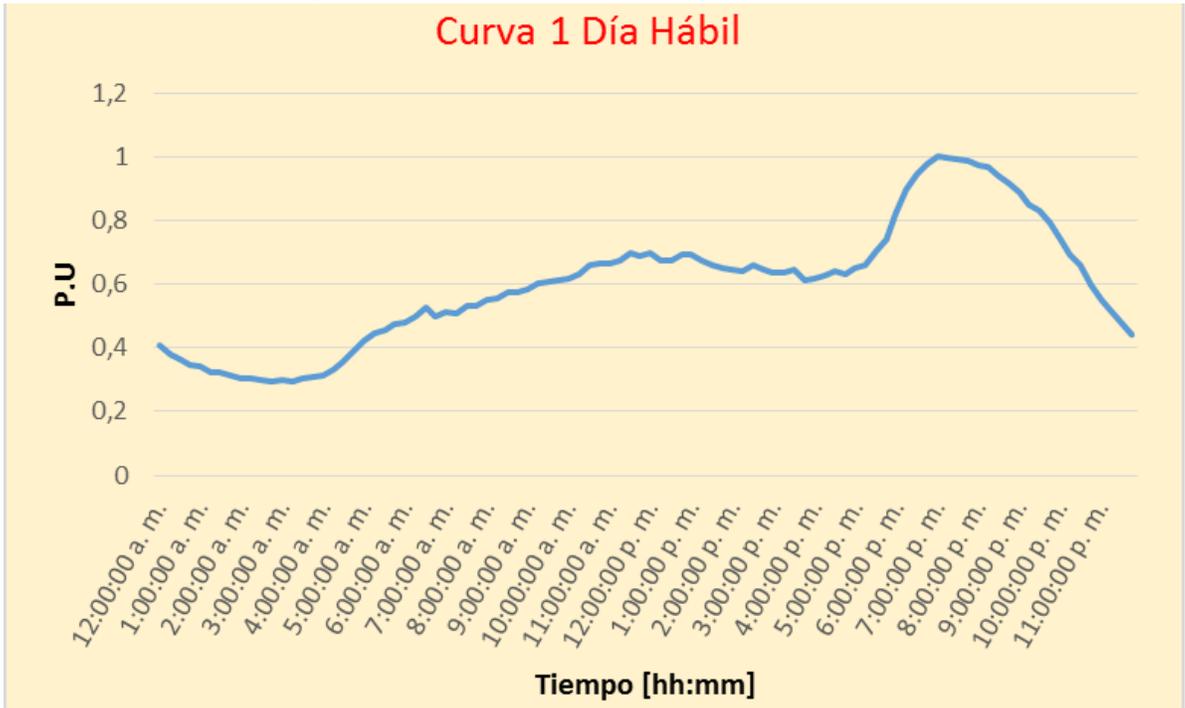


Figura 11. Característica Curva 2 día hábil.

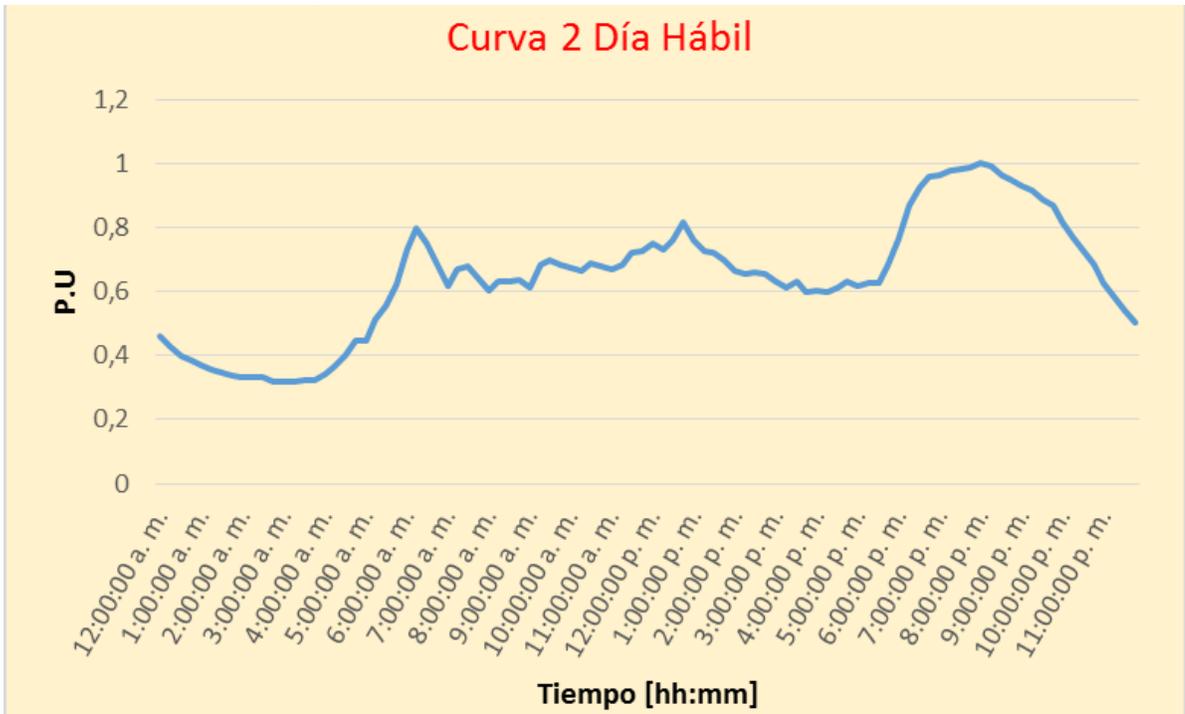


Figura 12. Característica Curva 1 día no hábil



Figura 13. Característica Curva 2 día no hábil



Entre la curva 1 y 2 se observa una diferencia importante en horas de la mañana, es decir, la curva 2 presenta un incremento de consumo entre las 6:00 y 7:00 de la mañana mientras que en la curva 1 asciende paulatina y lentamente hasta las horas de la tarde. Esto se debe a que los usuarios de la curva 2 preparan los alimentos antes de salir a laborar mientras que los usuarios de la curva 1, han reemplazado esta tradicional costumbre o han cambiado la energía eléctrica por gas.

## 2.8 ETAPA 8: ANÁLISIS DE LAS MAGNITUDES DE LAS CURVAS

El análisis de las magnitudes se realiza a partir de las curvas de los 93 transformadores seleccionados para la región, teniendo en cuenta que en la etapa 6 se descartaron 25 transformadores de la muestra inicial de 118. Las curvas se agruparon en dos clases con base en los resultados de la etapa 7, para las cuales se establecieron tres franjas (mínima, media y máxima) con una confiabilidad del 95%.

En la figura 14 y 15 se muestra las franjas definidas para las dos clases de curva en las cuales se agruparon los transformadores.

Figura 14. Franja de magnitud alta, media y baja de la curva 1 día hábil.

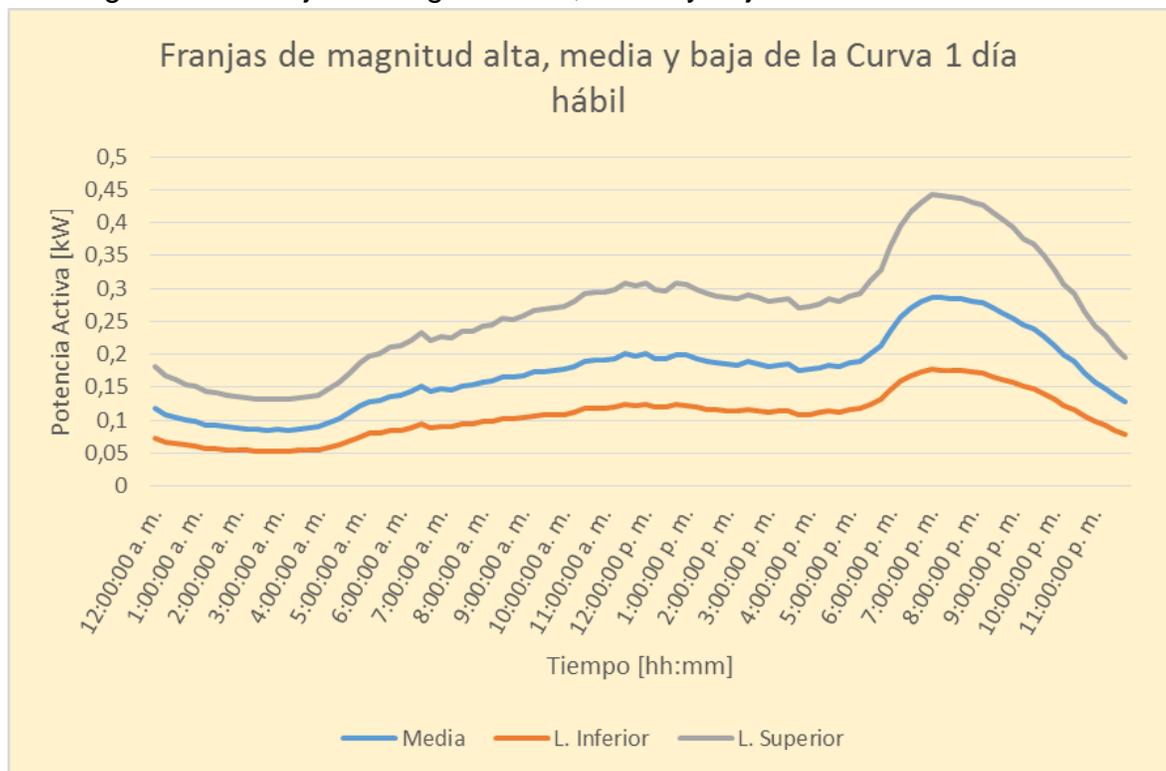
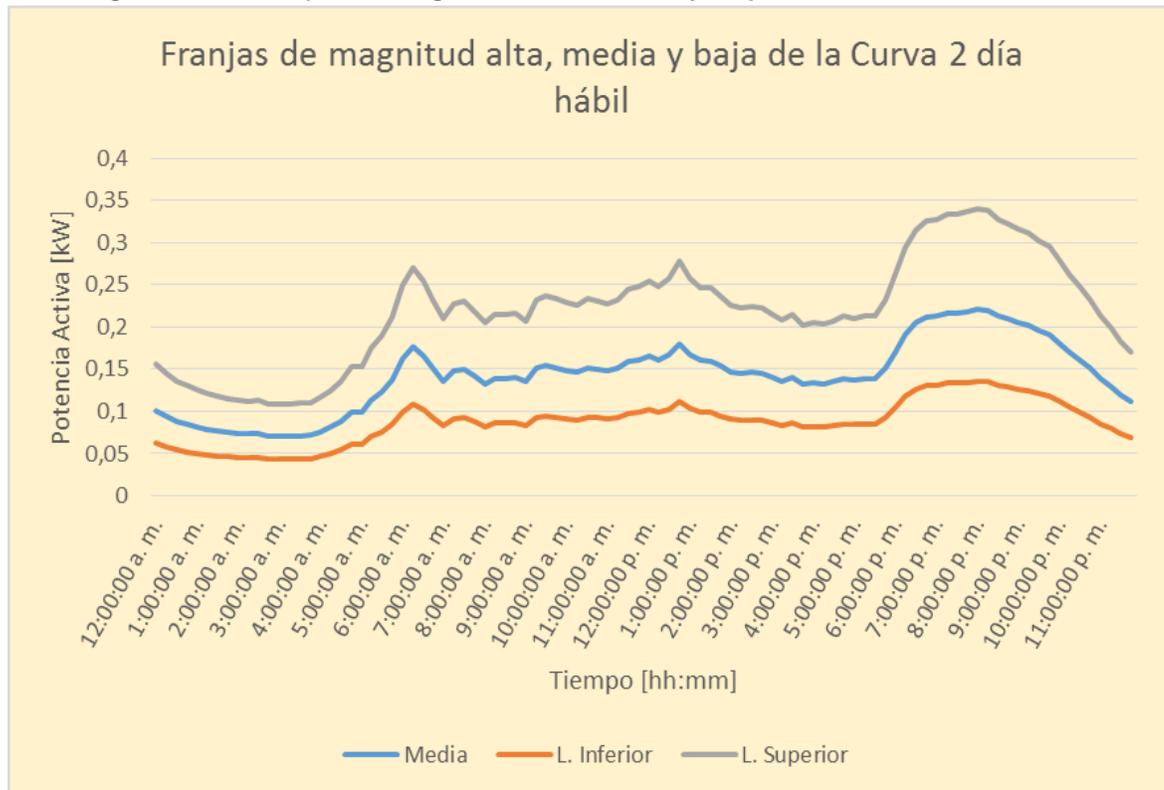


Figura 15. Franja de magnitud alta, media y baja de la curva 2 día hábil.



## 2.9. ETAPA 9: OBTENCIÓN DE LAS CLASES DE CARGA

Las curvas obtenidas a nivel de la región del Oriente Antioqueño, en las etapas 7 y 8 se utilizaron para la clasificación de los transformadores del municipio de la Ceja del Tambo, de acuerdo a su forma y magnitud.

La tabla 5 muestra la clasificación de los 15 transformadores tomados de la muestra correspondiente al municipio de la Ceja del Tambo, de acuerdo a las dos formas de curva definidas.

La tabla 6 muestra la clasificación de los transformadores de la Ceja del Tambo, de acuerdo a las tres franjas establecidas para las curvas, y la figura 16 muestra su ubicación.

Tabla 5. Clasificación de los transformadores de la Ceja del Tambo por tipo de curva

<b>Curva forma 1</b>						
<b>Número Transformador</b>	<b>N° USUARIOS</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>%</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>%</b>	<b>INDUSTRIAL</b>
68775	32	0	0,0	32	100,0	0
221277	58	25	43,1	33	56,9	0
268067	48	14	29,2	34	70,8	0
587044	23	0	0,0	23	100,0	0
221290	23	1	4,3	22	95,7	0
<b>Curva forma 2</b>						
221002	26	0	0,0	26	100,0	0
221005	5	0	0,0	5	100,0	0
221029	38	1	2,6	37	97,4	0
221032	31	4	12,9	27	87,1	0
221228	38	1	2,6	37	97,4	0
221305	32	3	9,4	29	90,6	0
221501	16	0	0,0	16	100,0	0
227585	31	0	0,0	31	100,0	0
230293	23	0	0,0	23	100,0	0
426544	84	6	7,1	78	92,9	0

Tabla 6. Clasificación de los transformadores de la Ceja del Tambo por franjas

<b>Franja mínima</b>						
<b>Número Transformador</b>	<b>N° USUARIOS</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>%</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>%</b>	<b>INDUSTRIAL</b>
68775	32	0	0,0	32	100,0	0
221277	58	25	43,1	33	56,9	0
268067	48	14	29,2	34	70,8	0
587044	23	0	0,0	23	100,0	0
221290	23	1	4,3	22	95,7	0
221002	26	0	0,0	26	100,0	0
221032	31	4	12,9	27	87,1	0
221228	38	1	2,6	37	97,4	0
221305	32	3	9,4	29	90,6	0
221501	16	0	0,0	16	100,0	0
227585	31	0	0,0	31	100,0	0
230293	23	0	0,0	23	100,0	0
426544	84	6	7,1	78	92,9	0
<b>Franja Media</b>						
221029	38	1	2,6	37	97,4	0
<b>Franja Alta</b>						
221005	5	0	0,0	5	100,0	0



### CAPÍTULO III: ANALISIS DE LOS RESULTADOS

El estudio realizado en el presente trabajo de grado permitió obtener información específica para el municipio de la Ceja del Tambo respecto a la representación gráfica de la variación de la carga en períodos de 15 minutos (día hábil y no hábil) para identificar la demanda máxima y la demanda mínima con su respectivas duraciones; el factor de carga y el factor de utilización de los transformadores.

La variación de la carga por períodos de 15 minutos para día hábil permitió modelar la demanda del municipio de la Ceja del Tambo, según la cual se puede identificar que el consumo máximo de los usuarios residenciales del municipio se registra desde las 18:00 horas hasta las 21:00 horas con una magnitud de 0.45 kW por usuario, para la forma de curva 1; y desde las 18:00 horas hasta las 21:30 horas con una magnitud de 0.35 kW por usuario para la forma de curva 2. Por su parte el consumo mínimo se registra desde las 00:00 horas hasta las 04:00 horas con una magnitud de 0.14 kW por usuario, en la forma de curva 1; y desde las 00:30 horas hasta las 04:00 horas con una magnitud de 0.12 kW, en el caso de la forma de curva 2. Las figuras 17 y 18 representan las curvas de tipo 1 y 2 con los rangos de consumo máximo y mínimo.

Figura 17. Consumo máximo y mínimo según curva 1 de día hábil.

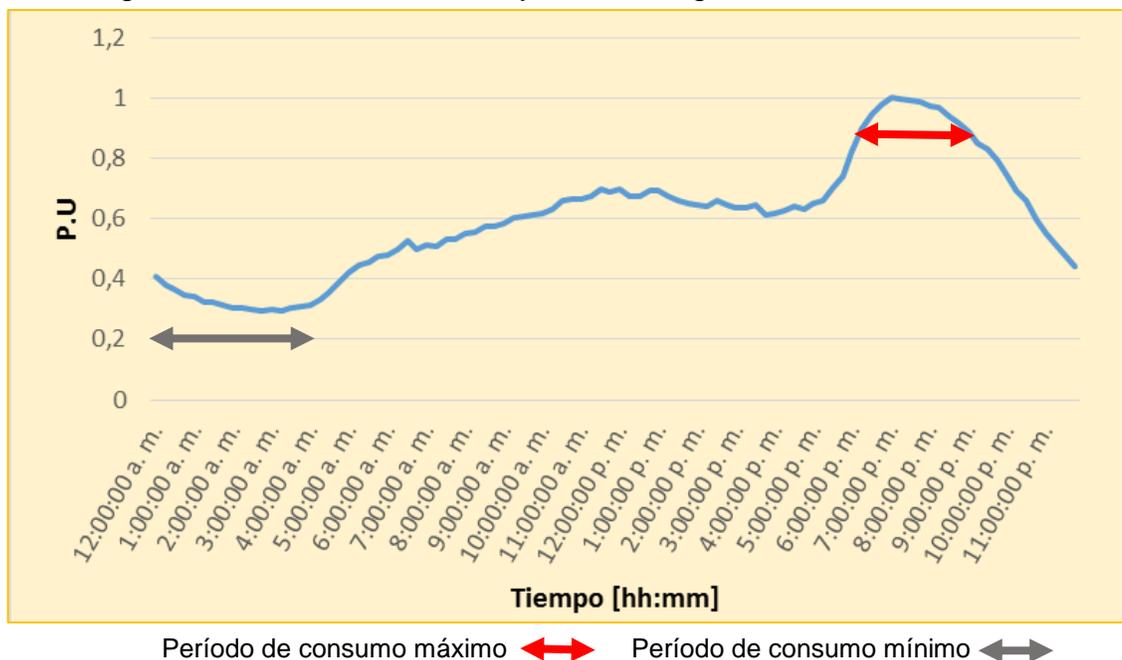
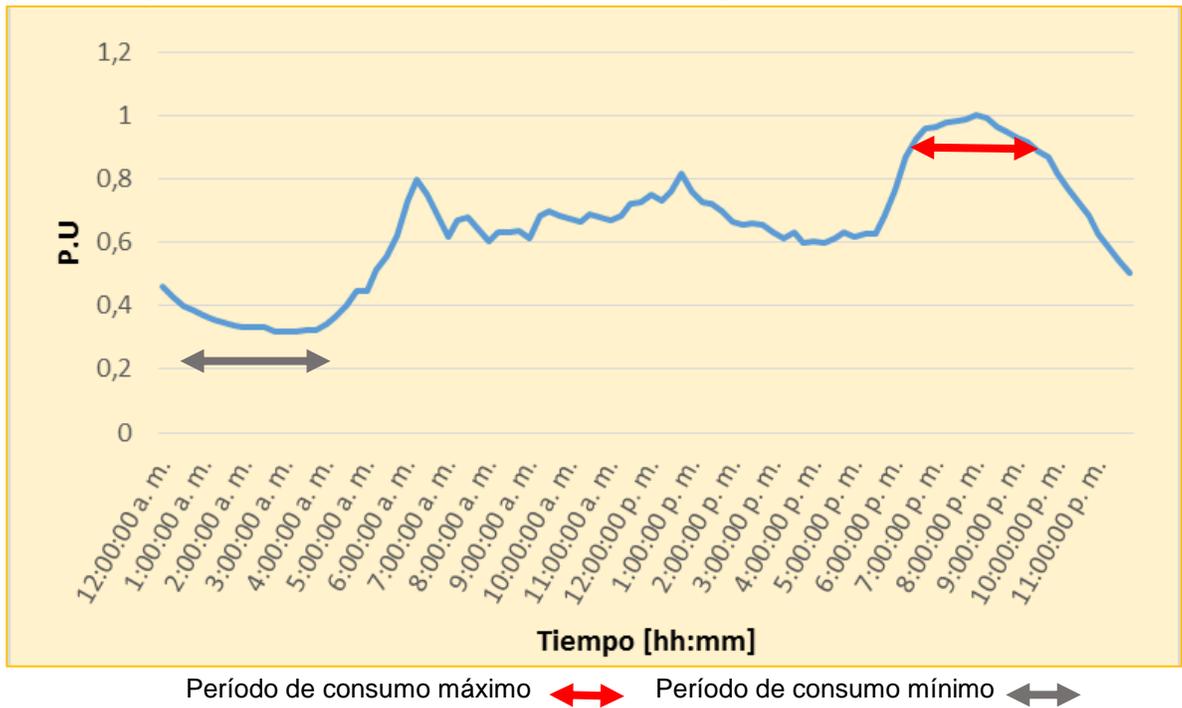


Figura 18. Consumo máximo y mínimo según curva 2 de día hábil.

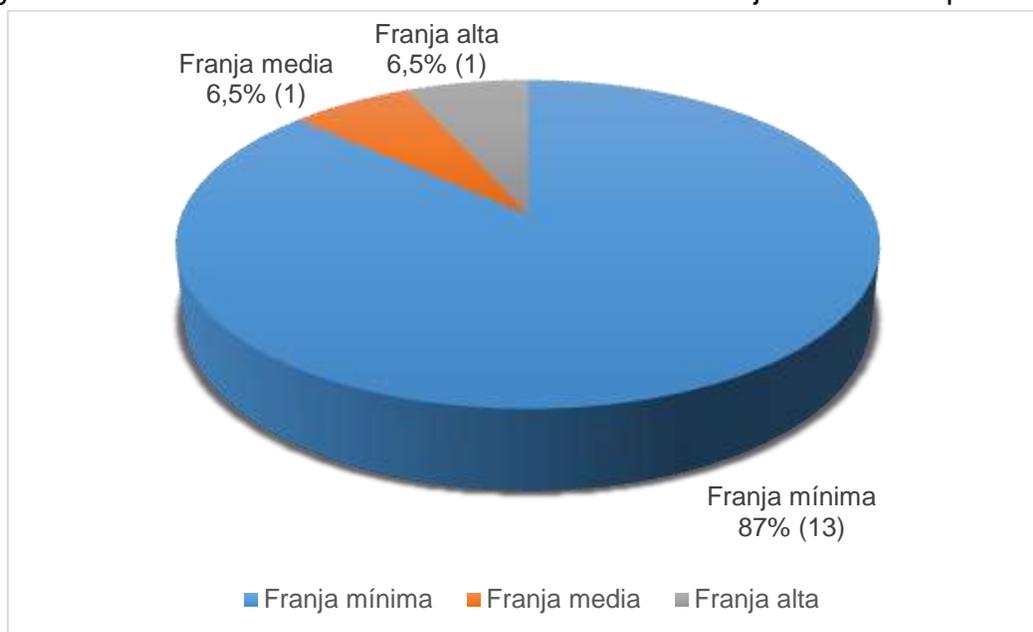


De esta forma, las figuras 17 y 18 muestran que la longitud de la demanda máxima se ubica en un promedio de 3 horas de la franja horaria nocturna y la demanda mínima se encuentra en un promedio de 4 horas en la madrugada. Esto permite inferir que la actividad nocturna de los usuarios del municipio de la Ceja del Tambo demanda mayor consumo de energía eléctrica, lo cual puede estar sustentado en el uso de sistemas de alumbrado público y privado y la utilización de electrodomésticos, en especial los destinados al entretenimiento, como televisores, equipos de cómputo y video juegos. En el caso de la longitud de la demanda mínima, se infiere un impacto de los consumos fantasmas de los electrodomésticos poco eficientes y la carga de equipos portátiles; ya que el período de consumo mínimo se ubica en la madrugada, a pesar de que, por la costumbre e idiosincrasia de un municipio, la población tiende a culminar sus actividades en horas tempranas de la noche.

En cuanto al factor de carga para la Ceja del Tambo, éste es de 0.6, encontrándose por debajo del factor de carga de 0.616 correspondiente a la región del Oriente Antioqueño, aspecto que indica la posibilidad de implementar estrategias, como el almacenamiento de energía, para el aplanamiento de la curva de demanda a través del aumento del factor de carga, lo cual permitiría disminuir la demanda máxima en las horas pico.

De igual forma se identificó que los transformadores de la muestra ubicados en el municipio de La Ceja del Tambo tienen un factor de utilización en promedio de 0.35, lo cual indica que estos transformadores están sobredimensionados en casi un 70% a la hora pico de la demanda máxima. Este aspecto se ratifica al realizar el análisis exploratorio de la clasificación de los transformadores del municipio, que muestra una concentración de los mismos del 87% en la franja mínima de consumo, es decir, su consumo máximo es menor o igual a 0.177 kWh por usuario para la curva de forma 1 y menor o igual a 0.136 kWh por usuario para la curva de forma 2, como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Distribución de los transformadores de la Ceja del Tambo por franja.

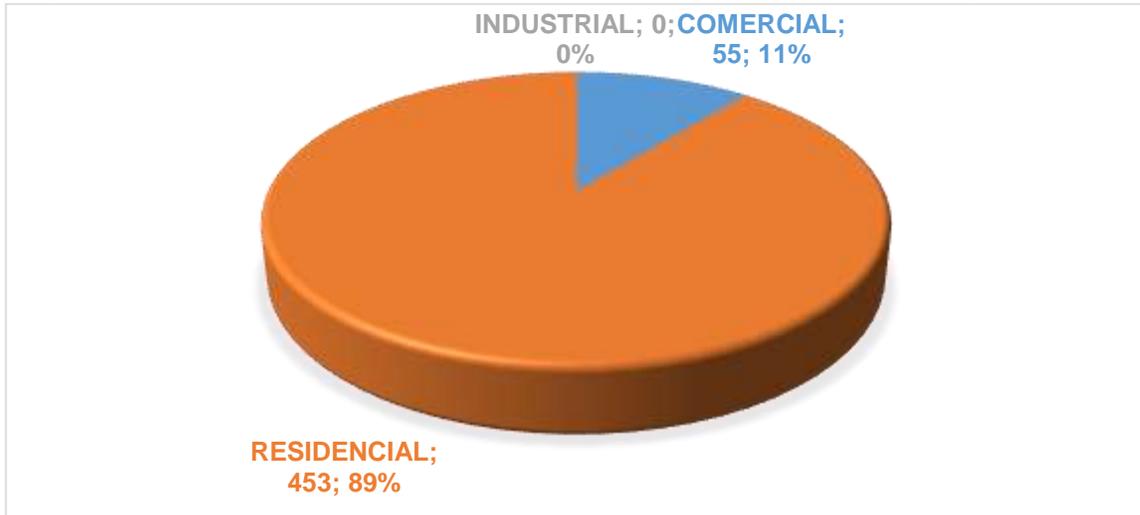


El transformador de la muestra ubicado en la franja alta corresponde a un sector con usuarios de estrato 2. Esta zona del municipio de La Ceja del Tambo es de poco desarrollo social y comercial y su alto consumo de energía eléctrica se debe a la poca presencia del gasoducto y de la utilización de electrodomésticos con poca eficiencia energética.

Del mismo modo, aunque el transformador ubicado en la franja media se encuentra en una zona con usuarios residenciales de estrato 3, este se encuentra en un sector colindante con usuarios de estrato 2. Debido a esta razón, se refleja un incremento en el consumo de energía a pesar de que estos usuarios residenciales cuentan con suministro de gas, estos no poseen electrodomésticos eficientes.

Asimismo, se identifica que la CCE del municipio de la Ceja del Tambo es del tipo residencial, ya que esta tarifa es la de mayor impacto en la cargabilidad de los transformadores predominando sobre la tarifa comercial, como se muestra en la figura 20.

Figura 20. Usuarios conectados por tipo de transformador de la Ceja del Tambo.



El análisis de los usuarios conectados por estrato socioeconómico, permite identificar que la curva de la forma 1 está conformada por usuarios residenciales donde predomina el estrato 3. En la curva de la forma 2, predomina los usuarios residenciales en estrato 2 y 3, como se muestra en las figura 21 y 22.

Figura 21. Usuarios conectados por estrato en la curva de forma 1.

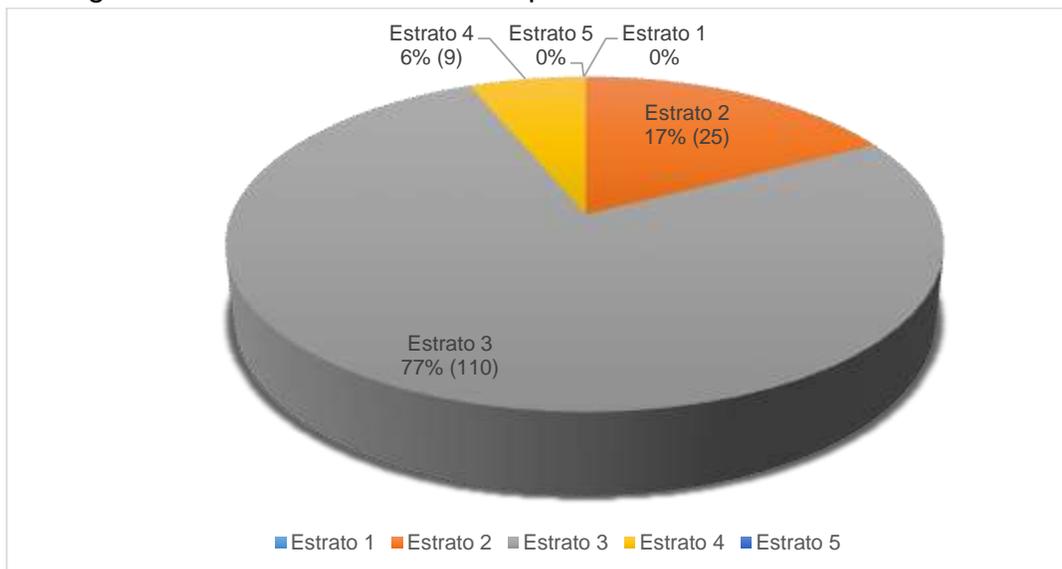
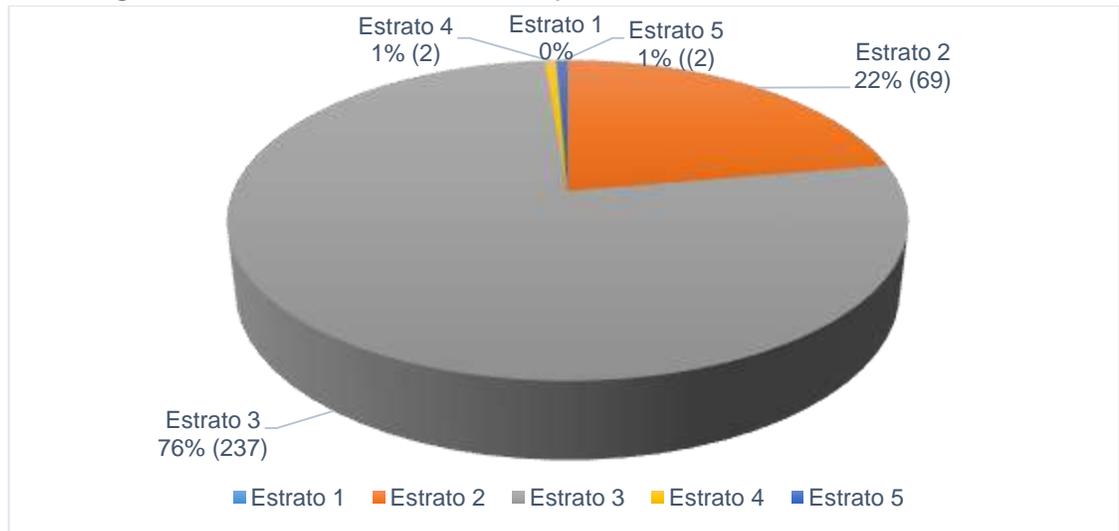
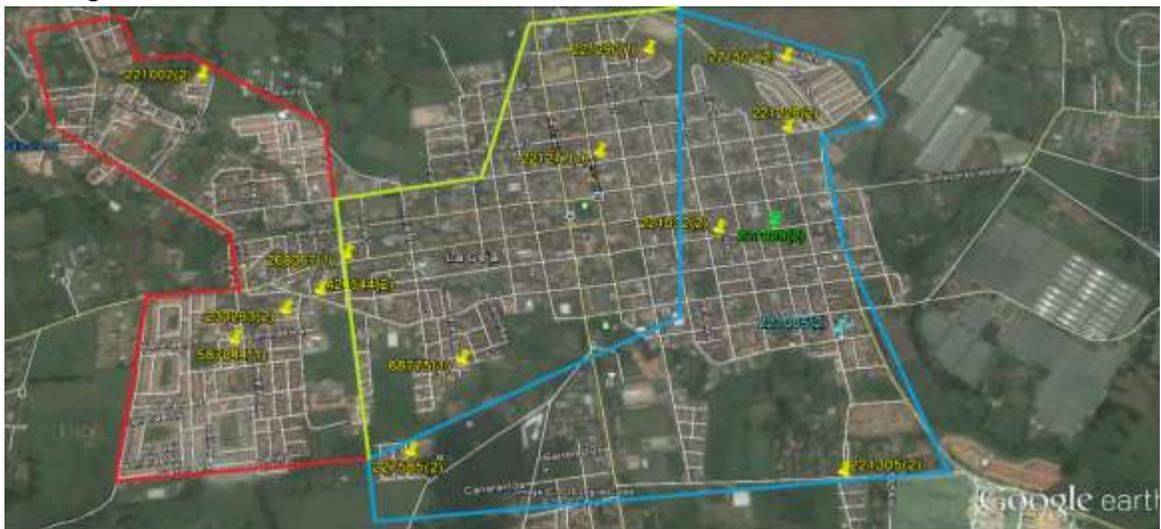


Figura 22. Usuarios conectados por estrato en la curva de forma 2.



En la figura 23, se muestra otra forma de análisis de los transformadores del municipio de la Ceja del Tambo, con base en la división del área urbana en tres zonas, la norte en la que predomina el estrato 3 y existe escasa presencia de comercio, la central que cuenta con presencia principal del estrato 3 y en la cual se concentra el comercio del municipio y la sur en la que predomina el estrato 2 y existe poca actividad comercial. En estas zonas se identifica que los transformadores pertenecientes a la forma de curva 1 se concentran en la zona central de municipio, mientras que los transformadores de la forma de curva 2 se ubican en la zona norte; la zona sur presenta una combinación de transformadores de la forma de curva 1 y la forma de curva 2.

Figura 23. División de zonas del área de ubicación de los tranformadores.



Los resultados obtenidos en el presente trabajo permiten inferir una curva de demanda diversificada para el oriente Antioqueño y el municipio de la Ceja del Tambo, como se muestra en la figura 24 y 25 compuestas por los datos de la tabla 7 y 8 respectivamente.

Figura 24. Curva de Demanda Diversificada del Oriente Antioqueño



Tabla 7. Tabla de Demanda Diversificada residencial del Oriente Antioqueño

N° Usuarios	kW por Usuario	kVA Totales	kVA Trafo	% de Uso
1	1,02	1,89	5	38%
2	0,60	2,21	5	44%
3	0,45	2,52	5	50%
4	0,38	2,84	5	57%
5	0,34	3,16	5	63%
6	0,31	3,47	5	69%
7	0,29	3,79	5	76%
8	0,28	4,10	5	82%
9	0,27	4,42	5	88%
10	0,26	4,74	5	95%
11	0,25	5,05	10	51%
12	0,24	5,37	10	54%
13	0,24	5,68	10	57%
14	0,23	6,00	10	60%
15	0,23	6,31	10	63%
16	0,22	6,63	10	66%
17	0,22	6,95	10	69%
18	0,22	7,26	10	73%
19	0,22	7,58	10	76%
20	0,21	7,89	10	79%
21	0,21	8,21	10	82%
22	0,21	8,52	10	85%
23	0,21	8,84	10	88%
24	0,21	9,16	10	92%
25	0,20	9,47	10	95%
26	0,20	9,79	10	98%
27	0,20	10,10	15	67%
28	0,20	10,42	15	69%
29	0,20	10,73	15	72%
30	0,20	11,05	15	74%
31	0,20	11,37	15	76%
32	0,20	11,68	15	78%
33	0,20	12,00	15	80%
34	0,20	12,31	15	82%
35	0,19	12,63	15	84%
36	0,19	12,95	15	86%
37	0,19	13,26	15	88%
38	0,19	13,58	15	91%
39	0,19	13,89	15	93%
40	0,19	14,21	15	95%
41	0,19	14,52	15	97%
42	0,19	14,84	15	99%
43	0,19	15,16	25	61%
44	0,19	15,47	25	62%
45	0,19	15,79	25	63%
46	0,19	16,10	25	64%
47	0,19	16,42	25	66%
48	0,19	16,73	25	67%
49	0,19	17,05	25	68%
50	0,19	17,37	25	69%

Figura 25. Curva de Demanda Diversificada de La Ceja del Tambo

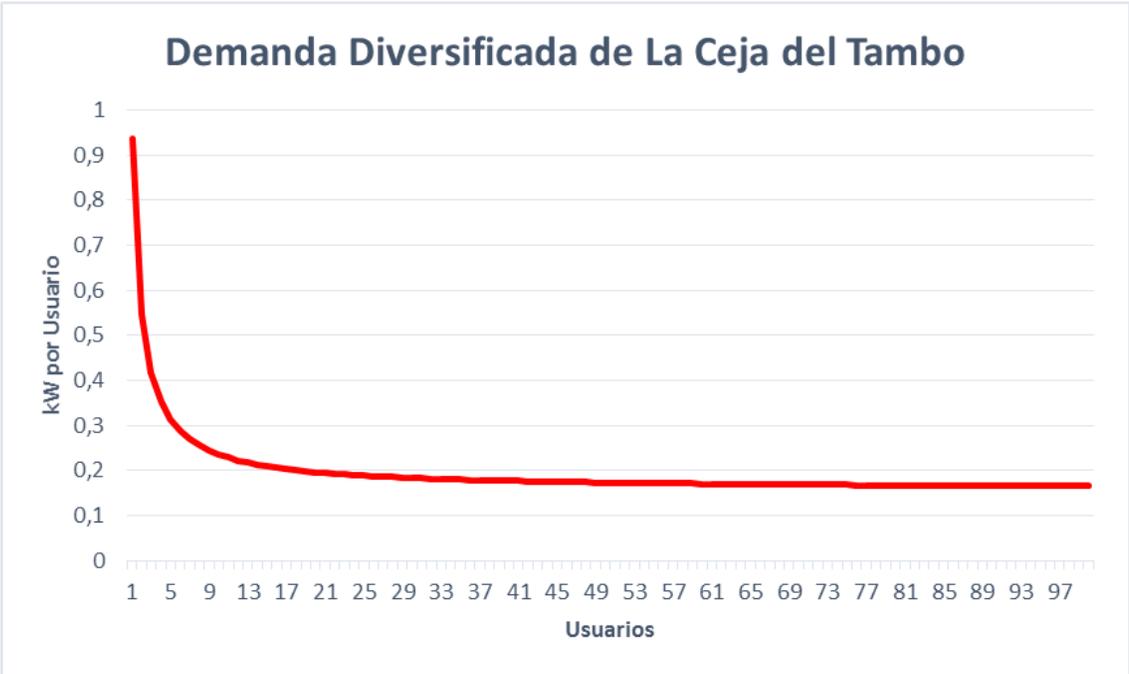
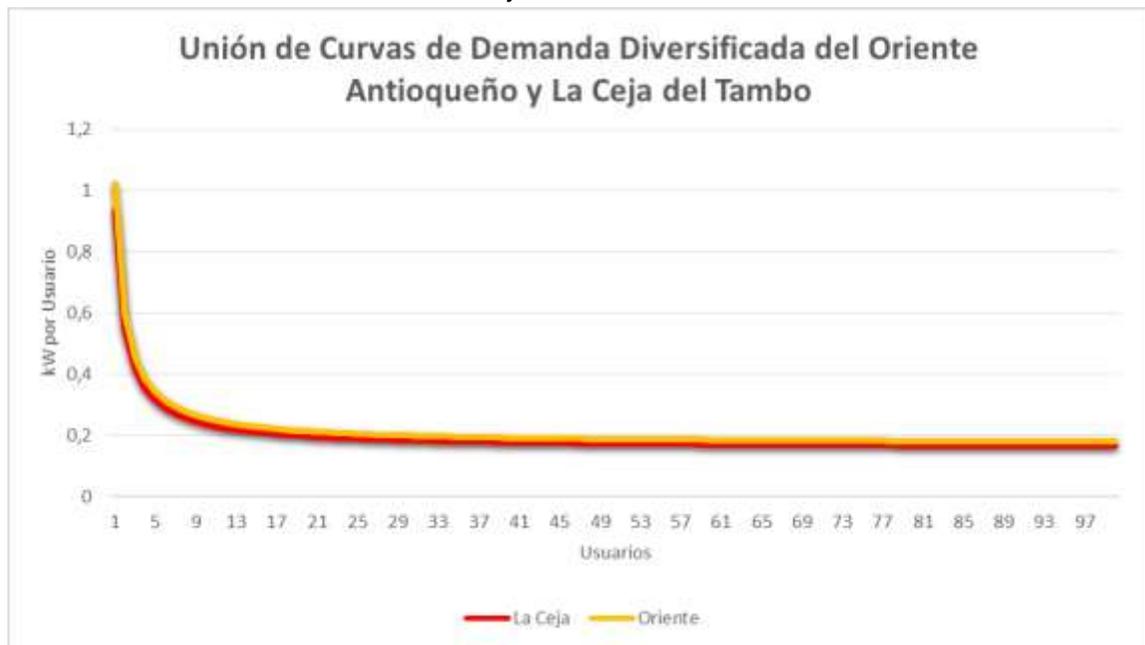


Tabla 8. Tabla de Demanda Diversificada de La Ceja del Tambo

N° Usuarios	kW por Usuario	kVA Totales	kVA Trafo	% de Uso
1	0,94	1,74	5	35%
2	0,55	2,03	5	41%
3	0,42	2,32	5	46%
4	0,35	2,61	5	52%
5	0,31	2,90	5	58%
6	0,29	3,20	5	64%
7	0,27	3,49	5	70%
8	0,26	3,78	5	76%
9	0,24	4,07	5	81%
10	0,24	4,37	5	87%
11	0,23	4,66	5	93%
12	0,22	4,95	5	99%
13	0,22	5,24	5	105%
14	0,21	5,53	5	111%
15	0,21	5,83	10	58%
16	0,21	6,12	10	61%
17	0,20	6,41	10	64%
18	0,20	6,70	10	67%
19	0,20	6,99	10	70%
20	0,20	7,29	10	73%
21	0,19	7,58	10	76%
22	0,19	7,87	10	79%
23	0,19	8,16	10	82%
24	0,19	8,45	10	85%
25	0,19	8,75	10	87%
26	0,19	9,04	10	90%
27	0,19	9,33	10	93%
28	0,19	9,62	10	96%
29	0,18	9,92	10	99%
30	0,18	10,21	15	68%
31	0,18	10,50	15	70%
32	0,18	10,79	15	72%
33	0,18	11,08	15	74%
34	0,18	11,38	15	76%
35	0,18	11,67	15	78%
36	0,18	11,96	15	80%
37	0,18	12,25	15	82%
38	0,18	12,54	15	84%
39	0,18	12,84	15	86%
40	0,18	13,13	15	88%
41	0,18	13,42	15	89%
42	0,18	13,71	15	91%
43	0,18	14,01	15	93%
44	0,18	14,30	15	95%
45	0,18	14,59	15	97%
46	0,17	14,88	25	60%
47	0,17	15,17	25	61%
48	0,17	15,47	25	62%
49	0,17	15,76	25	63%
50	0,17	16,05	25	64%

Figura 26. Unión de Curva de Demanda Diversificada del Oriente Antioqueño y La Ceja del Tambo



Como se puede observar en la figura 26, la curva de Demanda Diversificada del sector residencial con bajo comercio en el municipio de La Ceja del Tambo, es similar a la curva de Demanda Diversificada del oriente Antioqueño.

## **CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El conocimiento preciso de la demanda de energía eléctrica permite establecer nuevas estrategias para la apropiada gestión de la red y los activos inherentes a la misma; por ello la información obtenida en el presente trabajo será útil para el OR en la planeación a partir de la demandad del municipio de la Ceja del Tambo y su crecimiento proyectado a nivel social, económico y poblacional.

Los resultados obtenidos en la caracterización de la carga del municipio de la Ceja del Tambo facilitarán al OR la optimización de los activos y el establecimiento de tarifas justas para los usuarios, cumpliendo de esta manera con la actual normatividad que regula el servicio de energía eléctrica.

Este trabajo servirá de base para el desarrollo de estudios de caracterización de la carga de energía eléctrica en los demás municipios de la región del Oriente Antioqueño.

De acuerdo con el factor de utilización o cargabilidad de los transformadores ubicados en el municipio de La Ceja del Tambo, los activos registran que están sobredimensionados hasta el 70% en promedio, por lo tanto, se recomienda optimizar la capacidad de los mismos al momento de realizar una reposición, teniendo en cuenta la proyección de nuevos usuarios a la red según la zona donde esté ubicado el transformador.

Con base en el factor de carga y el factor de utilización de los transformadores del municipio de la Ceja del Tambo, es pertinente que el OR busque el aplanamiento de la curva de carga con el propósito de optimizar los activos eléctricos, buscar la Red Óptima y ofrecer un servicio de calidad con un costo justo para los usuarios. Resaltando que cuando un transformador está cargado por debajo de la potencia nominal se aumenta la vida útil del mismo, no obstante, económicamente esto no es viable ya que se requiere de una inversión inicial elevada.

En el municipio de la Ceja del Tambo, los transformadores de la zona industrial se dimensionan de acuerdo a la capacidad instalada de cada empresa, por lo tanto estos transformadores no fueron objeto de análisis del presente trabajo. Asimismo

no se consideraron en la muestra los transformadores de la zona rural, ya que en ésta no se registran consumos importantes.

El consumo por usuario del municipio de la Ceja del Tambo, no refleja consumos importantes, por lo cual a nivel de la región del Oriente Antioqueño éste se ubica en la franja inferior.

El proceso metodológico para elaborar la curva de carga a partir de mediciones de potencia activa de los transformadores de distribución, permitió conocer el comportamiento de los usuarios conectados al sistema eléctrico del municipio de la Ceja del Tambo, validándose su aplicabilidad en diferentes territorios para la obtención de información valiosa para la planificación sistema de distribución y la optimización de la gestión de sus activos e infraestructura.

En los estudios de caracterización de la carga de energía eléctrica realizados a partir del análisis de los transformadores agrupados por zonas de estudio, existen dos factores importantes que son el consumo en kVA de los usuarios y el número de usuarios conectados a cada transformador. Por esta razón la información sistematizada y actualizada de las estadísticas y registros de los transformadores que posee el OR es fundamental para la realización de este tipo de trabajos.

Con el fin de facilitar los estudios de la demanda de energía eléctrica se recomienda la verificación de los consumos de los usuarios, agrupándolos por estrato socioeconómico y creando una división por zonas de cada región de análisis; utilizar un intervalo de 15 minutos, pues permite modelar mejor la demanda; y realizar las mediciones todos los días de la semana, separando los días ordinarios de los días de fiesta para no tener inconsistencia en las mediciones.

El sector residencial con bajo comercio en el municipio de La Ceja del Tambo, la demanda diversificada es similar a la demanda diversificada del oriente Antioqueño.

## BIBLIOGRAFÍA

Casas, L., Ramírez, A., & Limonte, A. (2008). Características de las cargas del sector residencial en Cuba. *Ingeniería Energética*, 29(1), p. 15- 18.

Franco Cardona, C., Velásquez Henao, J., & Olaya Morales, Y. (2008). Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables. *Cuadernos de Administración*, 21(36), p. 221-235.

Galeano, Molina , & Pulgarín. (2011). Metodología de reubicación óptima de transformadores en el nivel de tensión 1 utilizando algoritmos genéticos. Bogotá: ASOCODIS.

Guzmán Gómez, L. (2010). Diseño e implementación de una técnica para la construcción de las curvas de demanda máxima diversificada para empresas del sector eléctrico colombiano. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira.

Herman, & Gaunt. (2008). A practical probabilistic design procedure for LV residential distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(Issue 4), p. 2247-2254.

Jaller Caballero, A. (1995). Estudio de alternativas de gestión de carga en los sistemas de distribución de la Costa Norte, tomando como modelo la Electrificadora del Atlántico SA. *Revista Científica Ingeniería y Desarrollo*, 1, 79-89.

Méndez Santos, P. (2013). Gestión de la demanda de energía eléctrica en la Empresa Cartopel de Cuenca. Tesis de Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad de Cuenca.

Mousavi, & Abyaneh. (2008). Effect of load models on probabilistic characterization of aggregated load patterns. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(Issue 2), p 811-819.

Romero González, C., Díaz, P., Martínez, P., & Núñez, O. (2001). Caracterización de la curva de carga eléctrica en el sector sur oriente del Ecuador (Provincias de Azuay, Cañar, Morona Santiago, Loja y Zamora). Acta Científica Ecuatoriana, 7(1), p. 31-39.

Sanabria Domínguez, J. (2013). Demanda diaria de energía en Colombia 2000-2013:una aplicación de P-SPLINES. Trabajo de grado para optar al título de economista, Universidad del Valle, Cali.

Suárez Londoño, G. (2012). Proceso metodológico para la caracterización de la carga eléctrica residencial. Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Transmisión y Distribución de Energía, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín.

XM S.A. E.S.P. (2007). Características del Sistema Eléctrico Colombiano . Obtenido de <http://www.xm.com.co/Memorias%20Seminarios/%282007%29Caracter%C3%ADsticas%20del%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Colombiano.pdf>

## **ANEXO 1**

**Artículo publicable**