

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas  
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL  
NORTE CON BASE EN EL ANÁLISIS ESPACIO-TEMPORAL**

Trabajo de grado, previo a la obtención del título de Ingeniero en la Especialidad de  
Mantenimiento Eléctrico.

Autor:

Jefferson Guillermo Cuásquer Godoy

Director:

Msc. Segundo Hernán Pérez Cruz

Ibarra-Ecuador

2020



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

## BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

### AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

#### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	100402202-4		
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	Cuasquer Godoy Jefferson Guillermo		
<b>DIRECCIÓN:</b>	Tabacundo – Calle – Simón Bolívar y Aquiles Polanco		
<b>EMAIL:</b>	jgcuasquerg@utn.edu.ec		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	022365943	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0985802080

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE CON BASE EN EL ANÁLISIS ESPACIO-TEMPORAL
<b>AUTOR (ES):</b>	Cuasquer Godoy Jefferson Guillermo
<b>FECHA: DD/MM/AAAA</b>	13/01/2020
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TÍTULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	Msc. Hernán Pérez

## 2. CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 14 días del mes de enero de 2020

**EL AUTOR:**

(Firma).....

Nombre: Cuasquer Godoy Jefferson Guillermo



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

## FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

### CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Yo, Jefferson Guillermo Cuasquer Godoy, con cedula de identidad No. 100402202-4, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la ley de propiedad intelectual del Ecuador, artículo 4, 5 y 6 en calidad de autor del trabajo de grado denominado: **“PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE CON BASE EN EL ANÁLISIS ESPACIO-TEMPORAL”**. Que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes mencionada, aclarando que el trabajo aquí descrito es de mi autoría y que no ha sido previamente presentando para ningún grado o calificación profesional. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Firma

Nombre: Cuasquer Godoy Jefferson Guillermo

C.I. 100402202-4

Ibarra, enero del 2020



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**

ACEPTACIÓN

Msc. Hernán Pérez.

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante: Cuasquer Godoy Jefferson Guillermo, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE CON BASE EN EL ANÁLISIS ESPACIO-TEMPORAL”**. Para la obtención de título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

.....  
Msc. Hernán Pérez  
**DIRECTOR DE TESIS**

## **Dedicatoria**

El presente trabajo de grado se lo dedico principalmente a mis padres, Blanca Asusena Godoy Simbaña y Juan Guillermo Cuasquer Díaz por el apoyo incondicional y la confianza que supieron brindarme durante esta trayectoria de formación como persona y como profesional, así como el sacrificio diario que realizaban para que pudiese culminar mis estudios académicos, mi admiración y respeto ante mis padres.

A mis hermanos Juan Gabriel y Jostin Ariel que con cariño, apoyo y comprensión me han brindado momentos de alegría sin importar las adversidades que se han presentado, deseando que todas sus metas se logren cumplir tanto académicamente como en el diario vivir.

A la vez se lo dedico a la memoria de mis abuelitos Medardo Godoy, Estela Simbaña, Medardo Cuasquer y María Díaz que de seguro desde el cielo me han cuidado y acompañado siempre.

## **Agradecimientos**

En primer lugar, agradezco a Dios, por brindarme su amor puro e incondicional, dándome fuerzas para sobresalir y ser una mejor persona.

A la Universidad técnica del Norte y a su equipo de docentes por ser quienes impartieron su conocimiento para lograr guiarme en mi formación académica y profesional.

Agradezco a mi director el Magister Segundo Hernán Pérez Cruz, quien me colaboro con su asesoría para la construcción del presente trabajo de grado.

Particularmente agradezco al Magister Ricardo Dávila, por su apoyo, colaboración y conocimientos compartidos.

Al Departamento de Estudios Eléctricos de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte) por su colaboración, facilitándome la información respectiva para la elaboración del presente trabajo de grado.

Con mucho cariño agradezco a Carla Lizeth y Luis Anthony por su apoyo, motivación y comprensión, brindándome momentos de alegría durante el tiempo de estudio.

## Tabla de contenido

IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA .....	I
CONSTANCIA .....	¡Error! Marcador no definido.
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN¡Error! Marcador no definido.	
ACEPTACIÓN.....	¡Error! Marcador no definido.
Dedicatoria.....	V
Agradecimientos .....	VI
Tabla de contenido .....	VII
Índice de Figuras .....	XI
Índice de tablas .....	XIII
Resumen .....	XIV
Summary .....	XV
A1. Introducción.....	XVI
A2. Planteamiento del problema .....	XVII
El problema .....	XVIII
A3. Justificación del trabajo .....	XVIII
A4. Alcance del trabajo .....	XVIII
A5. Viabilidad del trabajo.....	XIX
A6. Objetivo general .....	XIX
A7. Objetivo específicos.....	XIX
Capítulo 1 .....	1
Marco Teórico .....	1
1.1. Conceptos básicos de demanda de energía eléctrica .....	1
1.1.1. Demanda .....	1
1.1.2. Carga máxima.....	1
1.1.3. Carga instalada .....	2
1.1.4. Curvas de carga diaria .....	2



1.1.5. Curvas de carga anual .....	2
1.1.6. Demanda diversificada.....	2
1.1.7. Factor de demanda .....	3
1.1.8. Factor de carga.....	4
1.1.9. Factor de coincidencia .....	5
1.1.10. Factor de saturación de demanda .....	5
1.1.11. Densidad de carga.....	7
1.1.12. Crecimiento de la demanda .....	7
1.1.13. Cuadriculas geográficas.....	8
1.1.14. Uso de suelos .....	8
1.2. Factores influyentes para el pronóstico de la demanda de energía.....	9
1.2.1. Planes de desarrollo y ordenamiento territorial.....	10
1.2.2. Factores geográficos .....	11
1.2.3. Crecimiento demográfico.....	11
1.2.4. Datos históricos.....	12
1.2.5. PIB / Nivel socioeconómico.....	12
1.3. Clasificación de los métodos de proyección de la demanda .....	12
1.3.1. El horizonte de tiempo.....	12
1.3.2. Tipo de demanda eléctrica.....	13
1.3.3. Técnicas matemáticas .....	13
1.3.4. Método de series de tiempo.....	15
1.3.5. Métodos de tendencia .....	17
1.3.6. Modelos estadísticos.....	19
1.3.7. Métodos de simulación.....	20
1.4. Modelos de simulación para la proyección de la demanda mediante el uso del suelo. ....	21
Fuente: (Chumbi & Patiño, 2017) .....	21
1.5. Modelamiento espacial de la demanda eléctrica .....	22

1.5.1. Modelamiento de la demanda eléctrica por micro-áreas .....	22
1.6. Proceso metodológico para la proyección de demanda.....	22
1.6.1. Procedimiento de aplicación de la metodología Jerárquica .....	22
1.7. Definiciones y conceptos de programas a utilizarse para la proyección de la demanda eléctrica.....	24
1.7.1. Sistemas de información geográfica (SIG) .....	24
1.7.2. CYMDYST (CIME) .....	25
1.7.3. Rstudio .....	25
Capítulo 2 .....	27
Proyección de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. ....	27
2.1. Introducción .....	27
2.2. La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. ....	27
2.2.1. Área de concesión .....	27
2.3. Clasificación de los consumidores de Emelnorte .....	28
2.4. Información topológica de redes primarias del área de concesión .....	30
2.5. Información de mediciones de datos eléctricos a nivel de cabecera .....	30
2.5.1. Demandas mensuales coincidentes del sistema eléctrico de Emelnorte .....	31
2.6. Generación de datos estadísticos geo-referenciados .....	33
2.6.1. Creación de grilla de micro-áreas .....	33
2.6.2. Vinculación de datos eléctricos y socio-económicos en las micro-áreas.....	36
2.7. Desarrollo de la saturación de la demanda.....	38
2.7.1. Simulación de la demanda saturada con base al plan de ordenamiento y uso del suelo (POUS) .	38
2.7.2. Simulación de la demanda saturada con base en la capacidad de carga del ambiente .....	41
2.8. Proyección de la demanda utilizando el método jerárquico .....	44
2.9. Determinación de las zonas de servicio para Emelnorte .....	45
2.9.1. Determinación de las series temporales para las zonas de servicio.....	46
2.9.2. Proyección de la demanda en las zonas de servicio .....	46
2.10. Agregación de la proyección de la demanda de las micro-áreas y polígonos censales.....	47
Capítulo 3 .....	49
Resultados.....	49

3.1. Análisis de los datos de saturación de demanda .....	49
3.1.1. Saturación de la demanda mediante el plan de ordenamiento y uso de suelo (POUS) .....	49
3.1.2. Saturación de demanda mediante la capacidad de carga del ambiente .....	50
3.2. Análisis de la proyección de la demanda eléctrica zonas de servicio .....	52
3.2.1. Datos de proyección de demanda para los años 2019 a 2021 zonas de servicio .....	53
3.3. Análisis de la proyección de la demanda eléctrica en micro-áreas y polígonos censales .....	55
3.3.1. Análisis de la demanda geográficamente en micro-áreas y polígonos censales .....	55
3.4. Criterio de validación e índices de correlación de los datos de crecimiento mensual de las zonas de servicio .....	58
CONCLUSIONES .....	61
RECOMENDACIONES .....	62
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	63
ANEXOS .....	66
Anexo A: Información histórica de demandas geo-referenciadas en el software ArcGis .....	66
Anexo B: Variables censales utilizadas para la capacidad de carga con respecto al ambiente .....	68
Anexo C: Datos de demanda saturada por polígonos y micro-áreas .....	69
Anexo D: Modelo para la correlación de datos censales con micro-áreas en ModelBuilder .....	71
Anexo E: Programación en Rstudio - Proyección de demanda Geo-Espacial de las zonas de servicio .....	72
Anexo F: Proyecciones modelo ARIMA – Zona norte, centro y sur .....	73
Anexo G: Datos de proyección - zonas de servicio para los años 2019 a 2021 .....	74
Anexo H: Datos de proyección para las micro-áreas y polígonos censales de los años 2019 a 2021 .....	75

## Índice de Figuras

Figura 1. 1 Demanda máxima en función del número de clientes y el consumo de energía eléctrica. ....	4
Figura 1. 3 Áreas de cálculo para determinar el C.O.S. ....	9
Figura 1. 4 Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica.....	10
Figura 1. 5 Clasificación del Horizonte de tiempo.....	13
Figura 1. 6 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica– Tipos de Demanda Eléctrica.....	13
Figura 1. 7 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas.....	14
Figura 1. 8 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas.....	14
Figura 1. 9 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas Según la Inteligencia Artificial.....	15
Figura 1. 10 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas Según las Micro-Áreas. ....	15
Figura 1. 11 Regresión Gompertz. ....	18
Figura 1. 12 Curvas de la Función de Gompertz. ....	19
Figura 1. 13 Flujograma del procedimiento de aplicación de la metodología jerárquica .....	23
Figura 2. 1 Área de Concesión de Emelnorte.....	28
Figura 2. 2 Información mensual de la topología de las redes primarias de Emelnorte .....	30
Figura 2. 3 Herramientas de distribución de carga y flujos de carga del software Cymdist.....	32
Figura 2. 4 Ubicación de la herramienta Grid Index Features en el catalogo de herramienta del Software ArcGis .....	34
Figura 2. 5 Herramienta Grid Index Features (crea Micro-áreas) del software ArcGis.....	34
Figura 2. 6 Clasificación de las micro-áreas de acuerdo al tipo de dimensión en m <sup>2</sup> . ....	35
Figura 2. 7 Herramienta "Add XY Data" y Aplicación "Join Data" del software ArcGis.....	36
Figura 2. 8 Polígonos censales excluidas las zonas protegidas, áreas verdes de la ciudad de Ibarra .....	37

Figura 2. 9 intersección espacial de polígonos censales y micro-áreas (Sectores inter censales)	37
Figura 2. 10 Demanda Saturada GAD Ibarra	38
Figura 2. 11 Tipos de usuarios (categorías) por micro-área	39
Figura 2. 12 Herramienta Eraser del Software ArcGis	42
Figura 2. 13 Demanda saturada por polígonos censales	43
Figura 2. 14 Demanda saturada por micro-áreas de las ciudades de la concesión	44
Figura 2. 15 Método Jerárquico de proyección	45
Figura 2. 16 Zonas de servicio de Emelnorte	45
Figura 2. 18 Proyección de la demanda de la zona norte	47
Figura 3. 1 Micro-áreas de demanda saturada de la ciudad de Ibarra	50
Figura 3. 2 Demanda satura del área de concesión de la empresa distribuidora Emelnorte	51
Figura 3. 3 Proyección de la demanda zona norte - SARIMA (0, 1, 1)	52
Figura 3. 4 Proyección de la demanda zona centro - SARIMA (0, 1, 0)	53
Figura 3. 5 Proyección de la demanda de la zona sur – SARIMA (0, 1, 1)	53
Figura 3. 6 proyección de la demanda mensual por zonas de los años 2019 a 2021	54
Figura 3. 7 Previsión de la demanda geográficamente año 2019 - micro-áreas y polígonos censales	56
Figura 3. 8 Previsión de la demanda geográficamente año 2020 - micro-áreas y polígonos censales	57
Figura 3. 9 Previsión de la demanda geográficamente año 2021 - micro-áreas y polígonos censales	58
Figura 3. 10 Modelo matemático y criterio $R^2$ para la zona norte	59
Figura 3. 11 Modelo matemático y criterio $R^2$ para la zona centro	59
Figura 3. 12 Modelo matemático y criterio $R^2$ para la zona sur	60

## Índice de tablas

Tabla 1. 1 Modelos de Simulación para la Proyección de la Demanda Mediante del Uso del Suelo. .....	21
Tabla 2. 1 Clasificación de los estratos de consumo de consumidores residenciales.....	29
Tabla 2. 2 Demandas máximas mensuales a nivel de sistema de tres años .....	31
Tabla 2. 3 Demandas coincidentes del mes de enero en la subestación La Esperanza.....	32
Tabla 2. 4 Reporte de demandas en carga capacidad nominal, kVA, kW .....	33
Tabla 2. 5 Calculo de $W/m^2$ por cada tipo de uso (Categoría).....	41
Tabla 2. 6 Modelos ARIMA y SARIMA para la proyección de la demanda.....	46
Tabla 3. 1 Demandas saturadas utilizando el POUS en la ciudad de Ibarra.....	49
Tabla 3. 2 Demandas Saturadas utilizado la capacidad de carga del ambiente en el área de concesión de Emelnorte.....	51
Tabla 3. 3 Datos de proyección de la demanda por polígonos y micro-áreas – 2019 a 2021 ....	55

## Resumen

El presente trabajo de grado tiene como objetivo implementar una metodología espacio-temporal, que sea apropiada para la proyección de la demanda eléctrica, teniendo en cuenta que la empresa de distribución Emelnorte realiza su plan de expansión en su sistema eléctrico dentro del área de concesión, cuya demanda es proyectada a nivel de subestaciones.

La aplicación de un modelo de proyección espacio-temporal, se desarrolla con el uso de varios programas computacionales tales como: ArcGis, Cymdist, Python y Rstudio, con los cuales se obtienen, inicialmente, datos estadísticos de la demanda de cada una de las subestaciones las cuales se geo-referencian, para obtener la proyección de zonas de servicio geo-espacial, de las micro-áreas o polígonos censales.

Existen técnicas y metodologías de proyección geo-espacial, de las cuales en este trabajo se utiliza el método jerárquico, que se basa en calcular la saturación de la demanda mediante la información del uso de suelos y la capacidad de carga del ambiente, que se la obtiene por medio de datos de los censos poblacionales, teniendo como resultado la proyección del crecimiento de la demanda eléctrica y la expansión de sus sistemas eléctricos dentro del área de concesión.

Palabras Claves: Geo-espacial, modelo espacio-temporal, proyección espacial de demanda, Saturación de demanda, capacidad de carga del ambiente, geo-referenciación, método jerárquico, uso de suelo.

## Summary

This grade work aims to implement a space-time methodology, which is appropriate for the projection of electricity demand, taking into account that the distribution company Emelnorte carries out its expansion plan in its electrical system within the concession area, the demand of which is projected at the substation level.

The application of a space-time projection model is developed with the use of several computer programs such as: ArcGis, Cymdist, Python and Rstudio, with which statistical data of the demand of each of the substations which are geo-referenced, to obtain the projection of geospatial service zones, micro-areas or census polygons.

There are geo-spatial projection techniques and methodologies, of which this work uses the hierarchical method, which is based on calculating demand saturation using soil use information and ambient load capacity, which is obtained by population census data, resulting in the projection of the growth of electricity demand and the expansion of its electricity systems within the concession area.

Keywords: Geo-spatial, space-time model, demand spatial projection, demand saturation, ambient load capacity, geo-referencing, hierarchical method, land use.



## **A1. Introducción**

En los últimos años se han realizado estudios de planificación, cuyo objetivo es tener una idea o base de una proyección de la demanda del sistema eléctrico de subtransmisión y distribución, mediante metodologías de micro áreas que no consideran el análisis espacio-temporal es decir dónde y en qué tiempo se incrementará la demanda; proyección que con la información adecuada del crecimiento de la población o con datos estadísticos de los últimos censos realizados cada diez años.

Hoy a nivel de empresas de distribución existen herramientas, que deben ser aprovechadas y que permiten geo-referenciar cargas en cada área de concesión y determinar flujos de carga, con distribuciones previamente establecidas en programas de modelación de sistemas de distribución, que permitirá obtener proyecciones más apegadas a la realidad sin embargo, esta metodología requiere de información más detallada como son: los planes de ordenamiento territorial, usos de suelo, censo poblacional, de esta manera se obtiene proyecciones con una información más exacta para las empresas de distribución.

El análisis del incremento de la demanda se desagrega por tipos de abonados ya sea en residenciales, comerciales e industriales, estratos donde se requiere realizar el análisis de la demanda, esto con el fin de planificar la expansión del servicio del sistema eléctrico a nivel de sistema de distribución.

Mediante el análisis espacio-temporal se utiliza herramientas y metodologías nuevas, las cuales incluyen análisis del uso de suelo, donde se prevé el crecimiento de la demanda, es más favorable utilizar plataformas de sistemas informáticos geográficos y modelación de sistemas eléctricos que ayudan a determinar donde expandir el sistema de distribución.

Para realizar la proyección, por lo general se requiere de varios datos como son: registro de demandas a nivel de subestaciones, demanda máxima, consumo de energía, facturación entre otros., datos que serán proporcionados por la empresa eléctrica Emelnorte, conjuntamente a esta información también se requerirá los planes de desarrollo y ordenamiento territorial de cada uno de los GADS, que se encuentra dentro del área de concesión de Emelnorte para el análisis de usos de suelo.

(Chumbi & Patiño, 2017) afirman que, como parte del proceso de proyección espacial de la demanda, es importante conocer la distribución espacial o geográfica de clientes por tipo,

consumo per cápita, crecimiento horizontal-vertical y nivel de saturación de estos. Así mismo, se requiere determinar los factores geográficos que influyen en los patrones de crecimiento, tales como usos del suelo, cercanía o proximidad a grandes autopistas, centros poblados, zonas urbanas, influencia de áreas adyacentes, restricciones como pendientes del terreno y zonas recreacionales o protegidas, entre otros.

La predicción de carga espacial proporciona información sobre la distribución espacial de las cargas futuras en un área de servicio. Esta información ayuda a identificar las sub-zonas con el mayor aumento de carga esperado en la ciudad, permitiendo a los planificadores de las redes de distribución eléctrica verificar que los elementos del sistema de distribución podrán abastecer a la mayor densidad de carga en cada ubicación. (Melo, Carreno, Calviño, & Padilha-feltrin, 2014)

## **A2. Planteamiento del problema**

En la Empresa Eléctrica Regional Norte, se tiene una metodología para la proyección de la demanda donde no se considera la ubicación ni la temporalidad de la carga, por lo que es necesario, aprovechando la implementación de nuevos sistemas de información, dentro del cronograma SIGDE la inclusión de estos parámetros dentro de la previsión de la demanda; la metodología utilizada para la proyección de la demanda actual; no considera conceptos de temporalidad ni ubicación de futuras cargas; únicamente considera las demandas registradas a nivel de subestaciones de forma general.

Actualmente la proyección de la demanda se realiza con datos históricos de la demanda tomada a nivel de registros de potencia obtenidos de los medidores ION instalados en cada una de las subestaciones de Emelnorte y todas las cargas especiales conectadas en el área de concesión, las cargas más representativas a nivel industrial presentes en el área de concesión de la empresa son: UNACEM, ECUAJUGOS y IANCEN, adicionalmente en el dimensionamiento de los transformadores de distribución ya se toma en cuenta la incorporación de las cocinas de inducción.

Hoy en día las empresas de distribución cuentan con herramientas computacionales en las que pueden geo-referenciar sus sistemas eléctricos, característica que es tomada en cuenta para el análisis espacio-temporal de la proyección de la demanda.

## **El problema**

¿Cómo realizar la proyección espacio-temporal de la demanda para el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Norte, mejorando la metodología existente?

### **A3. Justificación del trabajo**

El presente análisis espacio-temporal es muy importante para la Empresa Eléctrica Regional Norte, esto con el fin de mejorar en la proyección del crecimiento de la demanda y la expansión de sus sistemas eléctricos y así poder abastecer la demanda futura.

Emelnorte tiene la predisposición de poner a disposición toda la información técnica que posee, las herramientas computacionales y el apoyo de sus ingenieros del área de estudios eléctricos del Departamento de Planificación, esto con el fin de obtener una metodología de proyección de la demanda que permita establecer requerimientos para años futuros dentro del plan de expansión del sistema de distribución.

Para Emelnorte es muy útil disponer una metodología de proyección de la demanda de estas características ya que, en base a esta, se sabrá con mayor exactitud y detalle donde y cuando se requiere la expansión de su sistema de distribución.

### **A4. Alcance del trabajo**

La proyección de la demanda se realizará con base en el análisis espacio temporal, de toda el área de concesión de Emelnorte, que comprende las provincias de Imbabura, Carchi y parte de las provincias de Pichincha, Sucumbíos y Esmeraldas.

Al desarrollar esta metodología analítica se determinarán micro-áreas en las que se realizará la proyección por consumo o por el uso de la energía eléctrica.

La validación de la metodología se la realizó mediante índices de correlación donde se determina la efectividad de la proyección con base al análisis espacio-temporal realizada. La aplicación de la metodología requiere parámetros muy importantes como son: estudio de investigación de la carga, resolución espacial de clientes y luminarias de la concesión, información de los PDOT, nuevos proyectos como expansión de sistemas eléctricos, construcciones grandes, vías; análisis y geo-procesamiento espacial.

## **A5. Viabilidad del trabajo**

El proyecto se lo puede realizar durante un periodo de 8 a 10 meses, donde la información y las herramientas como son programas de georreferenciación y de programación serán facilitadas por parte de la empresa, ya que existe un convenio interinstitucional entre Emelnorte y la U.T.N., mientras que la implementación de la metodología y la aplicación de la misma se la realizará con la investigación adecuada para poder desarrollar el trabajo de grado.

Se requiere realizar un procedimiento para ser aplicado en Emelnorte, se presenta la proyección de la demanda en base a la desagregación de micro áreas y aplicando el análisis espacio-temporal que permita identificar futuras proyecciones de expansión dentro del área de concesión. Proyectar la demanda de Emelnorte considerando parámetros tales como ocupación del suelo, niveles de saturación, estratos de consumo e influencia de áreas adyacentes.

### **A6. Objetivo general**

- Realizar la proyección de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte en base al análisis espacio-temporal.

### **A7. Objetivo específicos**

- Obtener información referente a la distribución espacial de la carga, planes de desarrollo territorial de los municipios o censos poblacionales, usos de suelo, zonas urbanas y rurales entre otras para la implementación de la metodología.
- Realizar las respectivas distribuciones y flujos de carga a demanda máxima del sistema.
- Analizar la proyección de la demanda mediante la metodología espacio-temporal conjuntamente con la utilización de herramientas de sistemas de información geográfica SIG.
- Obtener índices de correlación necesarias para la validación de la metodología.

# Capítulo 1

## Marco Teórico

### 1.1. Conceptos básicos de demanda de energía eléctrica

#### 1.1.1. Demanda

Es la cantidad de potencia que los consumidores utilizan en un periodo de tiempo. La demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores es tomada como un valor promedio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio esta denominado como un intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW (Ariza, 2013).

La demanda por lo general es la carga promedio que está dentro de un sistema, por lo cual, la carga se mide en potencia (activa, reactiva o compleja), donde, la toma de valores se lo realiza mediante un determinado periodo de tiempo que es denominada intervalo de la demanda y es determinada de acuerdo a la duración de la carga (Medina, 2010).

#### 1.1.2. Carga máxima

Determinada como el valor máximo de la potencia en un intervalo de tiempo donde el tiempo puede ser durante 15 minutos o 5 minutos según la configuración del equipo de medición instalado en las cabeceras de las subestaciones, donde de estos registros se obtiene la demanda de la red en la que se encuentran consumidores residenciales, alumbrado público, industriales entre otros, donde la carga máxima se la expresa en vatios (W), es convertida a kilovatio (kW) y kilovoltamperios (kVA), adicionalmente se tomará los valores de factor de potencia para encontrar los kVA (Churo, 2012).

Denominada como carga máxima a los consumidores que se encuentran conectados en media y alta tensión, donde por lo general se realizan mediciones en intervalos de tiempo que varía entre los 15 minutos, con dicha información se obtiene una demanda pico y a la vez la energía para los periodos que sean apropiados para realizar la previsión de la demanda (Padilha, Melo, & Mejía, 2017).

Corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema o instalación en un período de trabajo previamente establecido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en valores por unidad (p.u.) de la carga pico del sistema. (Ariza, 2013, pág. 21)

### **1.1.3. Carga instalada**

Ariza (2013) afirma: “Es la suma de potencias nominales de aparatos y equipos de consumo que se encuentran conectados a un sistema eléctrico a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW” (pág.21).

### **1.1.4. Curvas de carga diaria**

Ariza (como se citó en Chumbi & Patiño, 2017) argumenta que las curvas de carga diaria están formadas por valores de demanda obtenidos en intervalos de un determinado tiempo para cada hora del día. Las curvas de carga diaria expresan las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales; así como el sumatorio de cada uno de los usuarios ya mencionados para generar la demanda máxima por subestación y al final la carga máxima del sistema eléctrico.

“Las curvas de carga expresan gráficamente el comportamiento de la demanda en un punto del sistema (Usuarios, grupo de usuarios, transformadores, alimentador, etc.) en un periodo de tiempo determinado generalmente de un día”. (Padilha, Melo, & Mejía, 2017, pág. 42)

### **1.1.5. Curvas de carga anual**

Ariza (como se citó en Chumbi & Patiño, 2017) dice que las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes. Permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los valores máximos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan.

### **1.1.6. Demanda diversificada**

Es la relación entre la suma de las demandas individuales de un conjunto de cargas en un determinado tiempo entre el número de cargas. Por lo cual, se dice que el mismo transformador de distribución sirve para varios clientes. La suma de las demandas de los clientes para cada

intervalo de tiempo es la “demanda diversificada” para el grupo en que el intervalo de tiempo, y en este caso el transformador de distribución (Cajas, 2015). Lo que argumenta es que se puede estimar los valores de consumo en cada uno de los puntos de carga que en este caso sería los clientes de la empresa distribuidora y es así como ayuda de una mejor manera al cálculo de la demanda con el fin de verificar sobre cargas y tomar medidas para solucionar las sobrecargas o ayudan a evitar que se produzcan dichas sobre cargas.

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i(ta)}}{n} \quad (1)$$

Donde:

Ddiv= Demanda diversificada

$D_i(ta)$ = Demanda de carga  $i$  en el instante  $ta$  ( $i=1, 2, \dots, n$ )

$N$ = Número de usuarios

#### 1.1.7. Factor de demanda

El factor de demanda puede ser definido para un cliente individual. El factor de demanda en un intervalo de un sistema de distribución o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. El factor de demanda da una indicación del porcentaje de los dispositivos eléctricos cuando se produce la demanda máxima. (Cajas, 2015, págs. 16-17)

$$FD = \frac{DM}{P_{ins}} \quad (2)$$

Donde:

FD= Factor de demanda del sistema

DM= Demanda máxima del sistema en un intervalo de tiempo (W)

Pins= Potencia total instalada en el sistema (W)

##### 1.1.7.1. Causas para el crecimiento de la demanda

La demanda de energía eléctrica de un sistema de transmisión y distribución (T&D) puede crecer o disminuir y esto se debe a dos razones o por el acoplamiento de las dos (Lee Willis & E.D, 1983). En la Figura 1.1 se observa la relación.

- Incremento del número de usuarios. si los usuarios son nuevos están comprando más energía eléctrica y con esto la demanda máxima en el área incrementara.
- Nuevos usos de la energía eléctrica. Los clientes que existen en el área de concesión pueden suplir o adquirir electrodomésticos los cuales requieran más energía eléctrica, donde esto provoca el incremento de la demanda energética en el área (Lee Willis H. , 2002).

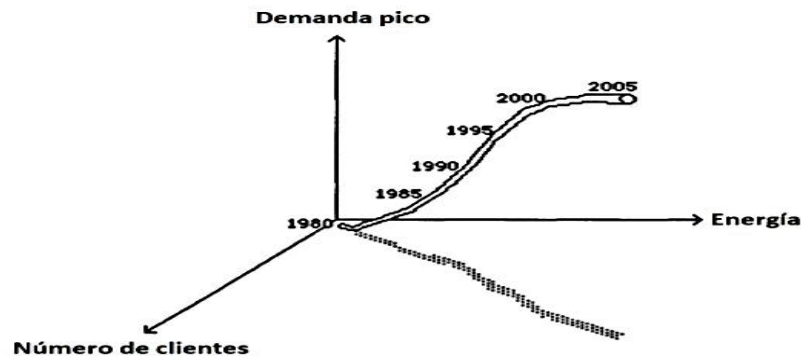


Figura 1. 1 Demanda máxima en función del número de clientes y el consumo de energía eléctrica.

Fuente: (Lee Willis H. , 2002)

### 1.1.8. Factor de carga

Es la razón entre la  $D_{prom}$  en un intervalo de tiempo dado y la observada en el mismo intervalo de tiempo.

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}} \quad 0 < F_c \leq 1 \quad (3)$$

El factor de carga por lo general indica en que tiempo se mantiene el valor máximo de demanda del sistema eléctrico, si el factor es muy cercano a uno se dice que la curva de demanda es constante durante todo el tiempo y si el factor de carga está cerca de los valores de cero la curva va a tener picos y valles pronunciados, dicho esto el factor de carga depende de la zona de donde se lo está midiendo y a la vez de la cantidad de usuarios que estén simultáneamente conectados (Mayorga, 2018).



### **1.1.9. Factor de coincidencia**

Ramírez (como se citó en Ariza, 2013) menciona que es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la sumatoria de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, donde estos dos son tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

### **1.1.10. Factor de saturación de demanda**

(Chumbi & Patiño, 2017) “Representa la relación entre los clientes presentes actualmente y el número total de clientes que puede abarcar un área determinada, en función de la zonificación establecida por el desarrollo, modelando la dinámica de su comportamiento” (pág. 29).

Por lo general siempre existirá parámetros donde se los debe tomar en cuenta para poder determinar la demanda de la carga, donde las relaciones que se debe tomar en cuenta es el consumo y el total de los consumidores a nivel del área de concesión de la empresa eléctrica distribuidora y es por esta razón la importancia de la utilización del índice del factor de saturación, una vez que se ha realizado la división del área en micro-áreas, se debe realizar la ubicación de los usuarios que actualmente tiene la empresa distribuidora, donde para cada micro-área se debe realizar el respectivo análisis y sumatoria de todas las demandas que se encuentran dentro de las micro-áreas para obtener una demanda total por cada una de ellas.

La saturación de demanda proporciona los límites de crecimiento de las micro-áreas, lo cual se define por la limitación del territorio que será analizado y la cual representa la asíntota superior dentro de los modelos de regresión logística (Dávila, 2019).

#### **1.1.10.1. Saturación de demanda mediante el método de capacidad de carga del ambiente**

La información que se utiliza para obtener los valores de saturación de la demanda por medio de polígonos censales, es generada en el Censo Poblacional y Vivienda del 2010, se realiza mediante la capacidad de carga del ambiente donde se debe calcular dos factores importantes que se encuentran dentro de las variables (ver Anexo B) que fueron selectas de los datos del censo poblacional (Dávila, 2019).

A continuación, se dará en detalle las ecuaciones de los factores que serán aplicadas para determinar los valores de saturación de demanda, son las siguientes:

- Factor de ocupación de viviendas (Fov), define el nivel de cobertura de habitabilidad, el cual se encuentra vinculado con la ocupación del suelo, el cual se encuentra determinado en porcentaje el área que se encuentra edificada o habitada, verificando cuanto falta con edificar u ocupar; por otra parte, describe el crecimiento horizontal y el crecimiento vertical de la demanda eléctrica (Dávila, 2019).

$$F_{ov} = \frac{VO_P + VO_A}{VO_P + VO_A + VO_D + VO_C} \quad (4)$$

Los términos de la Ecuación 4, se encuentran descritos en el Anexo B.

- Factor de ocupación definitiva (Fod), define la clasificación de los hogares que habitan en una vivienda definitiva; donde por lo general existe construcciones habitacionales que tienen baja probabilidad de realizar mejoría a corto plazo, este factor está asociado con el crecimiento económico de la zona, que se relaciona con el crecimiento vertical de la demanda eléctrica (Dávila, 2019).

$$F_{od} = \frac{VP_{CA} + VP_{DE} + VP_{CU} + VP_{RA} + VC_{HT} + VC_{CU} + VC_{CA} + VC_{CE} + VC_{HO} + VC_{CO} + VC_{AS}}{VP_T + VC_T} \quad (5)$$

Los términos de la Ecuación 5, se encuentran descritos en el Anexo B.

Donde:

VPT: Total de viviendas particulares

$$VP_T = VP_{CA} + VP_{DE} + VP_{CU} + VP_{RA} + VP_{ME} + VP_{CO} + VP_{CH} + VP_{OT} \quad (6)$$

Los términos de la Ecuación 6, se encuentran descritos en el Anexo B.

VCT: Total de viviendas colectivas

$$VC_T = VC_{HT} + VC_{CU} + VC_{CA} + VC_{CE} + VC_{HO} + VC_{CO} + VC_{AS} + VC_{OT} + VC_{SV} \quad (7)$$

Los términos de la Ecuación 7, se encuentran descritos en el Anexo B.

Para determinar la demanda de saturación se debe determinar los dos factores anteriormente descritos como es el factor de ocupación de vivienda y el factor de ocupación definitiva, infiriendo estos dos factores conjuntamente con la demanda que ha sido presentada en el periodo en el que se realizó el censo poblacional ( $D_i$ ).

$$D_{\text{sat}} = \frac{D_i}{F_{OV} \times F_{OD}} \quad (8)$$

#### 1.1.11. Densidad de carga

Es una cantidad de carga eléctrica por una área determinada o volumen, donde de esta densidad de carga existen tres tipos: lineal, superficial y volumétrica. Rodríguez (como se citó en Chumbi & Patiño, 2017) “Es la relación entre la carga instalada y el área de la zona en análisis” (pág. 29).

$$D_c = P/A \quad kW/km^2 \quad (9)$$

Dónde:

Dc= Densidad de carga

P= Potencia eléctrica (carga)

A= Área en kilómetros cuadrados

Para poder definir una densidad de carga hay que considerar prioridades que son: las transferencias de carga entre las subestaciones donde sean factibles tanto topográficamente como eléctricamente, cambio de las capacidades de los transformadores debido a la demanda de usuarios en sectores de nuevos clientes y el valor del área total habilitada para la construcción.

#### 1.1.12. Crecimiento de la demanda

Según (Chumbi & Patiño, 2017) mencionan que: La demanda máxima y el uso de energía pueden variar por dos razones o una combinación de ellas, siendo estas:

- La inclusión de nuevos clientes al sistema de distribución debido a la migración de clientes o el crecimiento natural de las mismas.
- Nuevos usos de la electricidad (variación del consumo per cápita), este tipo de incremento tiene relación con la adquisición de nuevos aparatos eléctricos y equipos para hogares y

oficinas. El aumento de la eficiencia eléctrica puede conducir a una disminución en el consumo de electricidad y por ende de la demanda.

#### **1.1.13. Cuadrículas geográficas**

(Padilha, Melo, & Mejía, 2017) menciona: “Cuando se habla de micro-áreas se entiende que se iniciara un pronóstico por medio de la división de un área, por ende, se empieza con los usuarios o por los transformadores”. Las cuadrículas simplemente son la división del área de concesión en micro-áreas con tamaños de acuerdo con el tipo de análisis de proyección que sea necesario y estas cuadrículas por lo general son homogéneas donde sus dimensiones pueden variar de acuerdo al área del estudio donde en zona urbana se debe utilizar micro-áreas de dimensiones pequeñas y en las zonas rurales de mayores dimensiones.

Existen dos tipos de micro-áreas, las micro-áreas regulares por lo general es el producto del reticulado del área de donde se va a realizar el análisis de la demanda, mientras que las micro-áreas es el resultado de la diferenciación del área de influencia de los equipos que se encuentran en la zona de interés, por lo que, para realizar una predicción de la demanda es recomendable utilizar micro-áreas regulares, donde son producidas por la demarcación del área donde bajo el estudio y luego las subdivisiones uniformes hasta llegar a cuadrículas de diferentes dimensiones como 250 x 250; 500 x 500; 1000 x 1000 metros (Bolívar & Vargas, 2010).

#### **1.1.14. Uso de suelos**

El uso de suelo es un estudio que se lo realiza en cada uno de las municipalidades de los cantones del Ecuador con el fin de verificar el crecimiento tanto urbano como rural tomando en cuenta varios aspectos como son: zonas de vegetación natural, bosques naturales, lagunas, áreas protegidas, etc., donde no se puede realizar construcciones, administración de información que actualmente es geo-referenciada, esto gracias a la utilización de software de sistemas de información geográfica en la que se puede identificar el uso de suelo.

La zonificación de un territorio es el resultado de la aplicación de una metodología para delimitar un espacio con ciertos atributos particulares, conformando unidades homogéneas, a partir de la aplicación de criterios como, por ejemplo, la funcionalidad o aptitud. En las ciudades grandes de Ecuador se ha realizado la zonificación urbana con la finalidad de

organizar la vigilancia y poder desarrollar obras públicas adecuadas a las necesidades de cada sector urbano. (Ajila Chapi, 2012, pág. 40)

#### 1.1.14.1. Coeficiente de ocupación del suelo (COS)

El coeficiente de ocupación del suelo (COS), por lo general es parte del área de construcción en un lote o predio, expresado como un porcentaje del área total del lote; o como un factor que multiplicándolo por el área total del lote se logra determinar la máxima superficie de construcción del mismo (Guerrero, 2005).

García(2014) afirma: “Es la relación aritmética existente entre la superficie construida en la planta baja y la superficie total del terreno, corresponde a la proporción del área del predio que puede edificarse” (pag.2,3). En la Figura 1.3, se puede observar las áreas que se debe tomar en cuenta para el cálculo del coeficiente de ocupación del suelo (COS).

La fórmula para determinar el coeficiente de ocupación del suelo (COS) es la siguiente Ecuación 10:

$$COS = \frac{A_o}{A_t} \quad (10)$$

Donde:

COS= Coeficiente de ocupación del suelo

Ao= Área ocupada por construcción

At= Área total del terreno

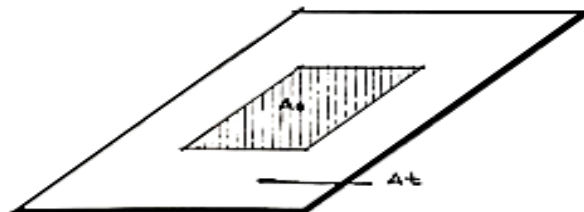


Figura 1. 2 Áreas de cálculo para determinar el C.O.S.

Fuente: (García, 2014)

## 1.2. Factores influyentes para el pronóstico de la demanda de energía

Para realizar un buen pronóstico de la demanda energética existen varios factores el cual se los mencionará a continuación:



Figura 1. 3 Factores que influyen en el pronóstico de demanda de energía eléctrica.

Fuente: Modificado de (GÖNEN, 2014)

### 1.2.1. Planes de desarrollo y ordenamiento territorial

Es una herramienta utilizada en planificación que por lo general cuenta con un procedimiento mediante el cual se logra ordenar la ocupación y utilización del territorio y se dispone cómo mejorar la ocupación en el espacio geográfico de los asentamientos (población y vivienda), la infraestructura física (las vías, servicios públicos) y actividades socioeconómicas (Gobierno Autónomo Descentralizado de San Miguel de Ibarra, 2013).

Los planes de desarrollo comunitario son proyectos originados en la comunidad en pro de la transformación y evolución socioeconómica de la misma, desde esta plataforma se impulsan

programas turísticos, creación de empresas, fortalecimiento de infraestructura entre otros y de allí nace la relación intrínseca con el consumo de electricidad que dichos programas propiciarían (Ariza, 2013).

### **1.2.2. Factores geográficos**

Las características de consumo de energía eléctrica de una zona varían con la temperatura, humedad y velocidad de viento, las cuales son distintas para cada estación del año y zona geográfica donde se encuentre. Todos los factores climáticos afectan la demanda de electricidad, pero la temperatura es el más relevante debido a que los consumidores tienen comportamientos diferentes dependiendo de esta variable, es decir, en algunas ciudades que son calurosas se incrementa el uso de aire acondicionado, ventiladores y refrigeradores mientras que en ciudades frías existe una mayor utilización de calentadores de agua y calefacción, incrementándose el consumo de electricidad en verano o invierno respectivamente. (Ariza, 2013, pág. 27)

Se define factor geográfico al grupo de eventualidades astronómicas y geográficas que aportan a determinar los distintos tipos de clima del área de concesión donde se encuentra ubicada geográficamente. Los elementos del clima pueden variar ya que están condicionados por factores geográficos. Los factores se encuentran relacionados con el aspecto de la tierra, con su relieve, la ubicación de los continentes, las aguas, los vientos, etc.

### **1.2.3. Crecimiento demográfico**

Es el aumentando la población en una zona, al haber este crecimiento poblacional el consumidor de energía eléctrica aumentara ya que requerirán del uso de esta para el funcionamiento de sus electrodomésticos, este crecimiento obliga a realizar un análisis de la demanda eléctrica para poder satisfacer la necesidad del crecimiento poblacional.

Al tener un aumento de población se incrementa el número potencial de consumidores de electricidad, además este crecimiento demográfico incide también en el aumento de fabricación de productos en general, para satisfacer esta creciente demanda se incrementa el consumo de energía eléctrica ya que la mayoría de estos productos utilizan la energía eléctrica. (Tashiguano, 2015, pág. 9)

#### **1.2.4. Datos históricos**

Ariza (2013) “La información histórica es de vital importancia en la proyección de demanda de electricidad pues con estos podemos generar patrones de consumo, analizar su comportamiento año tras año y proyectarlo al futuro” (Pág. 30).

#### **1.2.5. PIB / Nivel socioeconómico**

El consumo de energía eléctrica y el PIB tiene una relación muy importante, donde el crecimiento del PIB puede producir grandes cambios en la sociedad y por ende en el área de concesión de Emelnorte como: incremento del equipamiento de los hogares o industrias, aumento de la cantidad de electrodomésticos, variación de la frecuencia de utilización de los equipos, conciencia en ahorro energético o aumento de consumo entre otros factores (Tashiguano, 2015).

Para cada una de estas variables que son necesaria para realizar la proyección de la demanda, los valores de cada variable se lo consiguen en la base de datos del último censo poblacional que en este caso es del año 2010 (CVP-2010).

### **1.3. Clasificación de los métodos de proyección de la demanda**

Para la clasificación de los métodos de proyección existen tres tipos que son por el horizonte de tiempo, tipo de demanda eléctrica y las técnicas matemáticas siendo esta última como la más importante a la hora de realizar una proyección de demanda. El uso de la metodología debe estar relacionado con los objetivos planteados y a la vez con el tipo de análisis que se realice el cual determina la complejidad de la investigación.

#### **1.3.1. El horizonte de tiempo**

El horizonte de tiempo ayuda a obtener tres tipos de pronósticos que son: pronóstico a corto plazo, pronóstico a mediano plazo y pronóstico a largo plazo, donde estos pronósticos tienen horizontes de tiempo desde cero meses a un año, de un año a cinco años y tiempos de horizonte mayores a cinco años para los pronósticos mencionados (Vera, 2012).



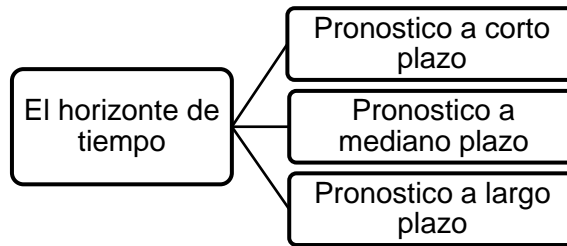


Figura 1. 4 Clasificación del Horizonte de tiempo.

Fuente: (Vera, 2012)

### 1.3.2. Tipo de demanda eléctrica

Es la energía (kWh) consumida en un lapso de tiempo ya sea esté horaria, diaria, semanal, mensual o anual, a la vez también se hace referencia a la potencia (kW) máxima para los mismos lapsos de tiempo.

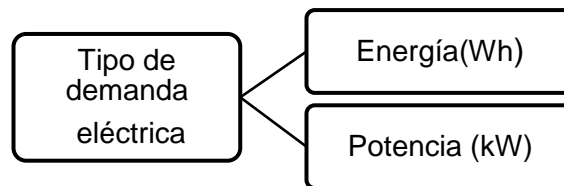


Figura 1. 5 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica– Tipos de Demanda Eléctrica.

Fuente: (Ariza, 2013)

### 1.3.3. Técnicas matemáticas

Ariza (2013) Las técnicas matemáticas por lo general se clasifican en tres tipos que son: estadísticas, inteligencia artificial y micro-áreas como se muestra en la Figura 1.7.

“Los principales métodos para la proyección de la demanda se fundamentan en técnicas matemáticas, que generalmente consideran los datos históricos de la demanda y un horizonte de tiempo de acuerdo con los resultados requeridos” (Chumbi & Patiño, 2017, pág. 30).

“Dentro de los tipos de las técnicas matemáticas tenemos subcategorías las cuales son técnicas estadísticas, inteligencia artificial y el análisis por micro-áreas” (Mayorga, 2018, pág. 26). La clasificación de estas se muestra en la Figura 1.8 a Figura 1.10.

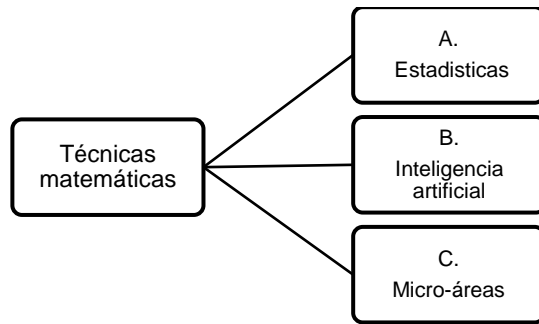


Figura 1. 6 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas

Fuente: (Ariza, 2013)

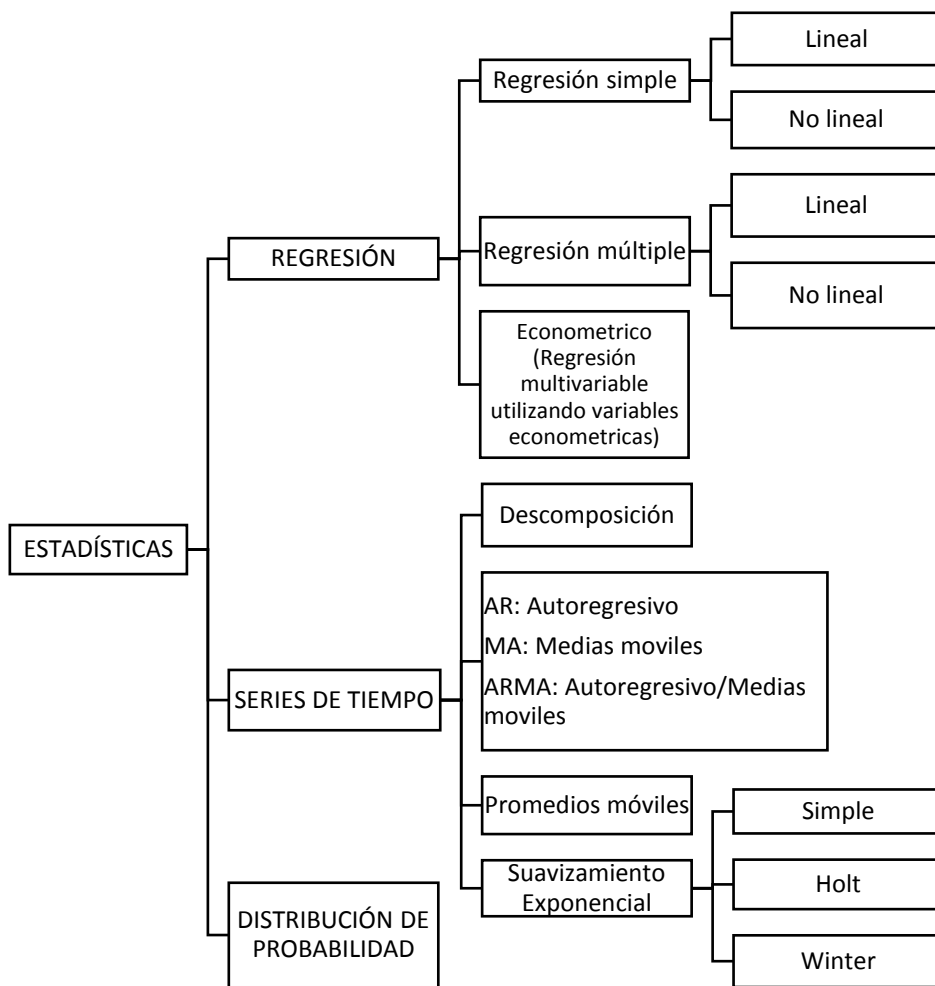


Figura 1. 7 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas.

Fuente: (Ariza, 2013)

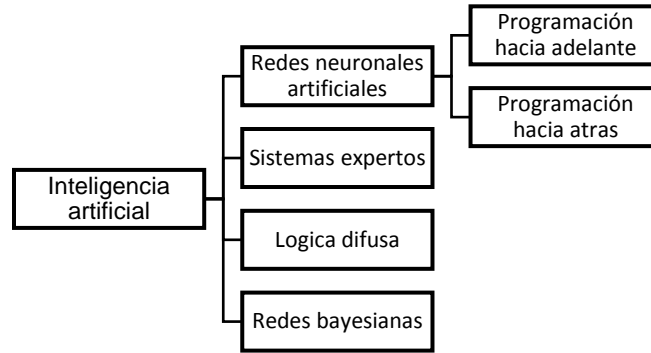


Figura 1. 8 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas Según la Inteligencia Artificial.

Fuente: (Chumbi & Patiño, 2017)

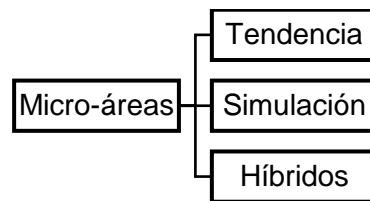


Figura 1. 9 Clasificación de los Métodos de Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica Según las Técnicas Matemáticas Estadísticas Según las Micro-Áreas.

Fuente: (Chumbi & Patiño, 2017)

#### 1.3.4. Método de series de tiempo

Una serie temporal, por lo general es llamada como serie histórica o cronológica, son valores observados de una variable en determinadas ocasiones o en periodos de tiempos que sea diferentes pero regulares, donde su característica es que, los datos obtenidos son ordenados de manera cronología y así de esta manera predice la evolución futura de los datos, tomando en cuenta la perspectiva alternativa univariante y multivariante (Orbezo, 2011). Las series temporales por lo general son cadenas de datos que se manifiestan de la observación de la serie de una variable ya establecida durante intervalos de tiempo, donde estos periodos de tiempo poder ser discretos o continuos y pueden ser continuos como: horas, días, meses, años; las series temporales son caracterizadas por las observaciones que no son independientes entre sí, por lo cual se analizan teniendo en cuenta un orden temporal de las observaciones (Fernández de Mesa Bustelo, 2016).

Las series temporales se clasifican en dos grupos importantes según la predictibilidad:

- Series deterministas: Generan predicciones exactas a partir de un valor próximo de la serie utilizando como datos los históricos del consumo de energía y estas variaciones

pueden ser en periodos de tiempo horas, días, meses, etc. (Fernández de Mesa Bustelo, 2016).

- Series estocásticas o aleatorias: este tipo de serie aportan con predicciones que se apegan en mayor o menor medida a la realidad de una predicción, siendo este tipo de serie no tan exacta como la anterior.

“Un proceso estocástico es una secuencia de variables aleatorias, ordenadas y equidistantes cronológicamente, referidas a una variable (proceso univariante o escalar) o a varias variables (proceso multivariante o vectorial) características de una unidad observable en diferentes momentos” (Mauricio, 2013, pág. 9).

#### **1.3.4.1. Modelo auto-regresivo integrado de medias móviles (ARIMA-SARIMA)**

El modelo auto-regresivo integrado de medidas móviles, por lo general desarrollan una metodología que se compone de tres modelos matemáticos: auto-regresivo (AR), integración(I) y medias móviles (MA), para datos de series de tiempo (Rahman, Saiful, Maqnoon, & Rahman, 2013). Este modelo permite que los datos históricos de la variable deben definir el futuro de la misma.

Es por eso que el modelo ARIMA es uno de los que tiene mayor complejidad en su metodología, pero a su vez es el más utilizado para el cálculo de proyecciones de series de tiempo que por lo general tienen una muestra de tendencia ya sea de estacionalidad o de irregularidad (Orbezo, 2011).

Los modelos AR, MA y ARMA presuponen que las series son débil mente estacionarias; es decir de media y varianza constantes y covarianza invariable en el tiempo; lo que requiere decir que están integradas, una gran cantidad de series de tiempo no cumplen esta condición, es por lo que debe ser diferenciadas para conseguir esta característica; es así que la serie de tiempo se dice  $I(d)$ , si después de diferenciarla “d” veces se obtiene una serie estacionaria  $I(0)$ ; al aplicar esto al modelo ARMA (p, q) de la serie de tiempo original, se obtiene un modelo ARIMA (p, d, q), donde “p” denota el número de términos Auto-regresivos, “d” el número de veces que debe ser diferenciada y “q” el número de términos de media móvil (Dávila, 2019).

La delicadeza de su metodología al momento de predecir es elevadamente alta y es por eso que se utiliza para poder proyectar series de tiempo ya sean mensuales o anuales estas, peculiares de la actividad de la energía eléctrica.

### 1.3.5. Métodos de tendencia

La incertidumbre de los factores que influyen en el crecimiento de la demanda requiere de procedimientos de pronóstico que permitan tomar en cuenta el riesgo asociado de una manera objetiva, a través de la varianza de los estimadores, y la obtención de intervalos de predicción probabilísticos. (González , 2010)

Este tipo de método utiliza técnicas lógicas que consiste en suponer que los acontecimientos continuaran en un futuro como es la extrapolación para así poder determinar la demanda máxima futura, por lo general se basa en datos de la demanda histórica en forma de serie temporal, por lo cual requieren de bases de datos para realizar el pronóstico de zonas extensas donde minimice las variaciones de cobertura (Dávila, 2019).

Por otro lado, este tipo de método no presta abundante información para la persona que está encargado en el área de planificación en redes de distribución debido a que no permite definir la deducción de las transferencias de carga que se realiza.

#### 1.3.5.1. Crecimiento lineal

El modelo más sencillo se obtiene considerando una tasa de crecimiento constante, este método es llamado regresión lineal cuando su expresión es la ecuación de una recta, por lo que en general el método es mayormente utilizado y este método es utilizado únicamente para periodos a corto plazo” (Zamora & Piedra, 2013).

Método lineal determinado por su crecimiento lineal, se denota por la Ecuación 11 de primer orden.

$$y(x) = a(x) + b \quad (11)$$

Donde:

X: es el año

a, b: son coeficientes del polinomio

Y(X): es la demanda prevista para el año

### 1.3.5.2. Crecimiento exponencial

Para (GÖNEN, 2014), el pronóstico de la demanda en SDEE puede obtenerse aplicando modelos de crecimiento exponencial. En éstos, la tasa relativa de crecimiento, definida por:  $x'(t)/x(t)$ , se mantiene constante. Su ecuación diferencial:  $x'(t) = k x(t)$ , tiene como solución:  $x(t) = x_0 \exp(kt)$ , para un valor inicial,  $x_0 = x(0)$ . Aplicando el método de mínimos cuadrados, esta curva de crecimiento se ajusta a los datos históricos para determinar los parámetros  $x_0$  y  $k$  mediante la transformación siguiente:  $\ln x(t) = \ln x_0 + kt$ . (González, 2010)

### 1.3.5.3. Regresión Gompertz

Se utiliza para estudiar el comportamiento de crecimiento de poblaciones, entre las distintas formulaciones que tiene la curva de Gompertz la más sencilla es la Ecuación 12:

$$y(t) = e^{a - be^{ct}} \quad \text{DONDE } a, b > 0 \quad ; \quad 0 < c < 1 \quad \text{PARA } x = 0 \quad \text{ENTONCES } y = e^{a-b} (\text{UMBRAL}) \quad (12)$$

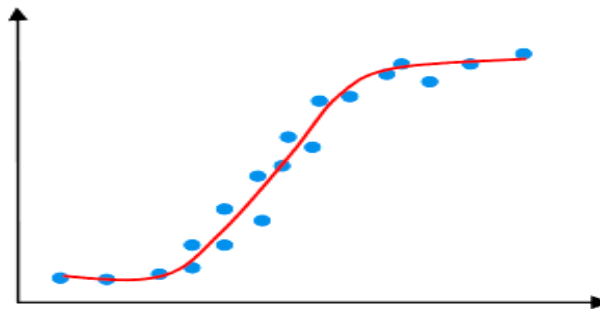


Figura 1. 10 Regresión Gompertz.

Fuente: (Ariza, 2013)

Las curvas logística y Gompertz son conocidas por su forma de S y presentan un punto de inflexión donde la curva cambia su forma cóncava por la convexa. Donde las dos curvas tienen un patrón por el cual su crecimiento será similar, una importante diferencia entre ellas es que reside en la localización del punto de inflexión; las curvas Gompertz alcanzan este punto en la primera parte del ciclo de crecimiento (35% o 40% del crecimiento total) mientras que la curva logística alcanza ese punto en la mitad del ciclo (Ariza, 2013).

El incremento de la demanda eléctrica por micro-áreas se podría modelar por medio de una función de Gompertz o curva S. El modelo por lo general la curva se caracteriza por los cambios de crecimiento donde se identifica tres periodos: el inicial, rampa y saturación. Los aspectos cuantitativos como el periodo de la rampa y su crecimiento de carga están en función de la

resolución, su comportamiento es general, pero su comportamiento puede retrasar o variar a otro sistema (Lee Willis & E.D, 1983).

- Inicial: En el periodo inicial representa el estado del sistema eléctrico antes de que empiece el crecimiento del sistema eléctrico de distribución con los clientes en cada una de las micro-áreas, en si es donde existe un bajo consumo de energía.
- Rampa: En este periodo se da el aumento del sistema eléctrico o en cada micro-área, ya que la carga incrementa abruptamente hasta llegar a un valor de saturación en un determinado tiempo.
- Saturación: En este periodo las micro-áreas ya están ocupadas totalmente y ya no hay un crecimiento poblacional y por ende de consumo de energía.

Para la forma se debe verificar como varia el crecimiento de la demanda de acuerdo al tamaño de las micro-áreas conjuntamente con el periodo del tiempo, para las grandes áreas su comportamiento es lineal ya que el crecimiento de la carga no es continuo y se da en diferentes tiempos; mientras para las áreas pequeñas su crecimiento de la demanda se da por lo general en periodos cortos de tiempo, por lo tanto su crecimiento es moderado y constante, para las áreas pequeñas su incremento es rápido y con pendientes muy pronunciadas (Chumbi & Patiño, 2017, pág. 34). Como se muestra en la figura 1.12

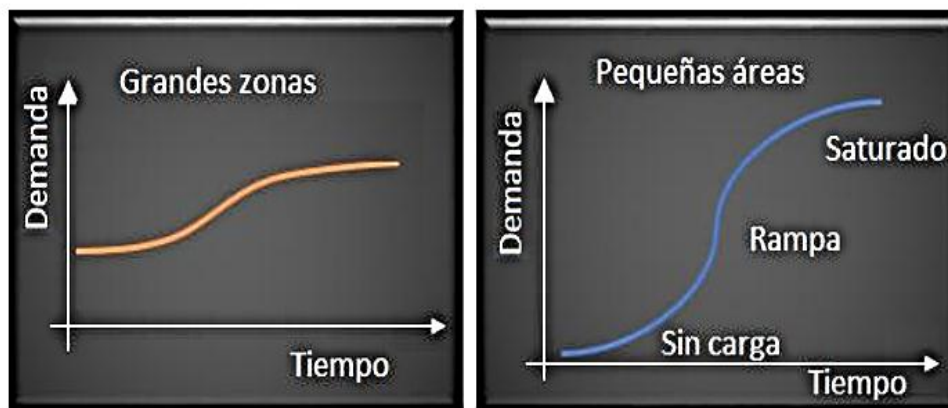


Figura 1. 11 Curvas de la Función de Gompertz.

Fuente: (Chumbi & Patiño, 2017)

### 1.3.6. Modelos estadísticos

De acuerdo con Nelson (como se citó en (González , 2010), cualquier modelo que represente una variable como función determinística del tiempo implica su evolución a largo plazo

completamente sistemática, y altamente predecible. Por tanto, con el fin de considerar la incertidumbre en los modelos de pronósticos se requiere incluir en los modelos un elemento aleatorio,  $\varepsilon(t)$ , que permita tomar en cuenta los errores de pronóstico. De este modo, si el valor esperado de la demanda se representa por la función determinística del tiempo,  $f(t)$ , su comportamiento estadístico a través del tiempo se representa por la Ecuación 13:

$$X(t) = f(t) + \varepsilon(t) \quad (13)$$

### 1.3.7. Métodos de simulación

De acuerdo con (Mayorga, 2018) menciona que este tipo de métodos se basan en la explotación de los registros históricos de la empresa distribuidora para así poder determinar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, para poder lograr por lo general se debe realizar un proceso que comprende de tres pasos que se mencionan a continuación:

- 1) Mapa del área del servicio: esto es donde se proyecta la demanda eléctrica con su ubicación geográfica.
- 2) Niveles de voltaje de los equipos de subtransmisión y distribución: se debe dividir el territorio en micro-áreas donde estas están definidas como cuadrillas o grillas y esto es en función de los equipos del sistema.
- 3) Ubicación de las micro-áreas: con las coordenadas obtenidas de las micro-áreas y mediante un algoritmo se establecen las nuevas ubicaciones para las micro-áreas.

Este método utiliza los datos de la carga histórica y factores geográficos para determinar información temporal, espacial y posteriormente determinar la magnitud del incremento de la carga del área de concesión de la empresa distribuidora. Por lo general simula el desarrollo urbano en modelos de acuerdo con los patrones del uso de suelo o datos de censos poblacionales y curvas de carga (Chumbi & Patiño, 2017).

Con lo antes mencionado se puede decir que los métodos de simulación son muy necesario al momento de verificar el crecimiento de las áreas disponibles, ya que al utilizar un periodo determinado causa diversos inconvenientes al momento de realizar la proyección de la demanda y es por eso que se recomienda realizar con métodos de tendencia y así poder observar el crecimiento de la demanda en cada una de las micro-áreas generadas para cada zona con sus respectivas dimensiones.

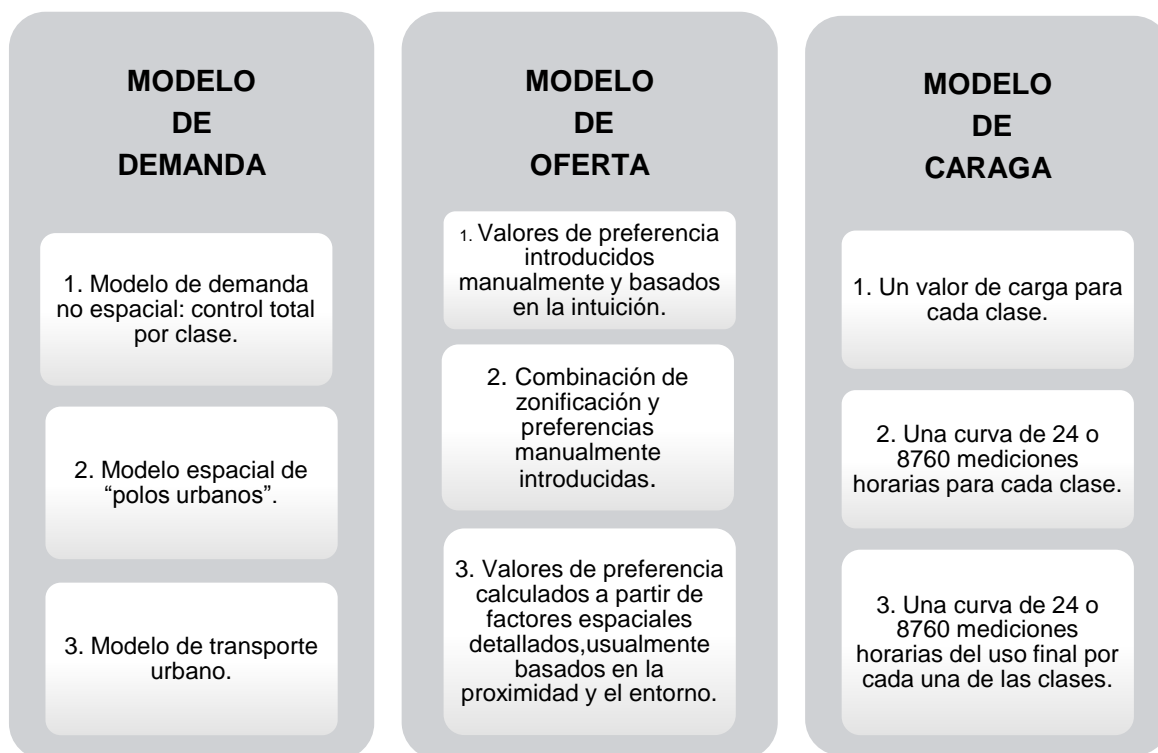


#### 1.4. Modelos de simulación para la proyección de la demanda mediante el uso del suelo.

La simulación mediante el uso de suelo por lo general se necesita de una información muy extensa, pero con la información correcta se podrá verificar el proceso y por lo cual se está incrementando la demanda eléctrica, para así poder proyectar dicha demanda hacia un futuro, identificando su crecimiento en cada una de las cuadrículas o micro-áreas que fue desagregada de un área en general (Chumbi & Patiño, 2017).

Los métodos de proyección mediante el uso de suelos por lo general utilizan metodologías que se diferencian de técnicas aplicadas comúnmente, donde al final tienen algo en común que es verificar el crecimiento de la demanda eléctrica, donde el análisis se lo realiza por cada una de las micro-áreas creadas en el área de concesión de la empresa distribuidora. A continuación, en la Tabla 1.1 se observará la clasificación de los métodos de predicción basados en el uso de suelo.

Tabla 1. 1 Modelos de Simulación para la Proyección de la Demanda Mediante del Uso del Suelo.



Fuente: (Chumbi & Patiño, 2017)

## **1.5. Modelamiento espacial de la demanda eléctrica**

Dentro de la empresa de distribución eléctrica en este caso Emelnorte, posee datos de demandas mensuales las cuales están registradas a nivel de cabecera, de los alimentadores primarios de todo el sistema eléctrico del área de concesión, que por lo general cubren varios kilómetros cuadrados, es por esto que se requiere un método de asignación de la demanda, que está registrada a un nivel de desagregación inferior (Dávila, 2019).

La información de la carga eléctrica se encuentra geográficamente ubicada, en los sistemas de información que posee la empresa distribuidora, con el fin de tener los datos de consumo y demanda para poder realizar la predicción de la carga a futuro, que tendrá en el sistema eléctrico ya sea por Micro-Áreas o polígonos censales.

### **1.5.1. Modelamiento de la demanda eléctrica por micro-áreas**

Al realizar este tipo de modelamiento como principal paso del pre-procesamiento de los datos de carga que por lo general son basados en los transformadores o por cada uno de los clientes, a datos de carga que se basara en las micro-áreas (Hong, 2008). Existe software para realizar este tipo de modelamiento geográfico donde posee de herramientas que ayudan a realizar intersecciones espaciales entre un conjunto de datos geo-referenciados (Dávila, 2019).

Para esto se necesita realizar un procesamiento de la información, que se obtiene de las mediciones a nivel de las bahías del sistema eléctrico del área de concesión, con la finalidad de poder vincular con las micro-áreas.

## **1.6. Proceso metodológico para la proyección de demanda**

El modelo de proyección de la manda es mediante el método jerárquico, esto debido a la información que utiliza para realizar el procedimiento, de acuerdo con las bases de datos que disponga la empresa distribuidora dentro de sus softwares de geo-procesamiento como es: ArcGis y Cymdist.

El método jerárquico permite prever el crecimiento de la demanda eléctrica en el espacio y tiempo para cada una de las cargas instaladas en el sistema eléctrico del área de concesión, utilizando herramientas de sistemas de información geográfica (SIG), para el manejo de la información de las redes eléctricas y su cartografía.

### **1.6.1. Procedimiento de aplicación de la metodología Jerárquica**

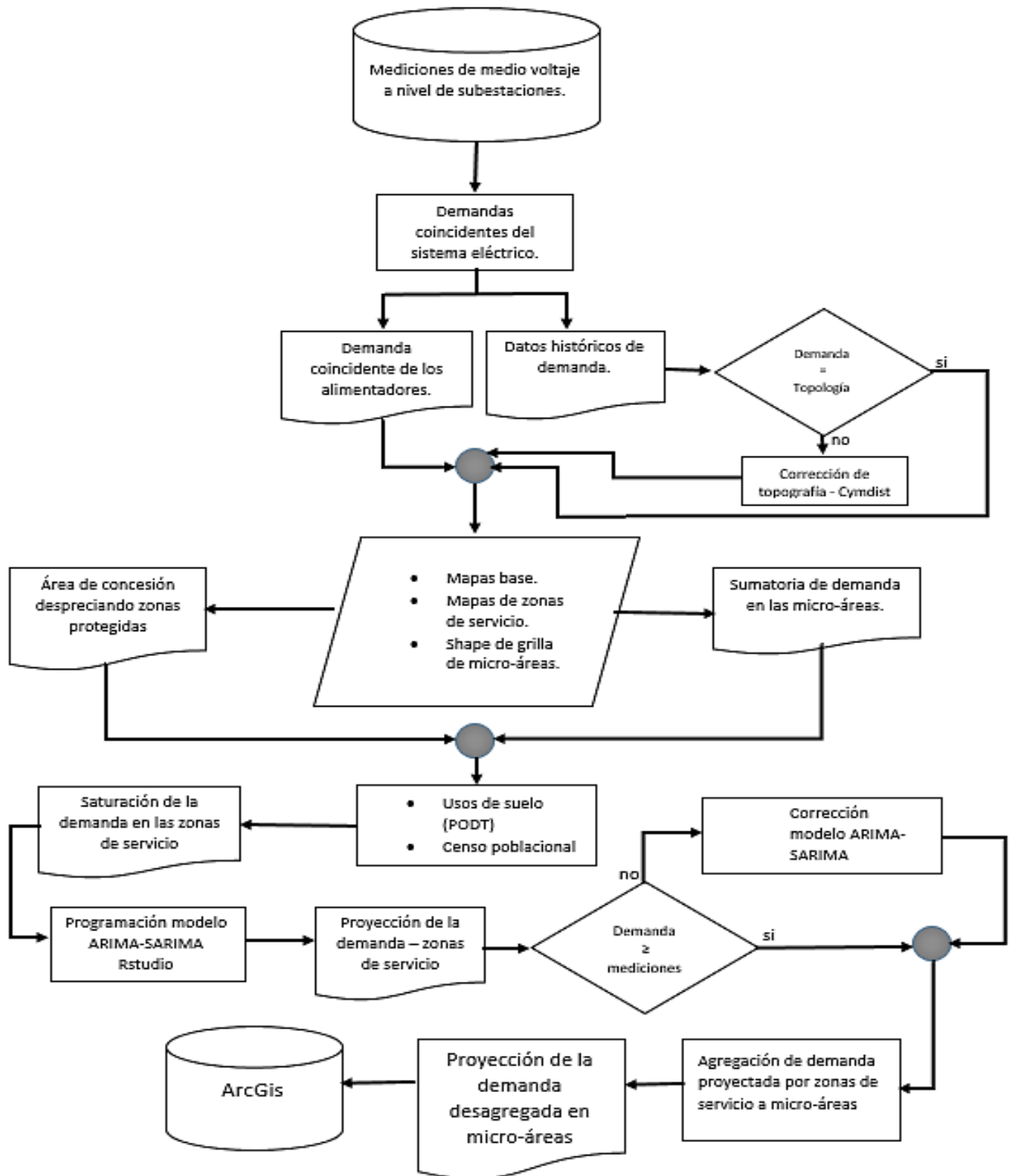


Figura 1. 12 Flujograma del procedimiento de aplicación de la metodología jerárquica

Fuente: Autor

En la Figura 1.13 se observa un flujograma del proceso para el desarrollo del método jerárquico, el procedimiento que se debe seguir es el siguiente:

Primero, se debe contar con una base de datos de mediciones de medio voltaje a nivel de subestaciones, realizando el procesamiento de los datos se obtiene valores de demandas coincidentes por alimentadores, datos históricos de demanda. Los datos históricos pasan por un control donde la demanda debe ser igual a su topografía, caso contrario se debe realizar una corrección de su topografía en el programa Cymdist.

Segundo, el proceso de debe crear mapas base sectorizado por zonas de servicio con donde se realizará el estudio, despreciando zonas protegidas que se encuentran dentro del área de concesión, esto debido que son zonas donde no se puede construir y por ende no existirá un crecimiento energético.

Finalmente, se debe procesar los datos del censo poblacional y planes de ordenamiento y desarrollo territorial (POYDT) con el fin de obtener índices para el cálculo de la saturación de la demanda, la cual define sectores próximos donde su crecimiento de demanda es bajo. Es esencial determinar el modelo de proyección a realizar su programación mediante el software Rstudio, para obtener los datos de proyección de demanda para las zonas de servicio mediante la desagregación de datos se obtiene los valores de proyección para cada una de las micro-áreas, donde geográficamente se encuentran dentro de las zonas de servicio de la empresa Emelnorte.

## **1.7. Definiciones y conceptos de programas a utilizarse para la proyección de la demanda eléctrica**

Para la proyección de la demanda eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Norte, es muy importante la utilización varios softwares los cuales a continuación serán mencionados y detallados de manera general.

### **1.7.1. Sistemas de información geográfica (SIG)**

Un Sistema de Información Geográfica (SIG o GIS), en su acrónimo inglés (Geographic Information System) es una integración organizada de hardware, software y datos geográficos diseñada para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la

información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y de gestión (Laboratorio Unidad Pacífico Sur CIESAS, 2010).

#### ➤ **Funcionamiento del sistema de información geográfica (SIG)**

El SIG funciona como una base de datos con información geográfica (datos alfanuméricos) que se encuentra asociada por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta forma, señalando un objeto se conocen sus atributos e, inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía (Laboratorio Unidad Pacífico Sur CIESAS, 2010).

#### **1.7.2. CYMDYST (CIME)**

EATON(2018) afirma que: CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. CYMDIST incluye un editor completo de redes y las funciones siguientes:

- Flujo de carga desbalanceado
- Análisis exhaustivo de fallas
- Balance de cargas
- Distribución y evaluación de cargas

El Cymdyst funciona con una base de datos donde se encuentra registrado el equipamiento de los alimentadores de cada una de las subestaciones del área de concesión, ayudando a obtener los elementos eléctricos que son necesarios para la proyección de la demanda con su respectiva ubicación en los alimentadores.

#### ➤ **Flujo de carga en CYMDYST**

“El flujo de carga ayuda en el análisis estático de contingencias de potencia activa, en la creación de eventos de contingencias y de escenarios de salidas de servicio individuales o múltiples y comparar con un caso base” (EATON, 2018).

#### **1.7.3. Rstudio**

“El programa “Rstudio” es un software con la versión libre donde se utiliza un lenguaje de programación el cual es el indicado para realizar análisis estadístico y sus códigos son propios de su lenguaje para obtener resultados deseados” (Sáez , 2010, pág. 10).

El software Rstudio es un lenguaje que contiene varios conjuntos de módulos estadísticos que por medio de las interfaces que cuenta, acepta analizar los datos y a la vez los representa mediante gráficos y es por eso que R es un paquete que consta con varias herramientas para el proceso de análisis y la creación de graficas de los datos ingresados (OSLUZ, 2007).

## **Capítulo 2**

# **Proyección de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.**

### **2.1. Introducción**

En este presente trabajo se detalla los procedimientos necesarios para la proyección de la demanda mediante la metodología espacio-temporal; para esto inicialmente se debe realizar una distribución de carga utilizando el software Cymdist, los usos de suelos municipales, censos poblacionales, zonas urbanas y rurales del área de concesión y el ArcGis para el desarrollo de procesos de georeferenciación, programación de modelo AR, MA, ARIMA, SARIMA para las series temporales para toda el área de servicio de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

### **2.2. La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.**

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte), es la encargada de la distribución de la energía eléctrica a todos sus abonados que se encuentran dentro de su área de concesión y de satisfacer la demanda de energía eléctrica, prestando así un servicio de calidad para cada uno de sus clientes ya sean residenciales, comerciales e industriales.

#### **2.2.1. Área de concesión**

El área de concesión que está a cargo la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; corresponde en la provincia de Imbabura con los cantones de Ibarra, Antonio Ante, Cotacachi, Otavalo, Pimampiro, San Miguel de Urququi, juntamente con los cantones de la provincia del Carchi que son: Bolívar, Espejo, Mira, Montufar, San Pedro de Huaca y Tulcán, siendo estas dos provincias con mayor cobertura del área de concesión y por ende las de mayor número de usuarios, parte de cantón Cayambe, Pedro Moncayo pertenecientes a la provincia de pichincha, siendo esta zona catalogada como industrial debido a la presencia de industrias florícolas, parte de la provincia sucumbíos en el cantón sucumbíos (la bonita), parte de la provincia de esmeraldas con el cantón San Lorenzo, Figura 2.1.





Tabla 2. 1 Clasificación de los estratos de consumo de consumidores residenciales.

Clasificación por estrato de consumo	Consumo basado en: kWh/mes/cliente
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-350
A	351-500

Fuente: Autor basando en clasificación de los consumidores de Emelnorte.

- **Comerciales**

“Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio. Actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro” (ARCONEL, 2016, pág. 4).

- **Industriales**

“Persona natural o jurídica (...), que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial, también se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales (...), para la transformación en productos finales” (ARCONEL, 2016, pág. 4).

El sector industrial se incluye industrias manufactureras, agricultura, pesca, construcción, donde, para poder realizar el funcionamiento para cada una de las áreas es necesario alimentar motores eléctricos, que por lo general representa un mayor consumo de energía eléctrica, por ende, en el sector industrial a futuro será el de mayor. (Hostick, y otros, 2014).

- **Alumbrado publico**

“En este tipo de consumidor aplican los consumos destinados al alumbrado público de calles, avenidas y en general vías de circulación publica, sistemas ornamentales de fuentes públicas y semaforización” (Tashiguano, 2015, pág. 12).

- **Otros**

Por lo general se aplica a los consumos que se destina a entidades públicas, a la vez a los usuarios de cargas especiales, entre otros.

## 2.4. Información topológica de redes primarias del área de concesión

En los softwares de análisis técnico que posee la empresa distribuidora, se necesita que los datos topológicos de las redes eléctricas se encuentren en bases de datos geo-referenciadas.

La información se puede generar en una vista geográficamente, la cual ayuda a definir la localización de las cargas existentes; en el Departamento de Sistemas de Información Geográfica de la empresa (SIG) poseen el software ArcGis, en el cual se puede obtener la información topológica de las redes primarias correspondiente a los alimentadores de Emelnorte, (figura 2.2).

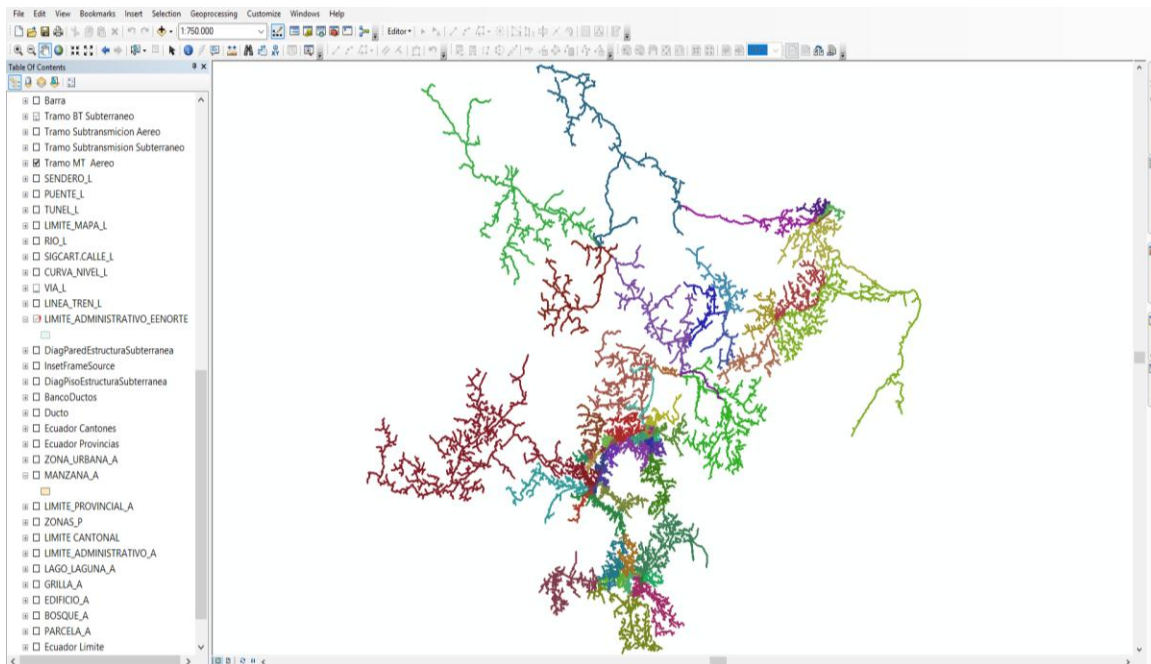


Figura 2. 2 Información mensual de la topología de las redes primarias de Emelnorte

Fuente: Base de datos ArcGis

## 2.5. Información de mediciones de datos eléctricos a nivel de cabecera

Emelnorte posee información histórica relevante, de registros técnicos que se encuentran en diferentes departamentos técnicos. La información necesaria para realizar la proyección de la demanda se encuentra registrada de mediciones a nivel de cabeceras del sistema eléctrico de la empresa los cuáles serán las premisas para realizar el estudio.

Las mediciones a nivel de cabecera serán los datos principales para poder realizar el cálculo de la demanda máxima del sistema ya sea por mes o por año, para así poder obtener las

demandas máximas coincidentes del sistema con una fecha y hora exacta. Para este estudio se utilizará demandas máximas coincidentes por mes debido a la información que posee la empresa distribuidora.

### 2.5.1. Demandas mensuales coincidentes del sistema eléctrico de Emelnorte

Para el cálculo de las demandas máximas coincidentes mensuales debemos tener el valor de demanda máxima de cada mes a nivel de sistema donde tengamos la fecha y hora en este caso sería de 3 años 2016, 2017 y 2018, (Tabla 2.2).

Una vez obtenido las demandas máximas mensuales lo más importante para obtener los datos coincidentemente con el sistema es la fecha y hora, esto se realiza con el fin de tener una serie temporal.

Tabla 2. 2 Demandas máximas mensuales a nivel de sistema de tres años

Año 2016	P-MAXIMA	Año 2017	P-MAXIMA	Año 2018	P-MAXIMA
2016-ene-07 19:30:00,000	101589,167	2017-ene-20 19:15:00,000	96824,7261	2018-ene-29 19:45:00,000	100492,805
2016-feb-23 19:30:00,000	96332,4539	2017-feb-10 19:45:00,000	93281,033	2018-feb-07 19:30:00,000	101097,071
2016-mar-28 19:15:00,000	101459,607	2017-mar-14 19:15:00,000	94209,8594	2018-mar-01 19:30:00,000	91949,0469
2016-abr-28 19:30:00,000	91014,0273	2017-abr-19 19:15:00,000	99380,6772	2018-abr-04 20:15:00,000	98928,1091
2016-may-16 19:45:00,000	100152,213	2017-may-02 19:15:00,000	101475,963	2018-may-22 19:15:00,000	95215,9744
2016-jun-20 19:30:00,000	76325,0149	2017-jun-26 19:15:00,000	91037,4546	2018-jun-18 19:30:00,000	95470,4263
2016-jul-08 19:45:00,000	82403,7633	2017-jul-27 19:45:00,000	95514,342	2018-jul-20 19:45:00,000	101120,634
2016-ago-10 20:00:00,000	94535,3145	2017-ago-16 19:30:00,000	101273,534	2018-ago-13 19:15:00,000	99448,6895
2016-sep-20 19:15:00,000	98480,9148	2017-sep-27 19:15:00,000	106542,206	2018-sep-26 19:15:00,000	101371,837
2016-oct-05 19:00:00,000	99312,428	2016-oct-05 19:00:00,000	98428,4602	2018-oct-23 19:00:00,000	107379,787
2016-nov-23 19:15:00,000	102324,183	2016-nov-23 19:15:00,000	101433,638	2018-nov-13 19:15:00,000	99747,8159
2016-dic-12 19:30:00,000	104664,936	2017-dic-20 19:15:00,000	102251,296	2018-dic-27 20:15:00,000	96788,5828

Fuente: Autor

Con las fechas y horas de cada mes de las demandas máximas del sistema lo que se realiza es la búsqueda de dichas fechas y horas para cada uno de los alimentadores de cada subestación en los reportes de las mediciones a nivel de subestación de los medidores ION.

De acuerdo a la Tabla 2.3 la demanda máxima se produjo en el mes de enero del 2016 por lo que para todos los alimentadores se debe obtener las demandas coincidentes e individuales; como ejemplo se presentó la demanda coincidente de los alimentadores de la subestación la Esperanza, así se obtiene las demandas individuales de todo el sistema de distribución y de igual manera para los años 207-2018.

Tabla 2. 3 Demandas coincidentes del mes de enero en la subestación La Esperanza

Demandas Coincidentes del Mes											
Alimentadores	Fecha	KW_Totales	VIn a	VIn b	VIn c	I a	I b	I c	PF sign a	PF sign b	PF sign c
ALIM_1	2016-ene-07 19:30:00,000	3010,32959	7532,79932	7486,87598	7569,104	135,980057	127,443985	141,321411	-98,6457596	-99,0651779	-98,5955429
ALIM_2	2016-ene-07 19:30:00,000	1291,203003	7529,95996	7483,19043	7566,91992	49,8115311	64,174408	63,4980049	-96,4928894	-96,9538879	-96,5021133
ALIM_3	2016-ene-07 19:30:00,000	1801,719971	7532,72168	7484,31641	7566,16162	73,0609665	82,8085632	84,4399872	-99,6066513	-99,6230087	-99,5650558
ALIM_4	2016-ene-07 19:30:00,000	1668,348022	7530,6333	7485,37305	7566,87549	61,807766	71,1920242	96,437149	-96,2170715	-97,3133926	-96,1895599
			VPU a	VPU b	VPU c						
			0,94544863	0,93968475	0,95000527						
			0,94509226	0,93922218	0,94973114						
			0,94543889	0,9393635	0,94963597						
			0,94517677	0,93949612	0,94972557						

Fuente: Autor

### 2.5.1.1. Distribución de carga y flujos de carga

La empresa distribuidora cuenta con un software que permite realizar varios análisis técnicos dicho software se llama Cymdist, el cual posee una herramienta llamada “Distribución de carga y Flujos de carga”, ver figura 2.3, las cuales ayudan a asignar un valor de demanda en un punto de la red eléctrica a cada carga que se encuentra aguas abajo del punto de medición, ya sea según los kVA conectados o los kWh consumidos. Para ello con la información obtenida en la Tabla 2.3 de debe configurar la fuente de cada alimentador que son los datos de demanda para realizar las distribuciones, en la distribución de carga y flujo de carga se debe tener en cuenta que se debe seleccionar la pestaña de “caída de tensión desequilibrada” debido a que la naturaleza del sistema de distribución es desequilibrada.

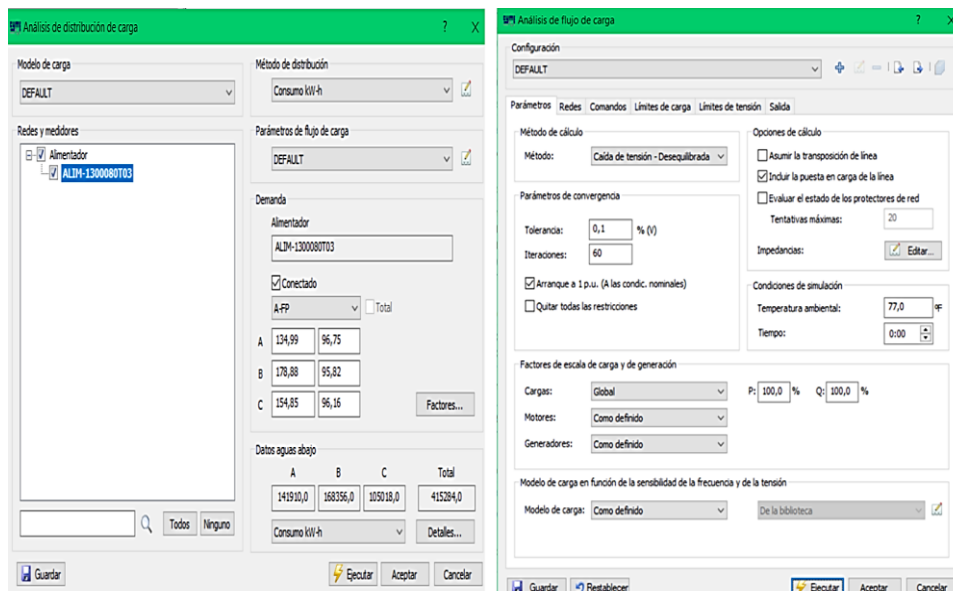


Figura 2. 3 Herramientas de distribución de carga y flujos de carga del software Cymdist

Fuente: Autor basado en el software Cymdist

Una vez realizado todo el procedimiento se obtiene los datos de demanda en kVA, kW, carga de capacidad nominal en porcentaje, conjuntamente con otras variables como las coordenadas “X, Y”, Nombre del tramo, etc., (Tabla 2.4).

Tabla 2. 4 Reporte de demandas en carga capacidad nominal, kVA, kW

Nombre alim.	Nombre del tramo	Coord. X	Coord. Y	Carga Cap Nomin Eq (%)	Tot kVA conc (kVA)	Tot kW conc (kW)
ALIM-1300010T01	I370130_MTA	809308,683	10005775,719	52,8	18,98	18,94
ALIM-1300010T01	I370126_MTA	809247,825	10005397,223	104,9	25,14	25,12
ALIM-1300010T01	I370096_MTA	809250,181	10005274,442	104,0	34,68	34,62
ALIM-1300010T01	I370122_MTA	809277,815	10005204,949	221,9	50,13	50,11
ALIM-1300010T01	I370350_MTA	809379,670	10005203,543	49,2	18,45	18,44
ALIM-1300010T01	I370252_MTA	809461,166	10005199,718	213,7	80,15	80,12
ALIM-1300010T01	I370128_MTA	809363,891	10005371,658	49,6	7,43	7,43
ALIM-1300010T01	I370236_MTA	809447,872	10005371,052	142,4	20,79	20,78
ALIM-1300010T01	I370264_MTA	809558,406	10005722,099	128,3	32,06	32,05
ALIM-1300010T01	I370208_MTA	809658,470	10005595,281	66,9	16,73	16,73
ALIM-1300010T01	I370266_MTA	809521,573	10005524,290	2,7	10,15	10,14
ALIM-1300010T01	I370234_MTA	809494,270	10005393,573	0,4	0,20	0,20
ALIM-1300010T01	I370244_MTA	809519,327	10005285,598	186,2	45,74	45,71

Fuente: Autor

## 2.6. Generación de datos estadísticos geo-referenciados

Una vez obtenido los datos pertinentes al sistema eléctrico de la empresa distribuidora se lo debe manejar como una base de datos espacial, donde cada uno de los elementos pueda almacenar más datos respecto al lugar o área que le corresponde, y sean de una manera mucho más fácil el interactuar con los elementos, de esta manera poder obtener información detallada en las áreas ubicadas geográficamente.

Los datos estadísticos geo-referenciados se puede obtener mediante la desagregación del área de concesión de Emelnorte en varias áreas pequeñas. Para realizar esta desagregación se realiza un procedimiento más moderno como es la utilización de herramienta existentes en el software ArcGis, la cual crea micro-áreas en la región o zona de estudio.

### 2.6.1. Creación de grilla de micro-áreas

La creación de las micro-áreas se las realiza mediante las herramientas del software ArcGis, dicha herramienta se encuentra en su librería ArcToolbox, donde la herramienta a utilizar se llama Grid Index Features, ver figura 2.4.

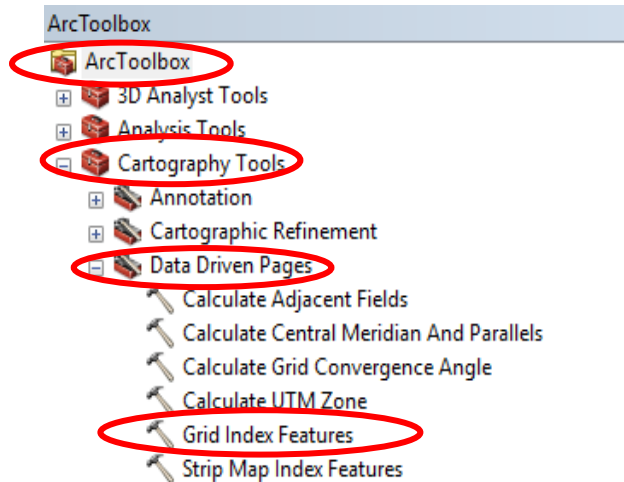


Figura 2. 4 Ubicación de la herramienta Grid Index Features en el catalogo de herramienta del Software ArcGis

Fuente: Autor

Una vez seleccionada la herramienta se debe realizar los siguientes pasos:

1. seleccionar en la viñeta y se desplegara las opciones de los shapes y seleccionamos el área de trabajo a crear las micro-áreas, en este caso sería para el limite administrativo de la empresa distribuidora.
2. seguidamente de la configuración del tamaño de las cuadrículas en metros, en la herramienta de ArcGis Grid Index Features, ver imagen 2.5.

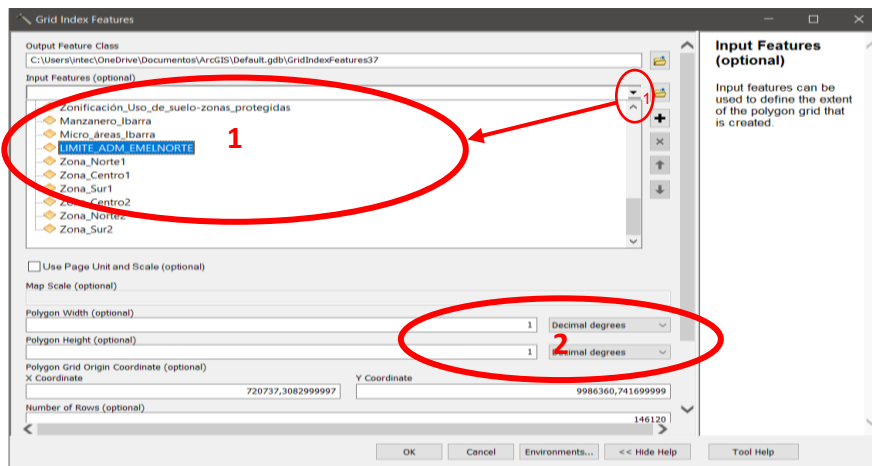


Figura 2. 5 Herramienta Grid Index Features (crea Micro-áreas) del software ArcGis

Fuente: Autor

La elaboración de una grilla de micro-áreas se toma en cuenta la zona o área de concesión de la empresa a ser utilizada, donde para el estudio de la demanda se creó micro-áreas de diferentes dimensiones como son de: 250x250; 500x500 y 1000x1000 (metros cuadrados) ver

Figura 2.6, esto de acuerdo al valor de demanda obtenido en para la carga de capacidad nominal equilibrada, los kivoltamperios concentrados (kVAC) y los kilowatts concentrados (kWC), como se observa en la figura 2.4.

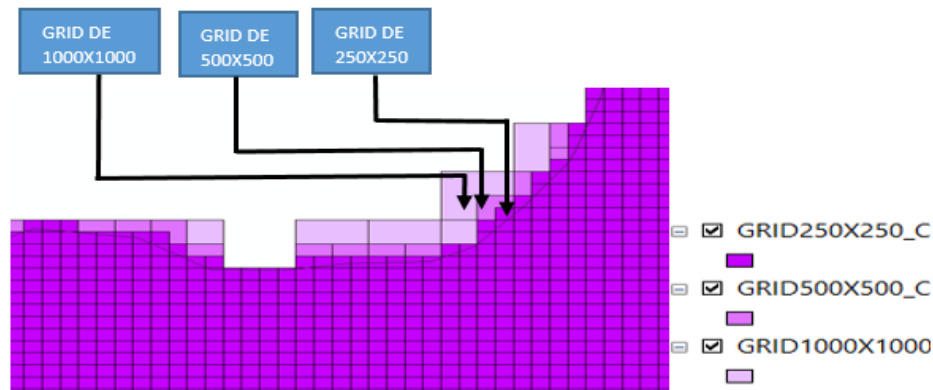


Figura 2. 6 Clasificación de las micro-áreas de acuerdo al tipo de dimensión en m<sup>2</sup>.

Fuente: Autor

### 2.6.1.1. Intersección geo-espacial de los datos de demanda eléctrica de Emelnorte

La intersección inter-espacial de datos eléctricos se lo realiza como señala (Dávila, 2019) dice que, el software ArcGis posee herramientas de lectura de información que se puede tabular, además posee atributos de geo-localización, donde es posible convertir en archivos formatos Shape (.shp), con los cuales se realiza análisis espaciales y en este caso es la intersección espacial, para poder realizar dicha intersección se realiza el siguiente proceso:

1. cargar el archivo shape el cual contiene la grilla de micro-áreas creadas para el área de estudio.
2. Cargar el archivo Excel (.xls) que contiene la información de demandas geo-localizadas (coordenadas "X, Y").
3. Generar la información geo-referenciada de los puntos de demanda con la herramienta "Display XY Data...", ver figura 2.7.
4. Utilizando la aplicación "Join Data" (ver figura 2.7) donde se escoge la opción de realizar el proceso que se basa en la localización espacial, eligiendo en la casilla de verificación para que los datos del archivo geo-referenciado de los puntos de demanda sean sumados para cada una de las micro-áreas de la grilla, y es así como se consigue la información de demandas geo-referenciadas de cada mes durante los tres años de estudio, ver Anexo A.



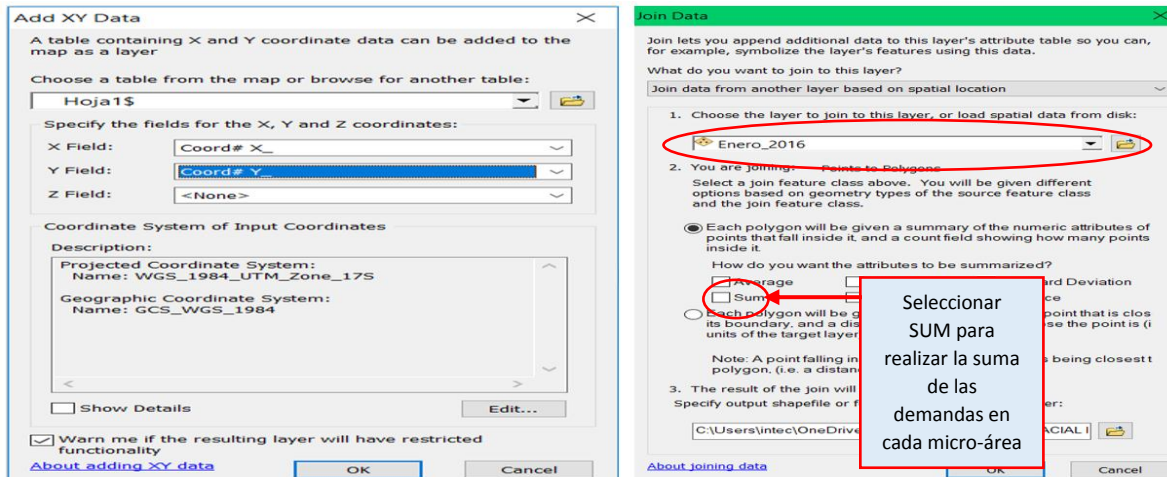


Figura 2. 7 Herramienta "Add XY Data" y Aplicación "Join Data" del software ArcGis

Fuente: Autor

## 2.6.2. Vinculación de datos eléctricos y socio-económicos en las micro-áreas

La información de los datos socio-económicos se obtuvo de la base de datos del censo poblacional del año 2010 en el cual se obtuvo las variables necesarias para el realizar el estudio con respecto la capacidad de carga del ambiente (ver Anexo B), donde los datos son generados en un formato shape (.shp) de puntos, por lo cual para realizar su vinculación de los datos socio-económicos y la grilla de micro-áreas se utiliza la aplicación "Join Data", tal cual como se indicó en la sección 2.5.1.1 para intersección geo-espacial de los datos de demanda eléctrica de la empresa Emelnorte.

### 2.6.2.1. Intersección espacial de datos socioeconómicos (datos censales)

En el procesamiento de los datos censales, se los puede obtener de a nivel de sectores censales, los cuales son representados por polígonos irregulares, los polígonos no pertenecen con la definición ni creación de las micro-áreas para la empresa Emelnorte.

De acuerdo a la diferencia existente de las formas geográficas, por lo general se realiza un proceso para poder determinar la relación de la información socioeconómica al nivel de las micro-áreas para la empresa distribuidora como se detalló en la sección 2.5.1. Creación de grilla de micro-áreas, a continuación, se detallará su proceso.

- Se discrimina las zonas donde no posee habitantes, se realiza utilizando el shape de plan de uso y ordenamiento del suelo, excluyendo las áreas de protección ambiental,



ecológica (ver figura 2.8), donde dentro de las mismas que contienen las áreas de influencia como: quebradas, lagunas, cuerpos de agua, parques, áreas recreativas, áreas verdes etc., en si son zonas donde está restringida la utilización del suelo para la construcción de viviendas de la población.

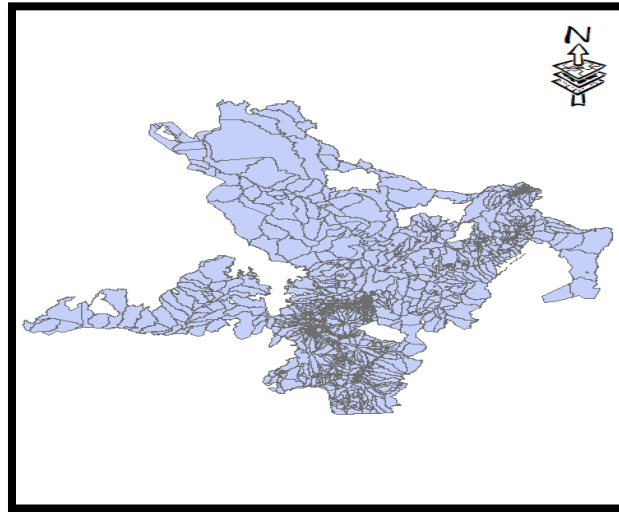


Figura 2. 8 Polígonos censales excluidas las zonas protegidas, áreas verdes de la ciudad de Ibarra

Fuente: Autor

- Con la intersección espacial entre el shape de polígonos censales y el shape de micro-áreas, obteniendo áreas inter-censales (ver Figura 2.9), en las áreas se obtiene las áreas de cada polígono censal que se encuentra dentro de cada una de las micro-áreas.

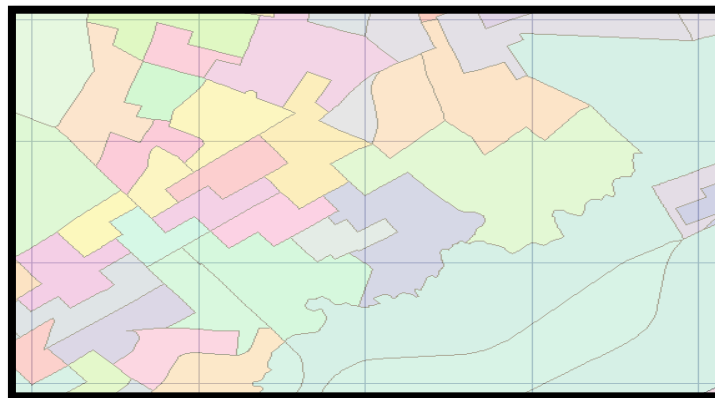


Figura 2. 9 intersección espacial de polígonos censales y micro-áreas (Sectores inter censales)

Fuente: Autor

## 2.7. Desarrollo de la saturación de la demanda

En el presente trabajo se utiliza dos metodologías para poder obtener los valores de demanda saturada; el primero se utilizará para los sectores que exista datos de los planes de ordenamiento y uso del suelo (POUS) y el segundo se utilizará información del censo poblacional y esto es para los cantones que no cuenten con los datos del (POUS).

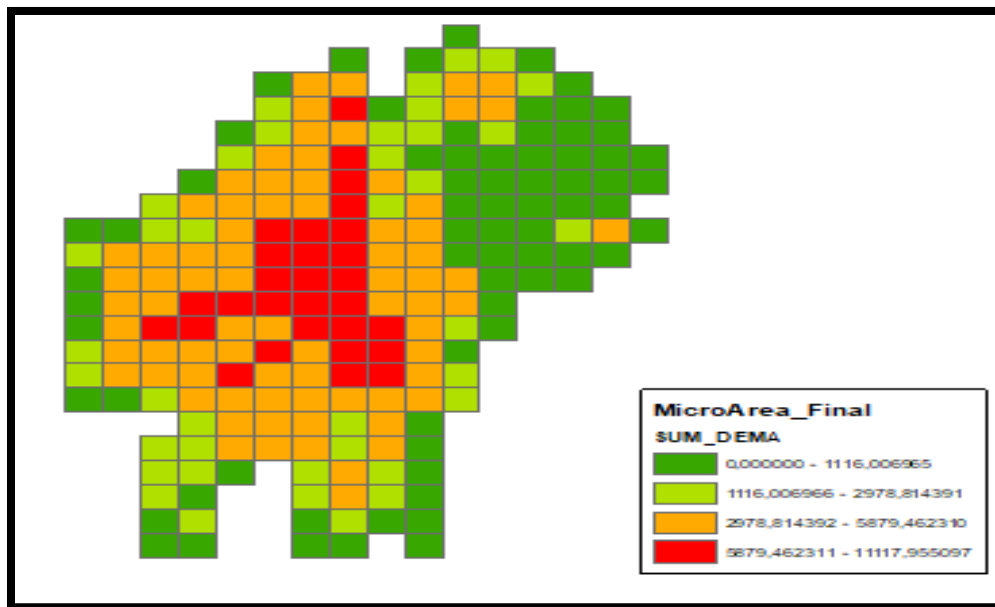


Figura 2. 10 Demanda Saturada GAD Ibarra

Fuente: Autor

### 2.7.1. Simulación de la demanda saturada con base al plan de ordenamiento y uso del suelo (POUS)

Para la simulación de la demanda saturada se tomó en cuenta la información existente del plan de desarrollo y ordenamiento territorial del cantón Ibarra (Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de Ibarra, 2015), donde conjuntamente con la ordenanza de título: "ORDENANZA QUE REGLAMENTA EL USO Y OCUPACIÓN DEL SUELO EN EL CANTÓN IBARRA" la cual se encuentra en la plataforma del municipio (Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de Ibarra, 2016) y a la vez se encuentra en la plataforma de Registro Oficial Ecuador con el código: EDIC. ESPE. -851.

Con la ayuda del software de sistemas de información geográfica (ArcGis), se puede lograr analizar la saturación del Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de

Ibarra, teniendo en cuenta que es el único GAD que posee y ha brindado la información de usos de suelo a la Empresa Eléctrica Regional Norte.

Para obtener el cálculo de los valores de demanda saturada se lo realiza mediante el siguiente procedimiento:

- Mediante el Shape otorgado por el GAD de Ibarra se puede definir los tipos de usos que existen en cada una de las micro-áreas (residenciales, comerciales, industriales, zonas agrícolas, etc.) ver (Figura 2.11).

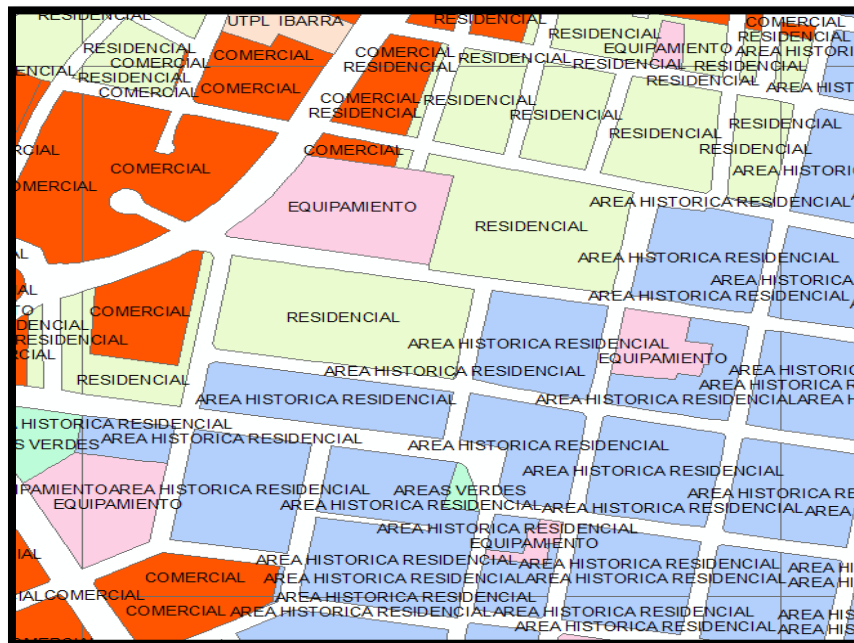


Figura 2. 11 Tipos de usuarios (categorías) por micro-área

Fuente: Autor

- Utilizado la herramienta de intersecar se realiza una intersección espacial para obtener el área neta ( $A_N$ ), la cual se obtiene el área total con los tipos de uso que se encuentran dentro de las micro-áreas, excluyendo la superficie que corresponde a las calles y áreas verdes.
- A continuación, se calcula el área habilitada por piso.

$$A_{hab_{piso}} = A_N \times COS \quad (14)$$

Donde

AN: Área neta

COS: Coeficiente de ocupación del suelo

- Una vez obtenida el área habilitada por piso se procede a calcular el área permitida.

$$A_{per} = A_{hab_{piso}} \times N.pisos \quad (15)$$

Donde

$A_{hab_{piso}}$ : Área habilitada por pisos

$N.pisos$ : Número de pisos permitidos por el POUS

- Por ultimo en la Ecuación 16 se realiza el cálculo del área total habilitada por micro-áreas, se obtiene mediante la sumatoria del área permitida de todos los tipos de usos que se encuentra dentro de las micro-áreas.

$$AT_{hab_{micro}} = \sum_i A_{per\ i} \quad (16)$$

Para continuar con el procedimiento se debe determinar el índice de densidad de la demanda  $W/m^2$ , donde este índice por lo general ayuda a determinar las micro-áreas con mayor densidad de demanda, para lo cual se necesita valor de demanda actual en cada micro-área que es la suma de las demandas de las cargas que se encuentran dentro de las micro-áreas a ser analizadas mediante la siguiente Ecuación 17.

$$\frac{W}{m^2} = \frac{D_{micro}}{AT_{hab_{micro}}} \quad (17)$$

Donde el índice se lo debe calcular para cada uno de los tipos de usos (categorías), para cual se debe tomar una muestra de las micro-áreas que en la actualidad se encuentren al punto de saturación esto con la verificación de campo y a la vez verificando en el Software ArcGis cuál es el tipo de uso que más predomina en la micro-área (Tabla 2.5).

Tabla 2. 5 Calculo de W/m<sup>2</sup>por cada tipo de uso (Categoría)

MICRO-ÁREAS EN CONDICIONES DE SATURACIÓN					
MICRO-ÁREA	DEMANDA MAXIMA (KVA)	DEMANDA MAXIMA (KW)	ÁREA TOTAL HABILITADA (m <sup>2</sup> )	FACTOR DE DEMANDA- METROS CUADRADOS EFECTIVOS (W/m <sup>2</sup> )	USO PREDOMINANTE
DH39	390,855917	383,038799	604434,403	0,63	RESIDENCIAL MULTIPLE
DB44	137,37457	134,627079	382669,579	0,35	RESIDENCIAL MULTIPLE
DH40	108,816725	106,640391	316128,81	0,34	RESIDENCIAL MULTIPLE
DP43	64,677549	63,383998	262716,809	0,24	RESIDENCIAL
DP42	30,450951	29,841932	129592,893	0,23	RESIDENCIAL
DC44	65,288841	63,9830642	370332,975	0,17	RESIDENCIAL
DJ39	33,052851	32,391794	511438,683	0,06	RESIDENCIAL MULTIPLE
DI39	56,93573	55,7970154	648726,927	0,09	RESIDENCIAL MULTIPLE
	PROMEDIO	108,713009		0,26	RESIDENCIAL MULTIPLE

Fuente: Autor

### 2.7.1.1. Calculo de la demanda saturada

Con los valores de  $W/m^2$  que se determinó en el punto anterior se debe utilizar en todas las micro-áreas de acuerdo a tipo de uso más predominante que se encuentra dentro de las micro-áreas, de tal manera que al multiplicar el factor de densidad de demanda con el área total habilitada como se detalló en la sección 2.6.1 y así poder obtener la demanda en estado de saturación de toda el área de estudio, desagregado por micro áreas. Expresado matemáticamente por medio de la siguiente Ecuación 18.

$$D_{sat_{micro}} = \left( W/m^2 \right)_{grupo} \times AT_{hab_{micro}} \quad (18)$$

### 2.7.2. Simulación de la demanda saturada con base en la capacidad de carga del ambiente

La información utilizada para obtener los valores de saturación de demanda mediante la carga del ambiente, es generada por medio del censo poblacional y de vivienda del 2010, de la cual se consideró la información que se encuentra listada en el Anexo B, previamente se realiza el respectivo proceso según lo indicado a continuación:

- Mediante la herramienta Eraser del software ArcGis, para poder excluir las zonas ambientales protegidas donde no tendremos ningún incremento de demanda energética, se debe seleccionar los archivos Shapes (.shp) que contengan los polígonos del censo poblacional y los polígonos de las áreas protegidas que en este caso esta designado como (BOSQUE), como se muestra en la Figura 2.12.

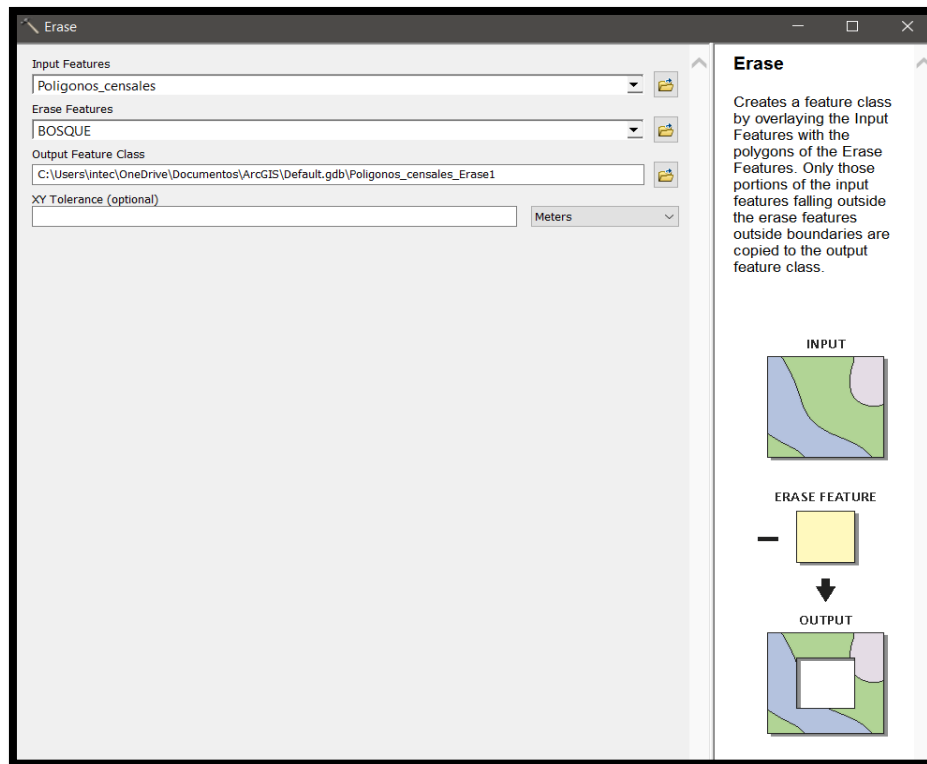


Figura 2. 12 Herramienta Eraser del Software ArcGis

Fuente: Autor basado en el software ArcGis

- Seguidamente se utiliza la herramienta Intersec del software ArcGis, procedemos a realizar una intersección de los polígonos censales con las micro-áreas de las ciudades que tienes una demanda representativa como se detalla en la sección 2.5.2.1.
- Una vez realizados los puntos anteriores procedemos a utilizar las ecuaciones para determinar los valores de saturación de demanda que se encuentra detalladas en la sección 1.1.10.1 Saturación de demanda mediante el método de capacidad de carga del ambiente, los datos se pueden observar en el Anexo C.

Para lograr realizar un solo proceso de los puntos descritos anteriormente se ha realizado un modelo utilizando la herramienta que tiene el Software ArcGis que es el ModelBuilder, donde se muestra en el ANEXO D.

Los mapas de las saturaciones de demanda tanto a nivel de toda el área de concesión y de las ciudades más representativas se encuentran realizadas por polígonos censales y micro-áreas esto dependiendo de la cantidad de demanda que exista en la zona, siendo polígonos para las zonas de menor de manda (Figura 2.13) y micro-áreas para las zonas de mayor de manda como son las ciudades (Figura 2.14).

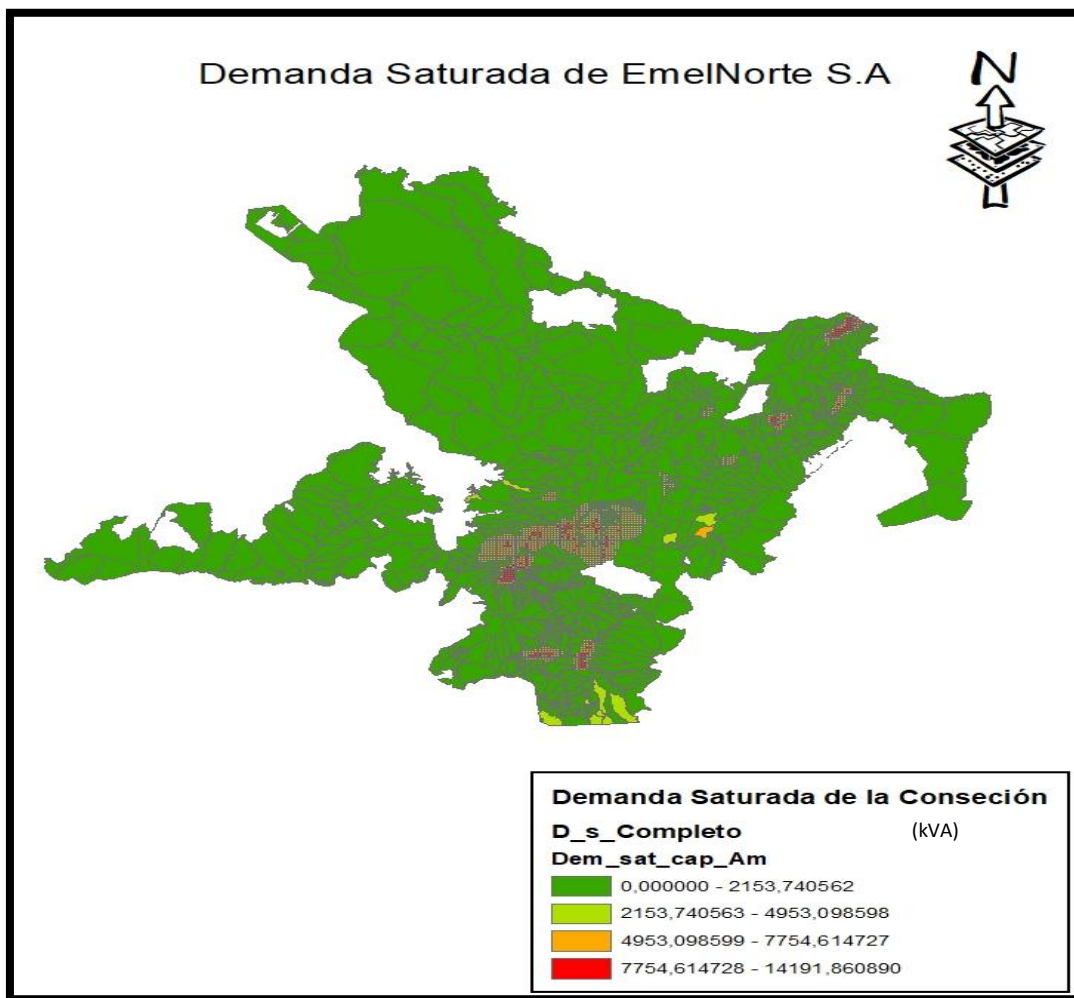


Figura 2. 13 Demanda saturada por polígonos censales

Fuente: Autor

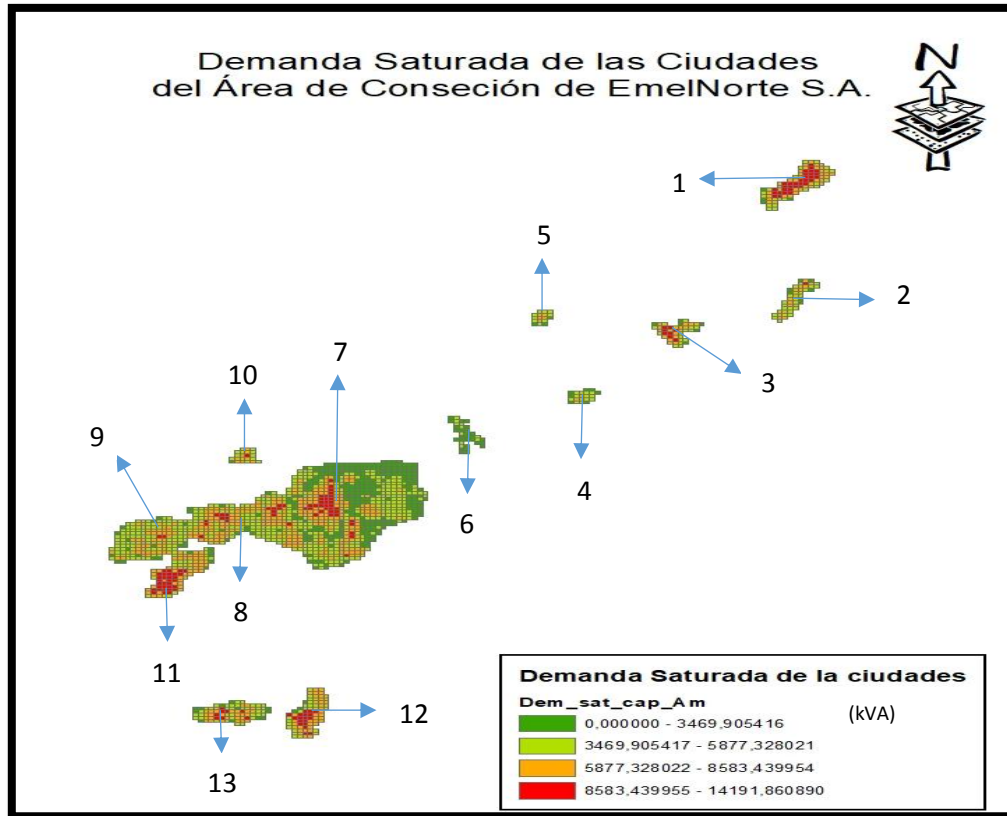


Figura 2. 14 Demanda saturada por micro-áreas de las ciudades de la concesión

Fuente: Autor

- |                       |               |
|-----------------------|---------------|
| 1) Tulcán             | 8) Atuntaqui  |
| 2) Huaca              | 9) Cotacachi  |
| 3) San Gabriel        | 10) Urcuqui   |
| 4) Bolívar            | 11) Otavalo   |
| 5) El Ángel           | 12) Cayambe   |
| 6) Ambuqui – Carpuela | 13) Tabacundo |
| 7) Ibarra             |               |

## 2.8. Proyección de la demanda utilizando el método jerárquico

El método jerárquico que se muestra en la Figura 2.15, cuenta con dos procedimientos:

- El primer proceso es el de agregación de abajo hacia arriba todos los datos de estadísticas de demandas, información geográfica, información censal y PODT, en este proceso con lleva el análisis de los datos ya mencionados, comparándolos con el sistema total de la empresa.



- El segundo proceso es la desagregación de los datos analizados en el proceso anterior, llevándolos a una desagregación de micro-áreas y finalmente llevando al resultado de la proyección de demanda.

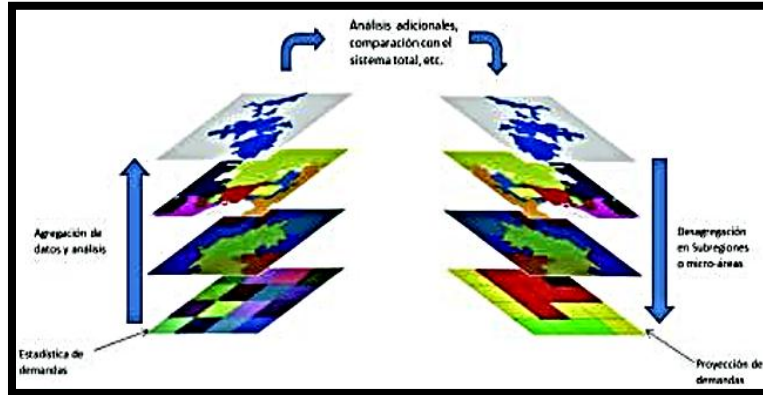


Figura 2. 15 Método Jerárquico de proyección

Fuente: (Dávila, 2019)

## 2.9. Determinación de las zonas de servicio para Emelnorte

Con el fin de obtener un mejor mantenimiento y acople con los requerimientos de operación y la presencia importante de zonas de interés dentro del área de concesión de Emelnorte, se define tres zonas de servicio las cuales se nombró como: Zona norte, zona centro y zona sur como se muestra en la figura 2.16.

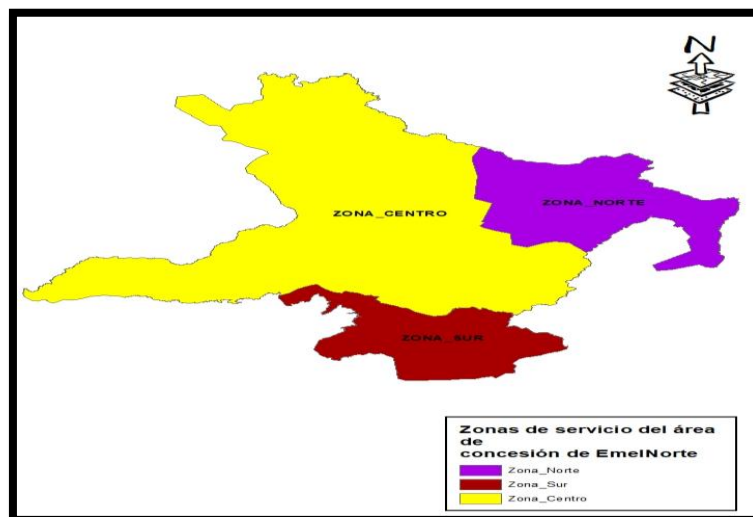


Figura 2. 16 Zonas de servicio de Emelnorte

Fuente: Autor

Dentro de las zonas se tomó en cuenta que subestaciones se encuentra geográficamente dentro de cada una, obteniendo las siguientes subestaciones:

- **Zona norte:** S/E Tulcán, S/E San Gabriel y S/E El Ángel.
- **Zona centro:** S/E San Vicente, S/E Cotacachi, S/E Atuntaqui, S/E San Agustín, S/E El Retorno, S/E Alpachaca, S/E Ajaví, S/E El Chota y S/E La Carolina.
- **Zona sur:** S/E La Esperanza, S/E Cayambe y S/E Otavalo.

### 2.9.1. Determinación de las series temporales para las zonas de servicio

Las series temporales se determinó mediante la suma de las demandas mensuales que se encuentran dentro de cada una de las zonas de servicio designadas para la empresa Emelnorte como esta descrito en la sección 2.4.1, tomando en cuenta que las demandas se encuentran distribuida en polígonos censales y micro-áreas en las ciudades más representativas del área de concesión.

### 2.9.2. Proyección de la demanda en las zonas de servicio

La proyección de la demanda para cada una de las zonas de servicios se realiza con modelos ARIMA y SARIMA; el ajuste más adecuado para cada una de las zonas se lo puede determinar con la posibilidad de que el modelo se ajuste a cada una de las series temporales de las zonas con la función de “auto.arima” automáticamente, con la utilización del software “Rstudio” mediante una programación la cual ayuda a determinar la proyección geo-espacial de las series temporales, como se muestra en el Anexo E.

Los modelos que se obtuvo tanto para el modelo ARIMA y SARIMA se muestran en la siguiente tabla 2.6.

Tabla 2. 6 Modelos ARIMA y SARIMA para la proyección de la demanda

Zonas de Servicio	Modelo (P, D, Q)
Zona Norte	ARIMA (0,1,1)
	SARIMA (0,1,1)
Zona Centro	ARIMA (0,1,1)
	SARIMA (0,1,0)
Zona Sur	ARIMA (0,1,0)
	SARIMA (0,1,1)

Fuente: Autor

Utilizando los modelos SARIMA se puede observar un crecimiento en una de las zonas y de igual manera se realizó para las demás zonas, ver figura 2.17, las proyecciones del modelo ARIMA se puede observar en el Anexo F.

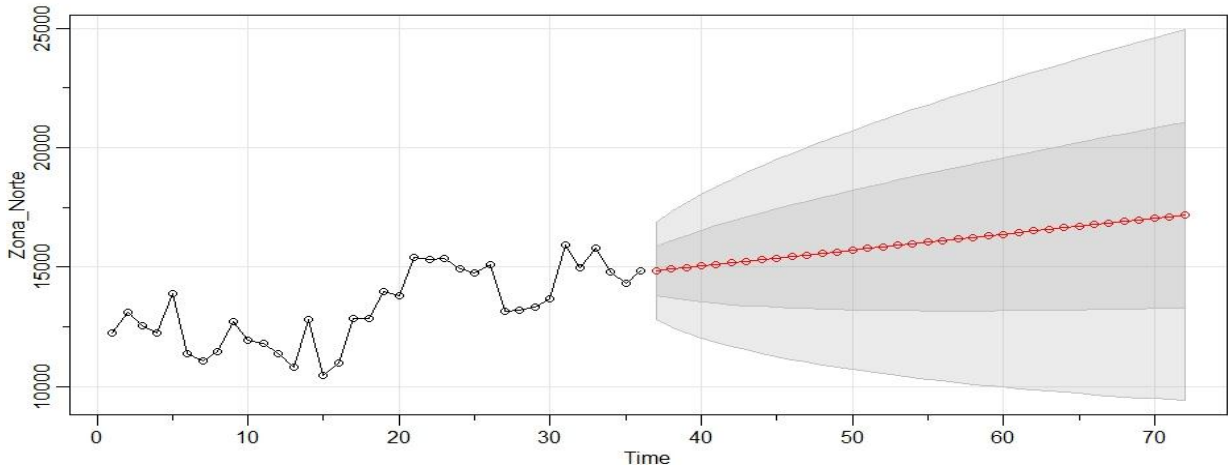


Figura 2. 17 Proyección de la demanda de la zona norte

Fuente: Autor

## 2.10. Agregación de la proyección de la demanda de las micro-áreas y polígonos censales

Los datos proyectados de las zonas de servicio para los años 2019, 2020, 2021, (Anexo G); donde los datos generados se obtuvieron al momento de realizar el modelo de proyección esto mediante la programación en Rstudio como se mencionó en la sección 2.7.2.

Para la agregación de los datos proyectados se debe tomar en cuenta el factor de proporción que tiene cada uno de los polígonos y micro-áreas dentro de la zona de servicio, para este caso sería las zonas norte, centro y sur, a continuación, se utiliza las siguientes ecuaciones:

- Utilizando la siguiente ecuación 2.6, se calcula el factor de proporción, que es la división de la demanda total de la zona de servicio con respecto a la demanda individual de la última medición mensual de cada micro-área o polígono censal:

$$Fac_P = \frac{Dem_{total}}{Dem_{Ind_{mic/pol}}} \quad (19)$$

Donde:

Fac<sub>P</sub> = Factor de proporción

Dem<sub>total</sub> = Demanda total de la zona de servicio

Dem Ind<sub>mic/pol</sub> = demanda individual de cada micro-área o polígono censal

- Una vez obtenido el factor de proporción de debe realizar la distribución o agregación del primer valor proyectado de cada zona y así obtener los valores de proyección para cada micro-área o polígono censal, utilizando el dato de proporción obtenido en el punto anterior se realiza una división entre el valor de demanda proyectada y el factor de proporción como se muestra en la siguiente ecuación 2.7.

$$Proy\ Inv_{mic/pol} = \frac{Dem_{proy}}{Fac_P} \quad (20)$$

Donde:

Proy Ind<sub>mic/pol</sub> = Proyección individual de micro-áreas o polígonos censales

Dem<sub>Proy</sub> = Demanda proyectada de la zona de servicio

Fac<sub>P</sub> = Factor de proporción

Utilizando las dos ecuaciones anteriores se logró obtener la proyección de la demanda para cada una de las micro-áreas y polígonos pertenecientes a cada zona de servicio, los datos obtenidos se los puede observar en el ANEXO H.

# Capítulo 3

## Resultados

### 3.1. Análisis de los datos de saturación de demanda

Los datos de saturación de demanda son los que contribuyen a verificar el límite hasta el cual puede crecer ya sea una área determinada, en este caso de estudio se lo realizó en micro-áreas y polígonos censales los cuales se obtuvieron previamente los índices de factores de densidad de la demanda  $W/m^2$  y variables de capacidad de carga con respecto al ambiente.

#### 3.1.1. Saturación de la demanda mediante el plan de ordenamiento y uso de suelo (POUS)

La utilización de los datos de plan de ordenamiento y uso del suelo (POUS), se lo utilizó únicamente en canto de Ibarra, debido que fue el único municipio que contaba con los datos que se requería para realizar este tipo de análisis, obteniendo datos de saturación como se muestra en la tabla 3.1, conjuntamente con la Figura 3.1, la cual indica los sectores que en un futuro puede llegar a una saturación en su demanda.

Tabla 3. 1 Demandas saturadas utilizando el POUS en la ciudad de Ibarra

Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada
DA48	0	DQ42	107,824696	DD46	819,161446	CZ45	1887,90251	CZ42	3476,23438	DC39	4074,00576	DI38	5216,6867
DA49	0	CW48	108,375845	CY44	871,229328	DD38	1888,93514	DJ41	3488,76087	DK45	4114,58282	DH37	5252,05561
DA50	0	DA46	110,587124	DG47	933,823374	DK46	1965,97644	DH40	3527,08101	DF38	4170,628	DG38	5299,90329
DA51	0	DQ43	115,901293	DO39	955,94356	DD49	2016,01823	DL44	3572,27101	DC45	4176,76279	DE39	5470,08565
DB47	0	DQ38	117,465078	DP38	957,988466	DK38	2022,28512	CX46	3609,45752	DM40	4197,65452	DJ39	5474,80983
DB48	0	DM45	129,827722	DB39	1006,16687	DO38	2034,84178	CY47	3635,66515	DE44	4229,76865	DK39	5599,85374
DB49	0	DE49	151,692927	DA45	1006,51041	DN39	2056,78499	DB40	3644,63618	CY42	4236,08117	DG44	5690,10368
DB50	0	DK37	155,415092	DE46	1008,48468	DN42	2058,60613	DA42	3654,77326	CY46	4255,08738	DH41	5698,69887
DB51	0	DE47	161,50868	DQ39	1022,61538	DL39	2072,9803	CX43	3670,22477	DF44	4263,60581	DI42	5801,90276
DC48	0	DB46	205,40991	DP44	1048,73964	CZ44	2128,31504	DD44	3690,86596	DE37	4294,44433	CZ43	5879,46231
CZ49	0,136348	CY48	209,346909	DP42	1059,17341	DI36	2200,56746	DJ37	3707,83421	DF39	4309,9459	DA43	6021,74741
DF49	0,482987	DE50	252,607083	DD37	1116,00697	DA44	2261,79412	DN43	3733,72997	DB42	4314,60281	DG43	6157,86281
DC47	2,220368	DF36	269,948422	DJ36	1165,04372	DN38	2388,68873	DB41	3740,67389	DF37	4377,83015	DG39	6198,25947
DD51	2,604267	DC49	276,076061	CW47	1203,12462	DP39	2404,01328	DO43	3769,38297	DI45	4433,03853	DB43	6248,77504
DH47	3,367902	CW43	336,360276	DC38	1296,48026	DD39	2434,63179	DK41	3782,26856	DG46	4483,3864	DD41	6350,51669
DQ45	5,104499	DP45	392,196252	CY41	1372,61848	DP43	2453,81236	DD45	3784,69898	DD50	4484,29805	DG41	6429,97539
DK36	6,493802	DO45	418,590283	CX45	1551,42354	DB45	2690,721	DF40	3831,63803	DL41	4503,67671	DJ40	6435,07387
DD48	9,953718	DF47	422,31652	DE36	1588,14768	CZ41	2761,04878	DM44	3833,53891	DE38	4528,77915	DE43	6539,5088
DF48	11,502283	DI46	447,171554	DO44	1595,63668	DC44	2869,39037	DE45	3849,39637	DI45	4537,24009	DH39	6550,98301
CD50	12,334198	CZ40	453,999326	CX48	1618,16844	DN44	2894,20712	DB44	3851,18676	DK44	4540,70581	DI41	6594,05607
DD47	15,050866	CZ48	477,436328	DL43	1621,70184	DM39	2930,34507	DK40	3902,67101	DI42	4571,81752	CY43	6640,97966
DD36	23,608537	DN45	491,607315	DO42	1712,68861	DI46	2978,81439	DK43	3912,24052	DE40	4787,07078	DD42	6792,0749
DG36	33,035185	CZ46	519,736564	DM38	1740,96543	DG37	3208,29085	DD40	3947,06314	DI39	4808,72823	DI44	7355,30872
CV46	39,786938	DC46	564,252738	CZ47	1773,53621	DM41	3270,64193	DL40	3960,89183	DH45	4819,69484	DE41	7356,387
CX49	46,724413	CX41	637,305879	DH46	1784,04372	DL42	3288,6844	DK42	3997,6317	DC40	4860,95557	DI44	7415,86618
CY50	59,686501	CW45	731,111067	CY45	1805,13719	DA41	3292,67812	DC41	4037,60304	DI37	4897,12056	DH42	7444,52445
DN40	88,192136	DE48	787,539097	DA40	1837,37383	CX42	3303,42597	DM42	4045,96958	DG45	5025,13501	DF43	7448,51506
CY49	93,370603	DH36	800,126097	CW46	1857,30647	DJ38	3320,75067	CX47	4050,64616	DC42	5077,3275	DG40	7904,09589
DL45	104,041671	DC50	807,576596	DM43	1887,80952	DF46	3466,63763	DF45	4052,95635	DI40	5187,27331	DD43	7970,69439
DF42	11068,2596	DG42	9332,92634	DH38	8836,36843	DC43	8444,55124	DI43	8350,94981				
DH43	11117,9551	DI43	10797,0537	DE42	9247,32403	DF41	8731,26946	DH44	8437,09085				

Fuente: Autor

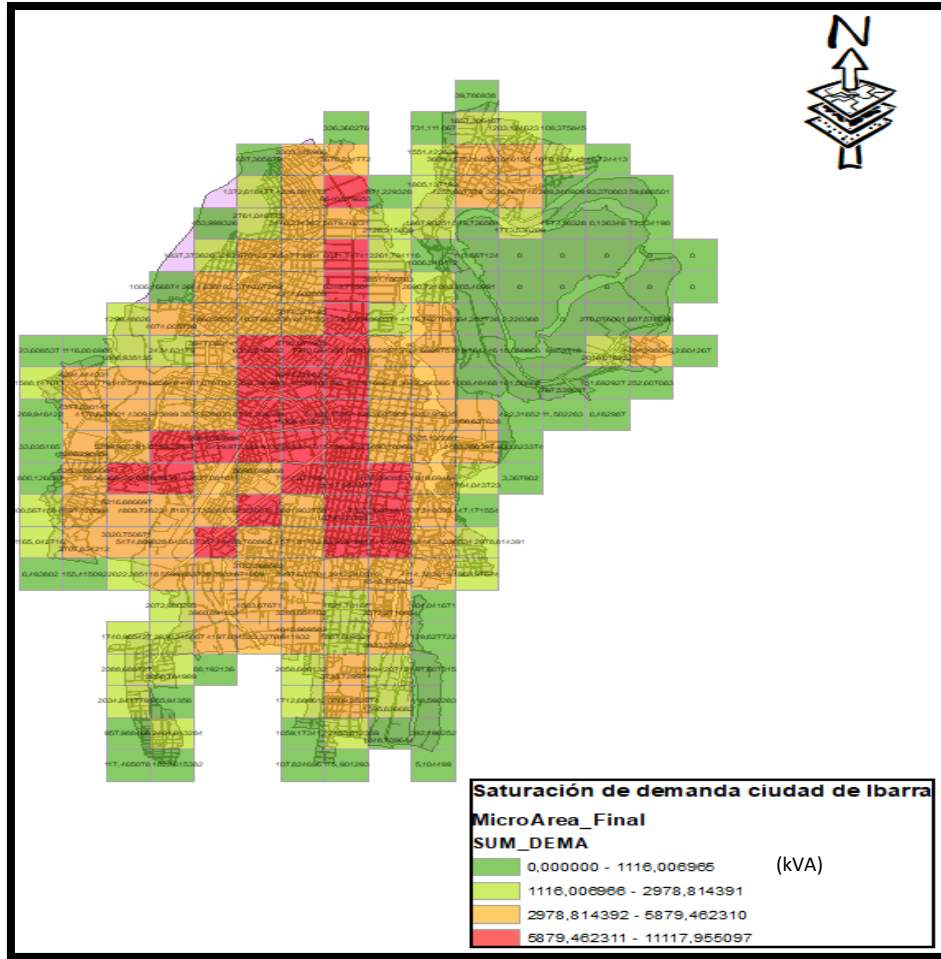


Figura 3. 1 Micro-áreas de demanda saturada de la ciudad de Ibarra

Fuente: Autor

### 3.1.2. Saturación de demanda mediante la capacidad de carga del ambiente

Para este proceso se requiere la capacidad de carga del ambiente, que son parte de los datos del censo poblacional, utilizando variables correspondientes a la ocupación del suelo, obteniendo valores de saturación de demanda en polígonos censales y micro-áreas en las ciudades más representativas del área de concesión de Emelnorte, ver tabla 3.2, de esta manera se logra obtener la saturación de la demanda para toda el área de concesión tanto en polígonos censales como en micro-áreas, tomando en cuenta donde existe mayor densidad de demanda eléctrica, ver figura 3.2 Demanda satura del área de concesión de la empresa distribuidora Emelnorte.

Tabla 3. 2 Demandas Saturadas utilizado la capacidad de carga del ambiente en el área de concesión de Emelnorte

Codigo Poligonos	Demanda Saturada	Codigo Poligonos	Demanda Saturada	Codigo Poligonos	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada	Codigo Micro-áreas	Demanda Saturada
1,70253E+11	475,516809	1,70251E+11	453,343115	1,0055E+11	425,154275	A134	5343,61817	F134	11970,9804	I136	4184,48567
1,70252E+11	432,748287	1,70251E+11	408,431904	1,0055E+11	386,656	A135	6250,61363	F135	10346,4422	J126	2581,56794
1,70252E+11	559,41528	1,70251E+11	519,345771	1,0055E+11	444,848765	A136	4353,57822	F136	8619,38385	J127	5645,73737
1,70252E+11	583,503009	1,7025E+11	440,540873	1,0055E+11	405,933671	B134	8457,48352	F137	8144,76493	J128	9105,46579
1,70254E+11	480,87772	1,7025E+11	1277,53598	1,0055E+11	426,894963	B135	8794,35038	F138	6256,37221	J129	8013,18927
1,70254E+11	446,779591	1,7025E+11	412,987801	1,0055E+11	396,971434	B136	7364,53665	G131	7237,86741	J130	11670,3387
1,70254E+11	487,416417	1,7025E+11	522,429596	1,0055E+11	514,918081	B137	6912,26199	G132	7454,00852	J131	10152,1963
1,70254E+11	472,231299	1,7025E+11	0	1,0055E+11	498,069973	C133	5083,57992	G133	11427,9659	J132	8251,34623
1,70253E+11	468,875901	1,7025E+11	505,325933	1,00459E+11	430,017911	C134	7810,93923	G134	12873,2171	J133	7149,38165
1,70253E+11	599,209707	1,7025E+11	4958,24184	1,00458E+11	440,951589	C135	8950,22265	G135	9237,85	J134	4594,14453
1,70253E+11	674,407599	2,1055E+11	417,919585	1,00458E+11	462,752952	C136	6784,03013	G136	7133,3924	K126	4517,6589
1,70451E+11	453,655086	2,10552E+11	378,572019	1,00458E+11	415,278144	C137	7886,98136	G137	6050,35657	K127	8180,98676
1,70451E+11	539,900488	2,10553E+11	440,540653	1,00458E+11	495,762	C138	5261,45359	G138	4244,95204	K128	10109,4327
1,70451E+11	466,824269	2,10554E+11	454,857845	1,00458E+11	505,756905	D133	6394,41227	H129	4408,14227	K129	9563,20755
1,70451E+11	471,347745	2,10551E+11	413,249942	1,00458E+11	514,110585	D134	9158,12905	H130	9171,00813	K130	10331,5771
1,70451E+11	578,44687	1,00355E+11	386,984731	1,00458E+11	501,284334	D135	9772,37655	H131	10973,0012	K131	9365,68097
1,70451E+11	485,582753	1,00357E+11	411,5914	1,00457E+11	418,146741	D136	9507,8991	H132	11639,6098	K132	6277,92069
1,70451E+11	463,968689	1,00358E+11	438,239084	1,00457E+11	554,091975	D137	8106,53384	H133	14191,8609	L126	3705,93165
1,70452E+11	488,6484	1,00553E+11	663,402396	1,00457E+11	491,312724	D138	8302,8467	H134	10655,2112	L127	6859,18612
1,70452E+11	474,820689	1,00554E+11	567,391914	1,00457E+11	454,225819	D139	5429,69389	H135	7911,67436	L128	9098,49857
1,70452E+11	497,55191	1,00552E+11	446,258145	1,00457E+11	463,786703	E133	4553,48435	H136	5832,15131	L129	9184,83335
1,70452E+11	495,030817	1,0055E+11	423,585394	1,00457E+11	458,145146	E134	9165,42711	H137	6076,61689	L130	7436,67204
1,70452E+11	437,372193	1,0055E+11	378,570338	1,00457E+11	423,11501	E135	10441,064	I129	7422,43177	L131	6085,81358
1,70452E+11	439,002821	1,0055E+11	458,261633	1,00457E+11	428,555069	E136	11218,6095	I130	10979,8216	M126	2745,17624
1,70452E+11	496,423192	1,0055E+11	429,970956	1,00457E+11	425,156833	E137	7708,26322	I131	12687,9247	M127	6571,20735
1,70452E+11	433,238889	1,0055E+11	409,032991	1,00457E+11	405,731284	E138	6210,16887	I132	10503,1815	M128	5432,09859
1,70453E+11	629,788745	1,0055E+11	409,110926	1,00457E+11	523,56107	E139	6606,00784	I133	10930,5576	M129	3475,80873
1,70453E+11	526,179008	1,0055E+11	404,077323	1,00457E+11	484,491144	F132	5287,34229	I134	7337,8406	M130	5738,48054
1,70454E+11	843,604968	1,0055E+11	399,121008	1,00457E+11	443,657035	F133	7250,26938	I135	6649,47504	M131	2825,86158

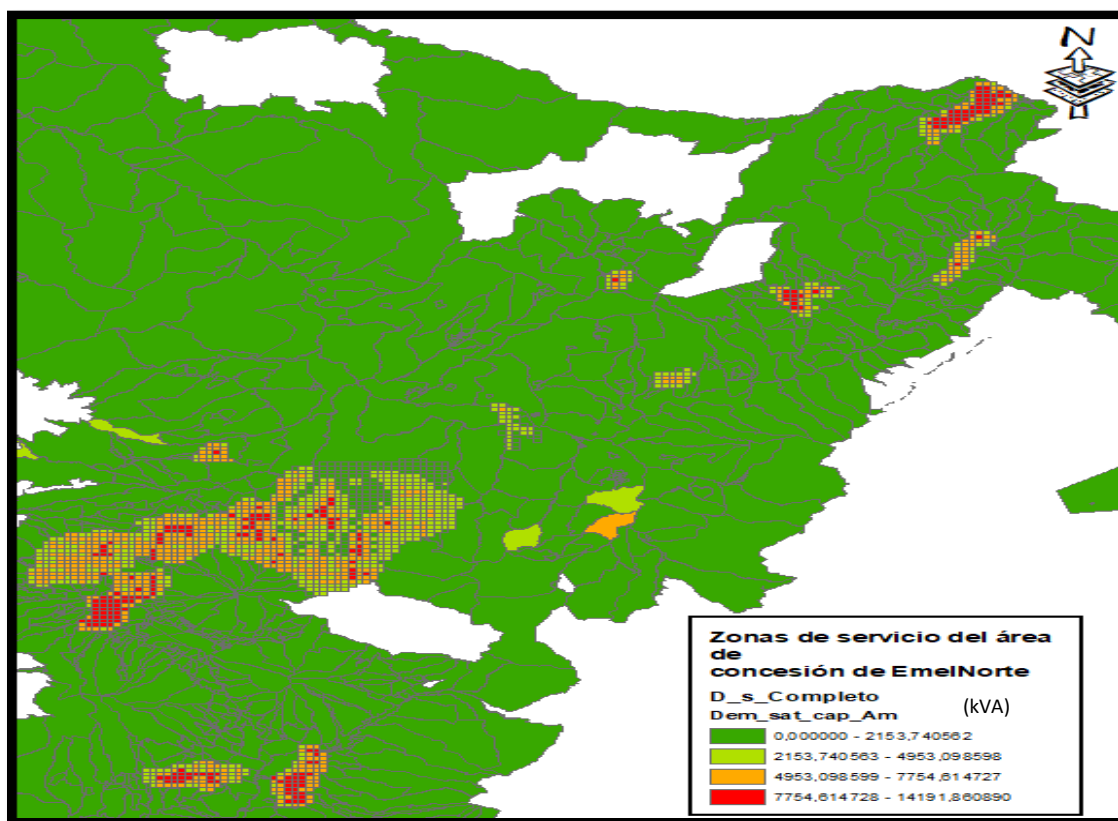


Figura 3. 2 Demanda satura del área de concesión de la empresa distribuidora Emelnorte.

Fuente: Autor

### 3.2. Análisis de la proyección de la demanda eléctrica zonas de servicio

En el análisis de la proyección de la demanda para la empresa distribuidora se realizó mediante la separación de zonas de servicio las cuales se tomaron en cuenta las subestaciones para poder verificar su crecimiento, como se detalló en la sección 2.8.

Obteniendo un crecimiento en cada una de las zonas como se muestran en las siguientes figuras 3.3 a 3.5.

En la zona norte se puede observar que su proyección es creciente con la utilización de los modelos SARIMA (0, 1, 1).

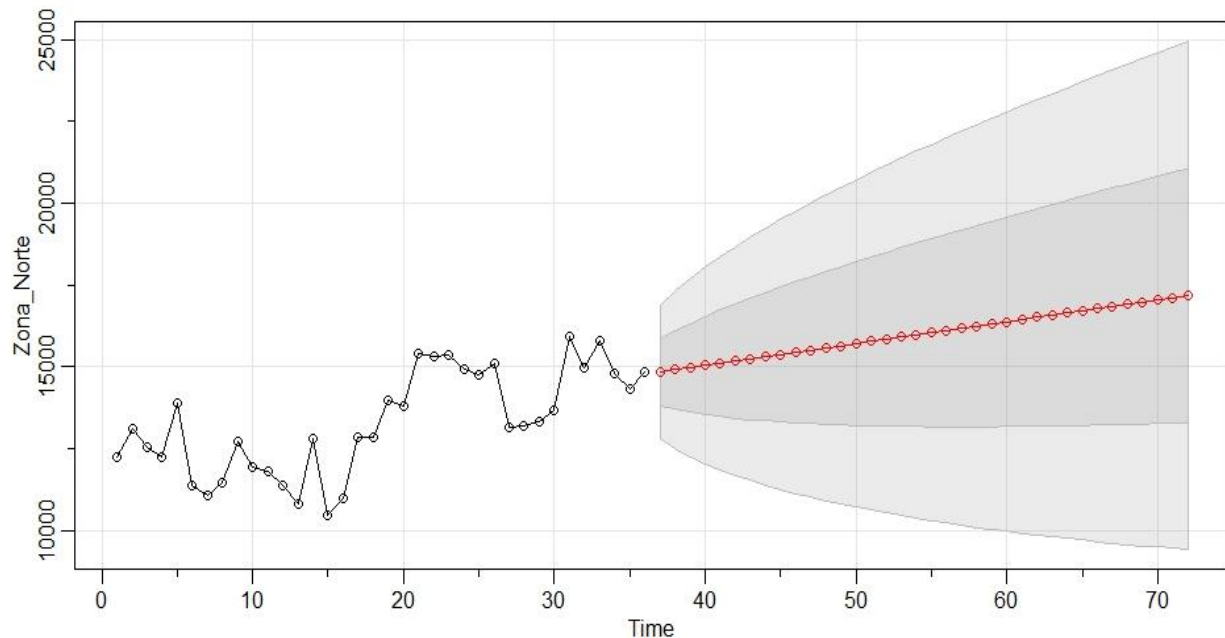


Figura 3. 3 Proyección de la demanda zona norte - SARIMA (0, 1, 1)

Fuente: Autor

En la zona centro de igual manera tenemos un crecimiento en su proyección utilizando el modelo SARIMA (0, 1, 0); por último, la zona Sur tenemos una proyección con un crecimiento (Figura 2.16), tomando en cuenta el modelo que más se ajuste a su proyección fue la de SARIMA (0, 1, 1), de esta forma se puede verificar que el área de concesión de la empresa distribuidora Emelnorte tiene un crecimiento en demanda eléctrica hasta el año 2021.



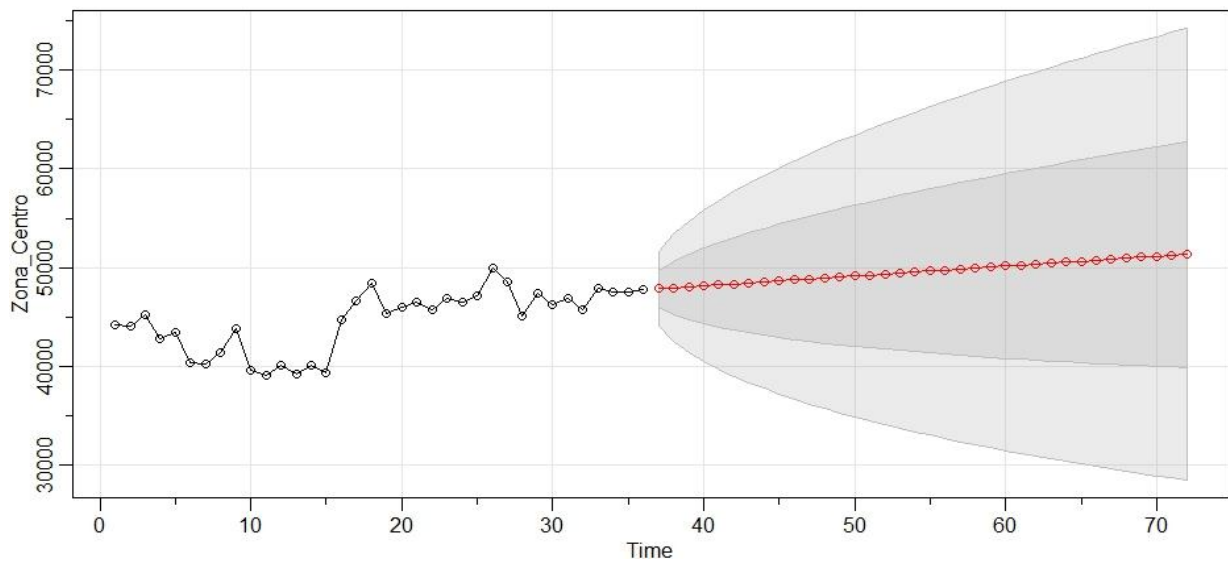


Figura 3. 4 Proyección de la demanda zona centro - SARIMA (0, 1, 0)

Fuente: Autor

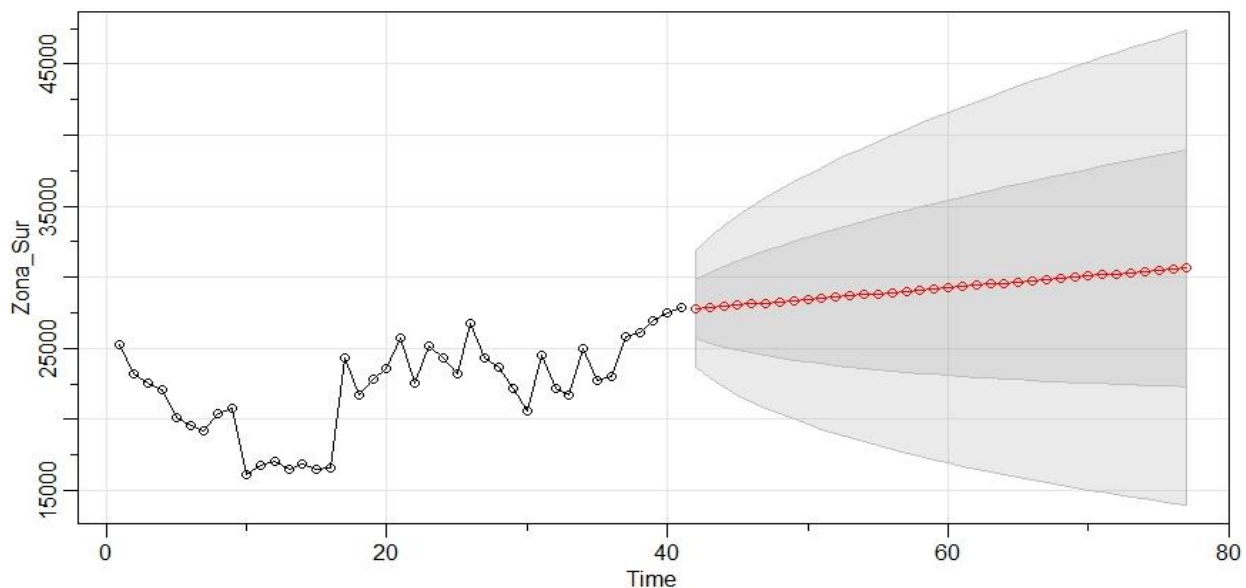


Figura 3. 5 Proyección de la demanda de la zona sur – SARIMA (0, 1, 1)

Fuente: Autor

### 3.2.1. Datos de proyección de demanda para los años 2019 a 2021 zonas de servicio

Con las proyecciones obtenidas se puede decir que el método jerárquico de proyección aplicado para este estudio tiene una confiabilidad de 95%, teniendo las siguientes proyecciones

para el año 2019 a 2021, tomando como referencia los doce meses de cada periodo, estimando un error del 5% en su simulación para cada una de las zonas, ver figura 3.6.

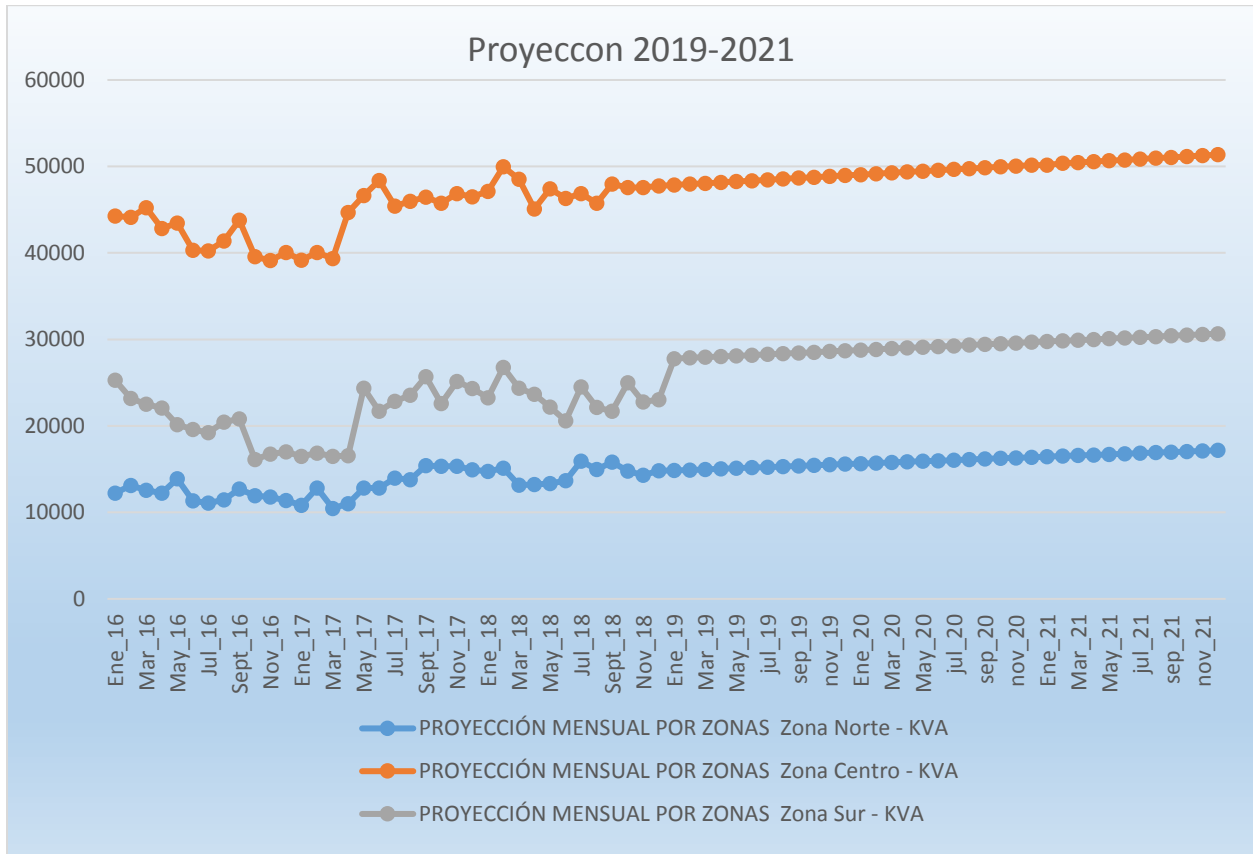


Figura 3. 6 proyección de la demanda mensual por zonas de los años 2019 a 2021

Fuente: Autor

- En la zona norte desde el mes de enero del 2019 tenemos una demanda de 14843,53 kVA y para el mes de diciembre del año 2021 se tendrá una demanda de 17178,48 kVA, teniendo un crecimiento de 2334.95 kVA durante un periodo de tres años.
- En la zona centro desde el mes de enero del 2019 tenemos una demanda de 47858,65 kVA y para el mes de diciembre del año 2021 se tendrá una demanda de 51358,15 kVA, teniendo un crecimiento de 3499.5 kVA durante un periodo de tres años.
- En la zona centro desde el mes de enero del 2019 tenemos una demanda de 27780,89 kVA y para el mes de diciembre del año 2021 se tendrá una demanda de 30664,80 kVA, teniendo un crecimiento 2883.91 kVA durante un periodo de tres años.
-

### 3.3. Análisis de la proyección de la demanda eléctrica en micro-áreas y polígonos censales

Teniendo los valores de proyección de la demanda por zonas se realiza una desagregación del valor de demanda para cada uno de los polígonos o micro-áreas que se encuentran dentro de cada una de las zonas de servicio, los datos obtenidos de proyección se los muestra en la siguiente tabla 3.3, para obtener los valores de demanda se debe tener en cuenta la proporción que representa cada polígono y micro-área dentro de las zonas.

Tabla 3. 3 Datos de proyección de la demanda por polígonos y micro-áreas – 2019 a 2021

Mic_Polig	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
1,7018E+11	0,56888849	0,57007706	0,57126551	0,57245407	0,57364252	0,57483109	0,57601965	0,5772081	0,57839667	0,57958511	0,58077368	0,58196213
1,7018E+11	0,35984477	0,36059659	0,36134833	0,36210014	0,36285188	0,3636037	0,36435551	0,36510725	0,36585907	0,36661081	0,36736263	0,36811437
1,7018E+11	0,35984477	0,36059659	0,36134833	0,36210014	0,36285188	0,3636037	0,36435551	0,36510725	0,36585907	0,36661081	0,36736263	0,36811437
1,7018E+11	0,61672844	0,61801696	0,61930534	0,62059386	0,62188225	0,62317077	0,62445928	0,62574767	0,62703619	0,62832458	0,62961309	0,63090148
DC39	3,14045088	3,14701215	3,15357277	3,16013404	3,16669466	3,17325593	3,17981721	3,18637782	3,1929391	3,19949971	3,20606099	3,21262161
DC40	183,567776	183,9513	184,334786	184,71831	185,101795	185,485319	185,868843	186,252329	186,635853	187,019339	187,402863	187,786348
DC41	349,467439	350,197573	350,927635	351,657769	352,38783	353,117965	353,848099	354,578161	355,308295	356,038357	356,768491	357,498553
DC42	265,740941	266,296148	266,851299	267,406505	267,961656	268,516863	269,07207	269,627221	270,182427	270,737578	271,292785	271,847936
Mic_Polig	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
1,7018E+11	0,58315069	0,58433926	0,5855277	0,58671627	0,58790472	0,58909328	0,59028173	0,5914703	0,59265886	0,59384731	0,59503588	0,59622432
1,7018E+11	0,36886618	0,369618	0,37036974	0,37112155	0,37187329	0,37262511	0,37337685	0,37412866	0,37488048	0,37563222	0,37638404	0,37713578
1,7018E+11	0,36886618	0,369618	0,37036974	0,37112155	0,37187329	0,37262511	0,37337685	0,37412866	0,37488048	0,37563222	0,37638404	0,37713578
1,7018E+11	0,63219	0,63347851	0,6347669	0,63605542	0,63734381	0,63863232	0,63992071	0,64120923	0,64249775	0,64378613	0,64507465	0,64636304
DC39	3,21918288	3,22574415	3,23230477	3,23886604	3,24542666	3,25198793	3,25854855	3,26510982	3,27167111	3,27823171	3,28479299	3,2913536
DC40	188,169873	188,553397	188,936882	189,320406	189,703892	190,087416	190,470902	190,854426	191,23795	191,621435	192,004959	192,388445
DC41	358,228687	358,958821	359,688883	360,419017	361,149079	361,879213	362,609275	363,339409	364,069544	364,799605	365,529739	366,259801
DC42	272,403142	272,958349	273,5135	274,068707	274,623858	275,179064	275,734215	276,289422	276,844628	277,399779	277,954986	278,510137
Mic_Polig	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
1,7018E+11	0,5962242	0,59860134	0,5997899	0,60097847	0,60216691	0,60335548	0,60454393	0,60573249	0,60692094	0,60810951	0,60929807	0,61048652
1,7018E+11	0,3771357	0,37863933	0,37939115	0,38014296	0,3808947	0,38164652	0,38239826	0,38315008	0,38390182	0,38465363	0,38540545	0,38615719
1,7018E+11	0,3771357	0,37863933	0,37939115	0,38014296	0,3808947	0,38164652	0,38239826	0,38315008	0,38390182	0,38465363	0,38540545	0,38615719
1,7018E+11	0,64636291	0,64893994	0,65022846	0,65151698	0,65280536	0,65409388	0,65538227	0,65667079	0,65795917	0,65924769	0,66053621	0,6618246
DC39	3,29135295	3,30447549	3,31103677	3,31759804	3,32415866	3,33071993	3,33728055	3,34384182	3,35040244	3,35696371	3,36352499	3,3700856
DC40	192,388407	193,155455	193,538979	193,922503	194,305988	194,689512	195,072998	195,456522	195,840008	196,223532	196,607056	196,990541
DC41	366,259728	367,719997	368,450131	369,180266	369,910327	370,640462	371,370523	372,100657	372,830719	373,560853	374,290988	375,021049
DC42	278,510082	279,620495	280,175701	280,730908	281,286059	281,841265	282,396416	282,951623	283,506774	284,061981	284,617187	285,172338

Se puede observar que tanto los polígonos como micro-áreas tienen un crecimiento desde el año 2019 hasta el 2021, teniendo en cuenta que la demanda aun no alcanza a los valores de saturación que se detalló en la sección 3.1.1 y 3.1.2 respectivamente, por lo cual se deduce que probablemente puede llegar a una saturación en los 5 a 10 años futuros dependiendo del crecimiento de la población.

#### 3.3.1. Análisis de la demanda geográficamente en micro-áreas y polígonos censales

En la figura 3.7 se muestra la demanda prevista geográficamente para el año 2019 de toda el área de concesión de Emelnorte, desagregada por micro-áreas y polígonos censales, donde en su mayoría del área de concesión es expandible eléctricamente, tanto en las zonas rurales como en las urbanas.

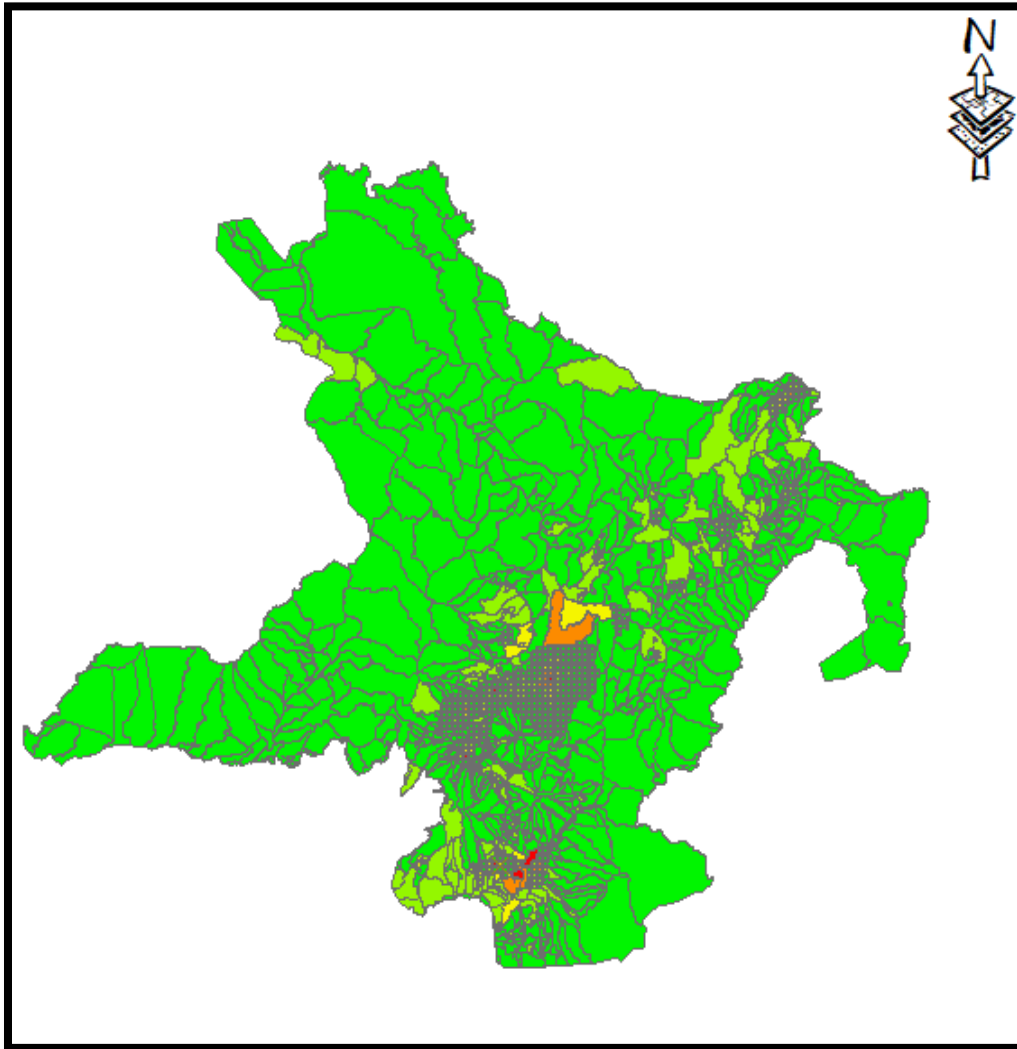


Figura 3. 7 Previsión de la demanda geográficamente año 2019 - micro-áreas y polígonos censales

Fuente: Autor

En la figura 3.8 se puede observar la demanda prevista geográficamente para el año 2020 de toda el área de concesión de Emelnorte, desagregada por micro-áreas y polígonos censales, donde ya se nota un cambio en su demanda, aun teniendo lugares expandibles eléctricamente, tanto en las zonas rurales como en las urbanas.

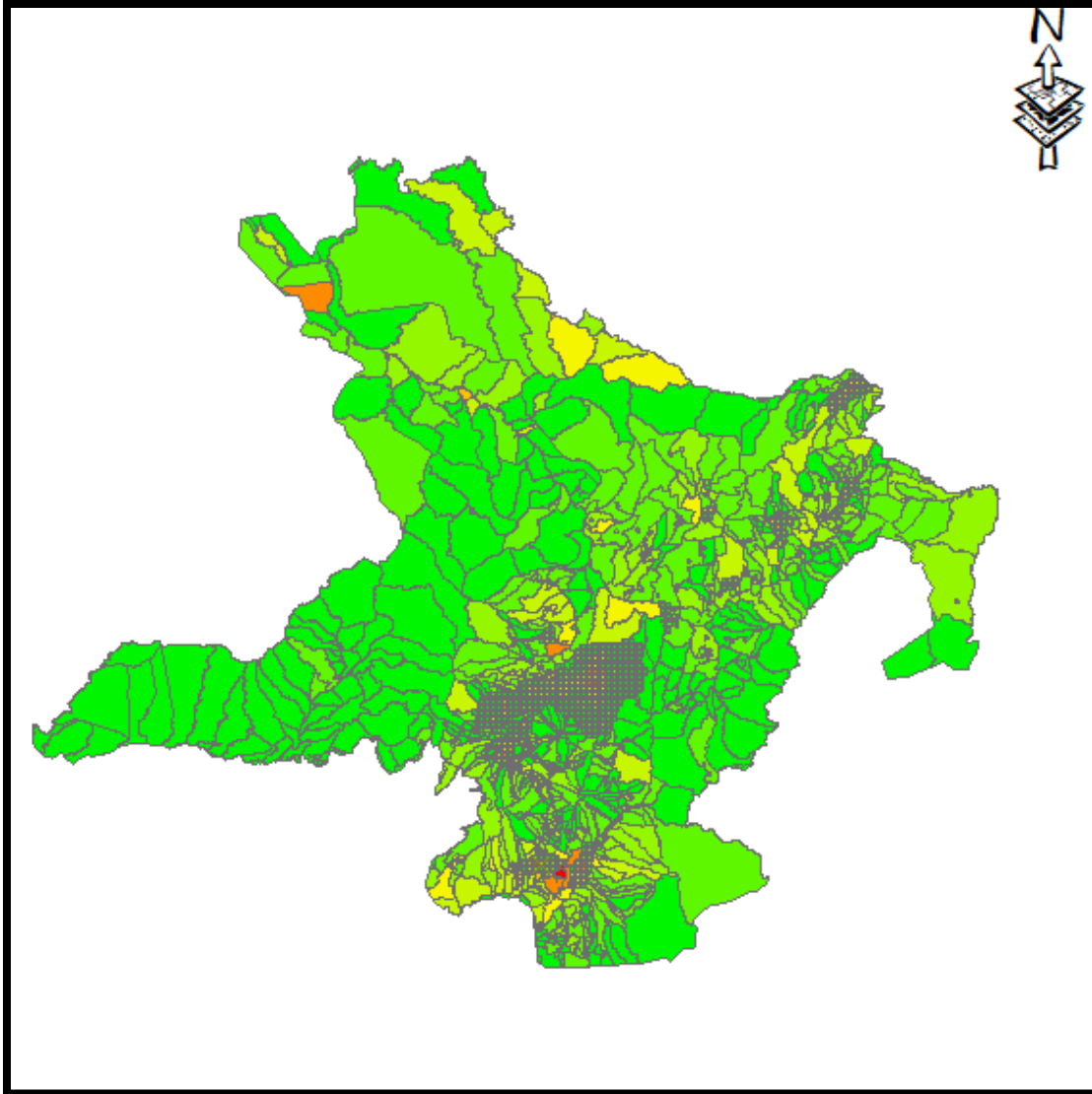


Figura 3. 8 Previsión de la demanda geográficamente año 2020 - micro-áreas y polígonos censales

Fuente: Autor

En la figura 3.9 se observar la demanda prevista geográficamente para el año 2021 de toda el área de concesión de Emelnorte, desagregada por micro-áreas y polígonos censales, donde ya se nota un cambio en su demanda, aun teniendo lugares expandibles eléctricamente, tanto en las zonas rurales como en las urbanas, siendo este último mapa geográfico como la última proyección de la demanda para la empresa distribuidora.

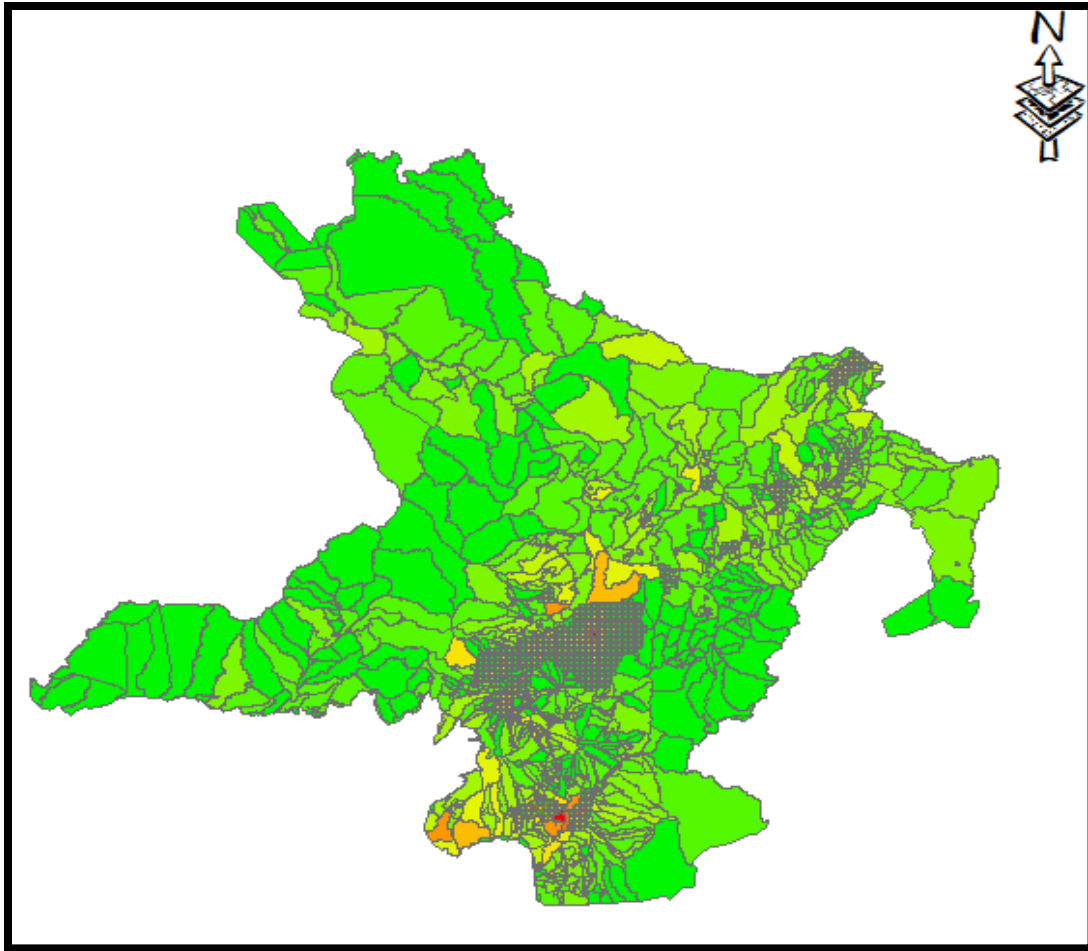


Figura 3. 9 Previsión de la demanda geográficamente año 2021 - micro-áreas y polígonos censales

Fuente: Autor

### 3.4. Criterio de validación e índices de correlación de los datos de crecimiento mensual de las zonas de servicio

Los criterios de validación son valores estadísticos de aprobación de un modelo matemático el cual se utilizó, este debe estar bajo criterios de confiabilidad del modelo matemático, donde los valores aceptables oscilan entre 0 y 1, teniendo en cuenta que se utilizó el criterio  $R^2$ , si el valor es aproximado a 1 el criterio de validación es aceptable. En cada una de las zonas de servicio se tomó los datos históricos y datos proyectados para correlacionar y obtener los índices des de validación y modelos matemáticos, teniendo como resultado valores oscilantes entre 0 y 1, lo cuales son aceptables para el modelo aplicado.

En la Figura 3.10, se utilizó el criterio de validación de  $R^2$ , se obtuvo el índice de 0.8773 en cual nos demuestra que su variación entre 0 y 1 es aceptable teniendo como resultados que se

apegan da la realidad con respecto a la demanda medida por la empresa distribuidora en la zona norte, de esta forma validando la topología que fue migrada a través de los softwares ArcGis-Cymdist y determinando que el histórico muestral de demanda es aceptable.

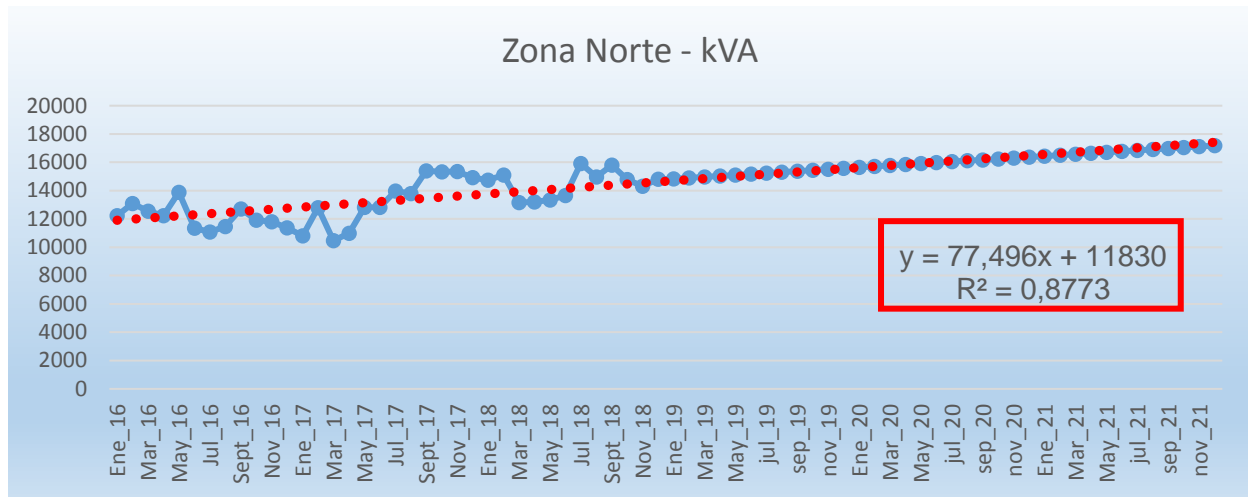


Figura 3. 10 Modelo matemático y criterio  $R^2$  para la zona norte

Fuente: Autor

En la Figura 3.11, mediante la utilización del criterio de validación de  $R^2$ , se obtuvo el índice de 0.87 y su modelo matemático en cual nos demuestra que su variación entre 0 y 1 es aceptable teniendo como resultados que se apegan da la realidad con respecto a la demanda medida por la empresa distribuidora en la zona centro, de esta forma validando la topología que fue migrada a través de los softwares ArcGis-Cymdist y determinando que el histórico muestral de demanda es aceptable.

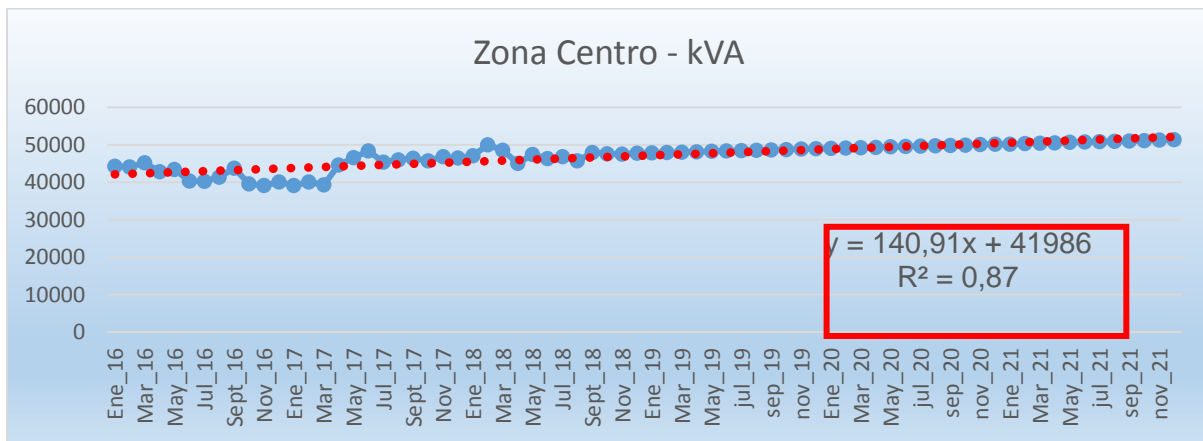


Figura 3. 11 Modelo matemático y criterio  $R^2$  para la zona centro

Fuente: Autor

En la Figura 3.12, mediante la utilización del criterio de validación de  $R^2$ , se obtuvo el índice de 0.7489 y su modelo matemático en cual nos demuestra que su variación entre 0 y 1 es aceptable teniendo como resultados que se apegan da la realidad con respecto a la demanda medida, su índice correlacionado de 0.7489 se debe a las transferencias de carga, donde el criterio de validación lo toma como un decrecimiento de la demanda en la zona sur, de esta forma validando la topología que fue migrada a través de los softwares ArcGis-Cymdist y determinando que el histórico muestral de demanda es aun con el índice bajo es aceptable.

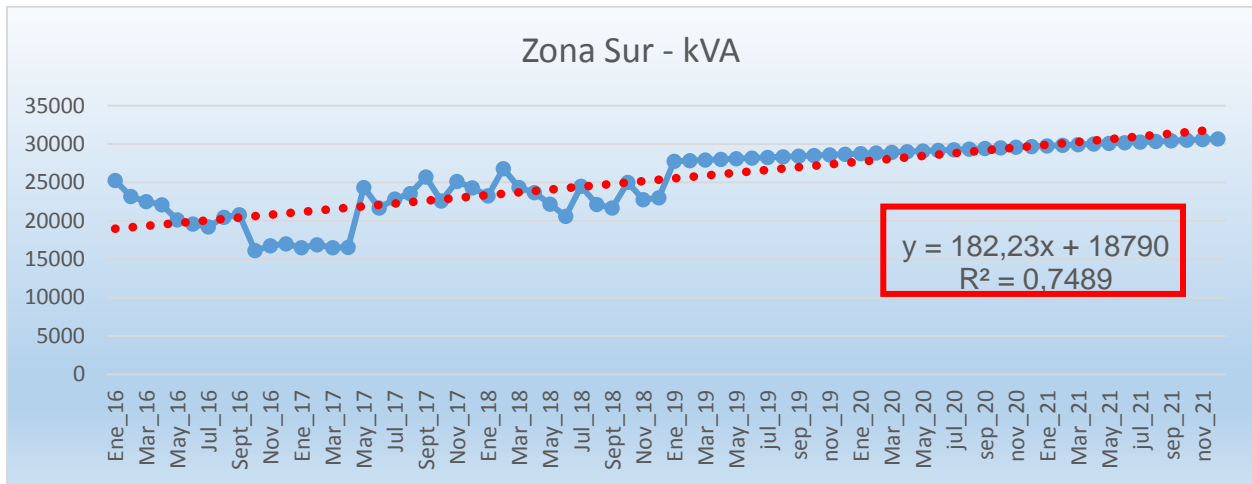


Figura 3. 12 Modelo matemático y criterio  $R^2$  para la zona sur

Fuente: Autor



## CONCLUSIONES

- Con el requerimiento de información en cada uno de los municipios que se encuentran dentro del área de concesión de la empresa distribuidora, se logró obtener los planes ordenamiento y desarrollo territorial (PODT) y planes de ordenamiento y uso del suelo (POUS), para desarrollar la proyección por el método jerárquico.
- La información del censo poblacional se lo obtuvo mediante la plataforma del sistema nacional de datos e información así obteniendo variables de capacidad de carga del ambiente, con los datos obtenidos se realizó el cálculo de la demanda saturada para cada una de las micro-áreas y polígonos censales del área de concesión de Emelnorte.
- Previo a la solicitud de información a la empresa Emelnorte de sus mediciones a nivel de cabecera de cada una de sus subestaciones se logró realizar las distribuciones de carga y flujos de carga mediante el programa Cymdist, para así poder obtener los datos de demanda máxima en kVA de las cargas instaladas del área de concesión.
- Con la distribución de zonas de servicio se logró obtener una previsión del crecimiento de la demanda de las subestaciones que se encuentran dentro de dichas zonas y verificando que cada una de las zonas tiene un crecimiento desde el año 2019 al 2021, siendo la zona centro con mayor crecimiento de demanda eléctrica con un valor de 51.35 MVA y esto debido al crecimiento urbano de las ciudades más representativas del área de concesión como son Ibarra, Atuntaqui, Cotacachi y Otavalo.
- Al realizar la desagregación de los valores de proyección de la demanda por zonas de servicio y la agregación de los valores de proyección de acuerdo a la proporción de las micro-áreas y polígonos censales, se verifico que el crecimiento es tendencial con respecto a los valores de demanda eléctrica medida.
- Posteriormente se analizó los datos obtenidos de la proyección de la demanda eléctrica realizando una correlación con los datos reales de demanda eléctrica medida, obteniendo resultados favorables donde la metodología tiene un porcentaje del 95% de confiabilidad y un margen de error del 5%, teniendo en cuenta que la metodología propuesta y aplicada es validada de acuerdo a los datos de proyección obtenidos.

## RECOMENDACIONES

- La empresa Emelnorte debe solicitar información con respecto al Plan de Ordenamiento y Uso del Suelo (POUS) para obtener información previa respecto al coeficiente de ocupación del suelo (COS) y sus retiros de cada uno de las zonas prediales de acuerdo a las ordenanzas de cada uno de los municipios que se encuentran dentro del área de concesión de Emelnorte.
- Una mejor validación de la información al realizar distribuciones de carga y flujos de carga depende de los datos de mediciones coincidentes con el sistema, es por esta razón que el personal encargado en la dirección de planificación mediante las unidades de estudios eléctricos y sistemas de información geográfica realicen una actualización en los datos de medición.
- Durante la simulación de la proyección de la demanda se debe desvincular las zonas protegidas, bosques naturales, parques, los cuales no se toma en cuenta debido que a que son zonas donde no se puede construir y por ende no tendrán un crecimiento energético, de esta manera obteniendo mejoras en la proyección de la demanda espacio-temporal.
- Por la extensa generación de datos dentro del Software ArcGis se sugiere realizar bases de datos donde se puede almacenar y organizar de mejor manera, esto con el fin de reducir los archivos Shape (.shp).
- El personal encargado para los estudios futuros de la proyección de la demanda debe ser capacitado constantemente en el manejo de herramientas de información geográfica, con el fin de mejorar la previsión geo-espacial del sistema eléctrico de la empresa Emelnorte, utilizando programas de georeferenciación como son ArcGis, Cymdist, entre otros.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ajila Chapi, A. A. (2012). *Los Sistemas de Información Geográfico como Herramienta para la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en CNEL (Corporación Nacional de Electricidad) Regional El Oro*. QUITO.
- ARCONEL. (2016). *Agencia de regulación y control de electricidad - Pliego trifario para las empresas eléctricas*. Quito.
- ARCONEL. (11 de Enero de 2018). *Agencia de regulación y control de electricidad - Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución*. Quito.
- Ariza, A. M. (2013). *Métodos Utilizados para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución*. Pereira.
- Bolívar , D. M., & Vargas, A. (2010). Estudio de Planificación de las Redes de Distribución del Edo Apure 2009-2014, aplicando método saturación de demanda por microáreas. *CIDEL Argentina*, 5.
- Cajas, J. S. (2015). *Optimización del Dimencionamiento de Transformadores de Distribución en base a su Cargabilidad*. QUITO.
- Chumbi, W., & Patiño, C. (2017). *Proyección de la Demanda en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Mediante el Metodo de Simulación Espacio-Temporal*. CUENCA.
- Churo, M. C. (2012). *Estudio de la Demanda Eléctrica*. Quito.
- Dávila, A. R. (2019). *Proyección espacial de la demanda eléctrica a mediano plazo en empresas de distribución en el Ecuador*. Quito.
- de la Fuente, F. S. (2011). *Análisis conglomerados*. Madrid, España.
- EATON. (2018). *Powering Business Worldwide*. Obtenido de EATON: <http://www.cyme.com/es/software/>
- Fernández de Mesa Bustelo, M. (2016). *Análisis y Mejoria de la Predicción de la Demanda Eléctrica en Periodos de Alto ECM*. Madrid.
- García, Z. H. (14 de Febrero de 2014). *SlideShare*. Obtenido de Coeficiente de Ocupación del Suelo (COS), Coeficiente de Utilización del Suelo (CUS): <https://es.slideshare.net/heribertogarciazamora/cos-y-cus>
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de Ibarra. (2015). *Actualización plan de desarrollo y ordenamiento territorial del canton Ibarra 2015-2023*. Ibarra.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de San Miguel de Ibarra. (2016). *Ordenanza que reglamenta el uso y ocupación del suelo del Cantón Ibarra*. Ibarra.
- Gobierno Autonomo Descentralizado de San Miguel de Ibarra. (2013). *Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial del Cantón Ibarra*. IBARRA.
- GÖNEN, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*. Boca Raton, Florida: McGraw-Hill.

- González , C. (2010). *Pronóstico de la Demanda en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica: Aplicando la Teoría de Valores Extremos*. Xalapa, Mexico : se.
- Guerrero, C. F. (2005). *Reglamento de Zonificación y Uso de Suelo para la Ciudad de Tepic; Nayarit*. TEPIC: S/E.
- Hong, T. (2008). *Long-term spatial load forecasting using human-machine co-construct intelligence framework*. North Carolina.
- Hostick, D., Belzer, D., Hadley, S., Markel, T., Marnay, C., & Kintner-Meyer, M. (2014). *Projecting Electricity Demand in 2050*. Richland-United States.
- Laboratorio Unidad Pacífico Sur CIESAS. (2010). *SIG Antropológico*. Obtenido de Sistemas de Información Geográfica: <https://langleruben.wordpress.com/%C2%BFque-es-un-sig/>
- Lee Willis, H. (2002). *Spatial Electric Load Forecasting Second Edition, Revised and Expanded*. New York: Maercel Dekker, Inc.
- Lee Willis, H., & E.D, J. (FEBRUARY de 1983). Spatial Electric Load Forecasting: A Tutorial Review. *Proceedings of the IEEE, VOL.71, NO.2, 239,240*.
- Luis Alberto, P. Q. (2015). *Aplicación de Sistemas de Información Geográfica para la Proyección Espacial del Sistema de Distribución Eléctrica en la ciudad de Sucúa, Ecuador*. Quito: S/E.
- Mauricio, J. A. (2013). *Introducción al Análisis de Series Temporales*. Madrid.
- Mayorga, B. (2018). *Pronóstico Espacial de la Demanda Eléctrica Mediante la Técnica de Agrupamiento (CLUSTERING) de Curvas S Historicas - Aplicación a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A*. QUITO.
- Medina, I. M. (2010). *Importancia de la Densidad de Carga para la Planificación de Trasmisión y Distribución, Sugerencia de Cálculo según Escenario Actual Ande*. Asunción, Paraguay.
- Melo, J. D., Carreno, E. M., Calviño, A., & Padilha-feltrin, A. (16 de March de 2014). Determining Spatial Resolution in Spatial Load Forecasting Using a Grid-Based Model. *Electric Power Systems Research - journal - ELSEVIER*.
- Orbezo, U. H. (2011). *Análisis estocástico Arima para el modelamiento y predicción de la demanda eléctrica en el sector residencial de Lima Sur*. Lima, Perú.
- OSLUZ. (07 de Junio de 2007). *OSLUZ Oficina Software Libre Universidad de Zaragoza*. Obtenido de <https://osluz.unizar.es/proyectos/r> <https://osluz.unizar.es/info>
- Padilha, A., Melo, J. D., & Mejía, M. A. (2017). Fundamentación Básica para el Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica. *Cooperación FOCUS: Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica*, (pág. 35). Quito.
- Rahman, M., Saiful, I. A., Maqnoon, N. S., & Rahman, R. M. (2013). Comparative study of ANFIS and ARIMA model for weather forecasting in Dhaka. *IEEE*.
- Sáez , A. J. (2010). *Métodos Estadísticos con R y R Commander*. Jaén, España.

- Tashiguano, G. M. (2015). *Modelamiento y Simulación para la Estimación de la Demanda Eléctrica Futura, de la Empresa Eléctrica Quito S.A.* Quito: SE.
- Vera, R. P. (18 de Septiembre de 2012). *Administración de Operaciones (OPERATIONS MANAGEMENT)*.  
Obtenido de Horizonte de Tiempo del Pronóstico:  
<http://adminoperaciones.blogspot.com/2012/09/horizonte-de-tiempo-del-pronostico.html>
- Zamora, J. A., & Piedra, F. P. (2013). "*Proyección Espacial de la Demanda Eléctrica del Cantón Cuenca, Provincia del Azuay Perteneiente a la CentroSur C.A Mediante la Ayuda de las Herramientas del CYMSIDT, GIS y Estocásticos*". Cuenca.







## Anexo B: Variables censales utilizadas para la capacidad de carga con respecto al ambiente

Grupo	Variable	Descripción
<b>Ocupación de viviendas</b>	Ocupada presente (VOP)	Vivienda habilitada con personas presentes durante el censo
	Ocupada Ausente (VOA)	Vivienda habilitada sin personas presentes durante el censo
	Desocupada (VOD)	Vivienda existente pero sin habitantes permanentes durante el censo
	En Construcción (VOC)	Viviendas en construcción
<b>Tipo de vivienda</b>	Casa_Villa (VPCA)	Vivienda particular definitiva tipo casa o villa
	Departamento (VPDE)	Vivienda particular definitiva tipo departamento
	Cuarto_Casa (VPCU)	Vivienda particular definitiva tipo cuarto
	Mediagua (VPME)	Vivienda particular temporal tipo mediagua
	Rancho (VP <sub>RA</sub> )	Vivienda particular definitiva tipo rancho
	Covacha (VP <sub>CO</sub> )	Vivienda particular temporal tipo covacha
	Choza (VP <sub>CH</sub> )	Vivienda particular temporal tipo choza
	Otro tipo Vivienda (VP <sub>OT</sub> )	Vivienda particular temporal otro tipo
	Hotel (VCHT)	Vivienda colectiva definitiva tipo hotel
	Cuartel (VC <sub>CU</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo cuartel
	Cárcel (VC <sub>CA</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo cárcel
	Centro Acogida (VC <sub>CE</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo centro de acogida
	Hospital (VC <sub>HO</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo hospital
	Convento (VC <sub>CO</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo convento
	Asilo (VC <sub>CAS</sub> )	Vivienda colectiva definitiva tipo asilo
	Otro tipo vivienda (VC <sub>OT</sub> )	Vivienda colectiva temporal de otro tipo de vivienda
Sin vivienda (VC <sub>SV</sub> )	Hogares sin vivienda	

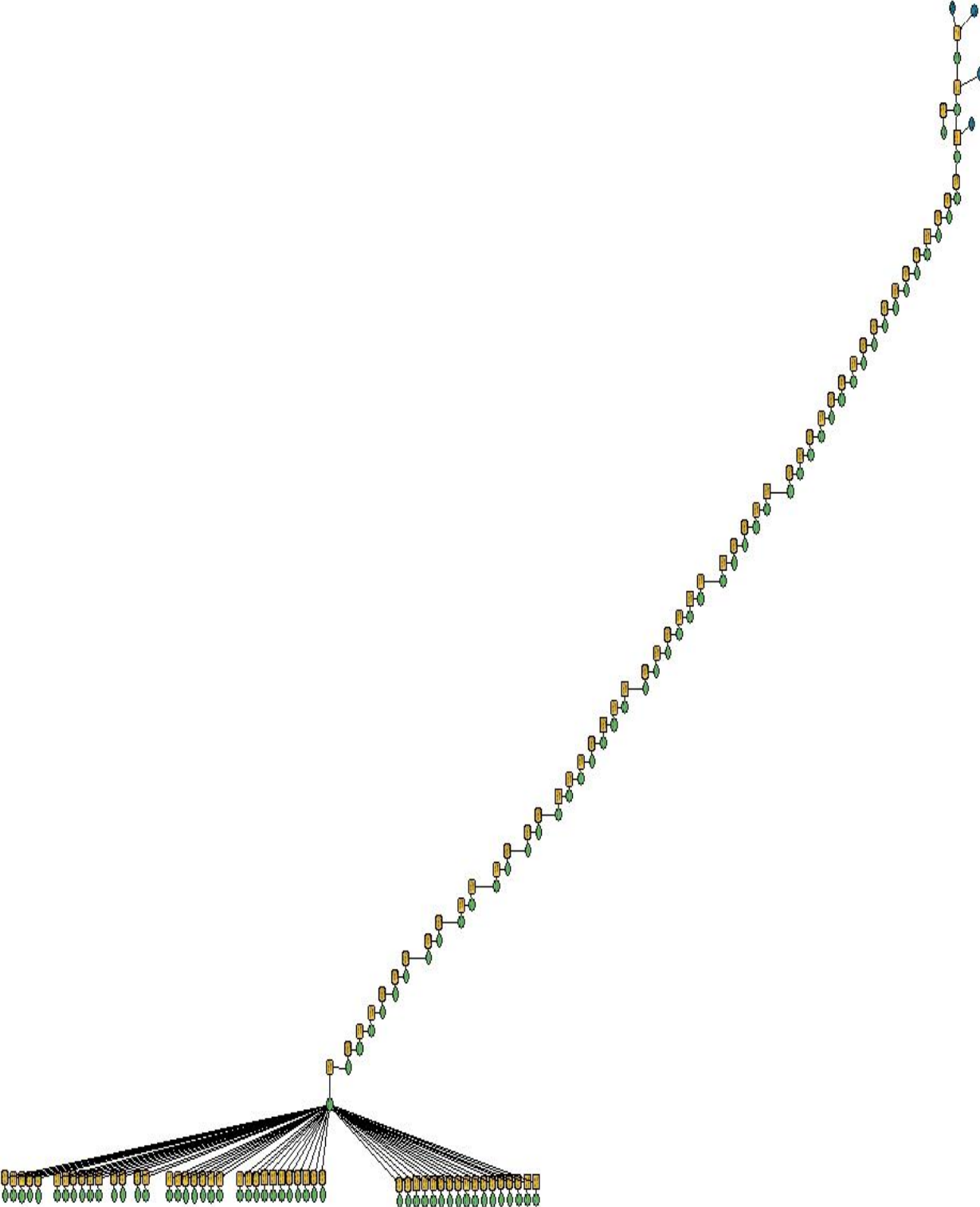


### Anexo C: Datos de demanda saturada por polígonos y micro-áreas

Mic_Polig	Demanda Saturada	H131	10973,00117	FX22	7348,97574
P128	5670,253108	H130	9171,008133	FX21	5559,053988
P127	5295,191914	H129	4408,142265	FX20	7535,397753
O128	4776,108338	GC39	6401,683728	FX19	6524,818291
O127	4434,897651	GC38	6572,579115	FX18	2663,738319
N128	6354,313077	GC37	4724,864274	FW41	7224,471395
N127	5991,418569	GC36	3833,567995	FW40	7330,586815
N126	2681,742183	GB40	5092,449076	FW39	11274,73947
M131	2825,861582	GB39	8971,662512	FW38	12887,35526
M130	5738,480542	GB38	9852,84578	FW37	12365,67162
M129	3475,808728	GB37	8424,066746	FW36	9861,421961
M128	5432,098592	GB36	5606,489065	FW35	5627,362685
M127	6571,207345	GA40	5400,515128	FW30	2306,980942
M126	2745,176242	GA39	8108,298685	FW29	3032,577312
L131	6085,81358	GA38	8365,904601	FW28	5576,42505
L130	7436,672036	GA37	7265,51463	FW27	8908,947386
L129	9184,833348	GA36	4375,839801	FW26	8501,523555
L128	9098,498574	G138	4244,952036	FW25	7487,4639
L127	6859,186118	G137	6050,356567	FW24	5185,393828
L126	3705,931648	G136	7133,392395	FW23	6505,559159
K132	6277,920693	G135	9237,849996	FW22	9846,149295
K131	9365,680966	G134	12873,21712	FW21	10801,12724
K130	10331,57714	G133	11427,96594	FW20	7960,904981
K129	9563,207552	G132	7454,00852	FW19	6779,262504
K128	10109,43265	G131	7237,86741	FW18	3701,616671
K127	8180,986764	FZ39	8084,4416	FW17	3666,737736
K126	4517,6589	FZ38	10463,04416	FV41	7508,370978
J134	4594,144531	FZ37	8401,454563	FV40	7731,832246
J133	7149,381653	FZ36	6713,830232	FV39	12312,66664
J132	8251,346232	FZ35	4112,428032	FV38	13877,17439
J131	10152,1963	FY40	7021,913234	FV37	9664,840256
J130	11670,33874	FY39	7658,700663	FV36	6823,85099
J129	8013,189274	FY38	13397,50157	FV35	11829,01297
J128	9105,465787	FY37	11181,03783	FV30	5509,069231
J127	5645,737369	FY36	7351,003993	FV29	4522,884039
J126	2581,567941	FY35	5187,947849	FV28	5150,360161
I136	4184,485672	FY26	5785,45812	FV27	6344,076595
I135	6649,475038	FY25	3758,749477	FV26	8202,105103
I134	7337,840603	FX41	6994,757803	FV25	6419,530254
I133	10930,55757	FX40	6764,241514	FV24	5520,732165
I132	10503,18148	FX39	8173,974116	FV23	7783,247523
I131	12687,92467	FX38	10739,61972	FV22	8473,761174
I130	10979,82158	FX37	8999,948811	FV21	11693,49944
I129	7422,431768	FX36	7081,136915	FV20	8237,50507
H137	6076,616889	FX35	4117,750656	FV19	8263,440763
H136	5832,151306	FX27	6468,094304	FV18	3627,98185
H135	7911,674356	FX26	6974,723687	FV17	3666,737736
H134	10655,21119	FX25	6725,63862	FU41	6122,449066
H133	14191,86089	FX24	3082,289633	FU40	9242,975138
H132	11639,60976	FX23	3727,264184	FU39	11235,59218

2,10555E+11	601,637695	1,70453E+11	645,472306	1,70451E+11	508,522102
2,10554E+11	454,857845	1,70453E+11	645,472306	1,70451E+11	433,526016
2,10554E+11	542,050818	1,70453E+11	0	1,70451E+11	603,522532
2,10553E+11	440,540653	1,70453E+11	0	1,70451E+11	753,221226
2,10553E+11	375,755263	1,70453E+11	661,834286	1,70451E+11	695,157662
2,10552E+11	378,572019	1,70453E+11	875,016831	1,70256E+11	468,571883
2,10552E+11	445,049825	1,70453E+11	875,016831	1,70255E+11	522,973616
2,10552E+11	434,654832	1,70453E+11	0	1,70255E+11	707,165299
2,10552E+11	423,137577	1,70453E+11	875,016831	1,70255E+11	537,493783
2,10551E+11	413,249942	1,70453E+11	0	1,70255E+11	468,919816
2,10551E+11	539,587008	1,70452E+11	433,238889	1,70254E+11	431,989782
2,1055E+11	417,919585	1,70452E+11	496,423192	1,70254E+11	473,194237
1,70455E+11	445,050325	1,70452E+11	439,002821	1,70254E+11	525,690157
1,70455E+11	687,634495	1,70452E+11	437,372193	1,70254E+11	467,218953
1,70455E+11	445,985315	1,70452E+11	495,030817	1,70254E+11	498,557667
1,70455E+11	520,673439	1,70452E+11	497,55191	1,70254E+11	668,930928
1,70455E+11	563,517674	1,70452E+11	474,820689	1,70254E+11	755,687444
1,70455E+11	481,065758	1,70452E+11	488,6484	1,70254E+11	551,653215
1,70455E+11	578,545451	1,70452E+11	526,295996	1,70254E+11	1269,794917
1,70455E+11	417,009264	1,70452E+11	595,220425	1,70254E+11	632,052587
1,70455E+11	402,197269	1,70452E+11	588,73243	1,70254E+11	496,907577
1,70455E+11	617,529088	1,70452E+11	573,486185	1,70254E+11	1475,761793
1,70455E+11	686,51534	1,70452E+11	569,687831	1,70254E+11	636,041699
1,70455E+11	440,815755	1,70452E+11	507,212812	1,70254E+11	453,576077
1,70455E+11	558,036322	1,70451E+11	463,968689	1,70254E+11	376,886161
1,70455E+11	936,14822	1,70451E+11	485,582753	1,70254E+11	527,459418
1,70455E+11	434,908577	1,70451E+11	578,44687	1,70254E+11	531,52391
1,70455E+11	461,889519	1,70451E+11	471,347745	1,70254E+11	662,653348
1,70455E+11	561,165541	1,70451E+11	466,824269	1,70254E+11	546,331385
1,70455E+11	536,418971	1,70451E+11	539,900488	1,70254E+11	504,538777
1,70455E+11	678,240216	1,70451E+11	453,655086	1,70254E+11	599,202164
1,70455E+11	544,947819	1,70451E+11	521,332091	1,70254E+11	487,416417
1,70455E+11	501,934946	1,70451E+11	447,483018	1,70254E+11	472,231299
1,70454E+11	470,001255	1,70451E+11	544,197277	1,70254E+11	480,87772
1,70454E+11	585,652849	1,70451E+11	589,941357	1,70254E+11	446,779591
1,70454E+11	629,67007	1,70451E+11	613,922746	1,70253E+11	674,407599
1,70454E+11	541,940088	1,70451E+11	494,486888	1,70253E+11	599,209707
1,70454E+11	660,45394	1,70451E+11	454,429725	1,70253E+11	468,875901
1,70454E+11	0	1,70451E+11	414,626497	1,70253E+11	486,465023
1,70454E+11	0	1,70451E+11	634,896506	1,70253E+11	444,468739
1,70454E+11	843,604968	1,70451E+11	480,872465	1,70253E+11	501,651791
1,70453E+11	526,179008	1,70451E+11	614,354939	1,70253E+11	2790,755269
1,70453E+11	629,788745	1,70451E+11	440,884788	1,70253E+11	821,030039
1,70453E+11	496,211628	1,70451E+11	888,485859	1,70253E+11	3961,78729
1,70453E+11	592,499147	1,70451E+11	568,346353	1,70253E+11	550,770459
1,70453E+11	0	1,70451E+11	413,314388	1,70253E+11	634,558197
1,70453E+11	564,352993	1,70451E+11	436,433006	1,70253E+11	735,808194
1,70453E+11	517,359266	1,70451E+11	491,901962	1,70253E+11	955,129712
1,70453E+11	517,365208	1,70451E+11	592,570132	1,70253E+11	688,508702
1,70453E+11	567,712133	1,70451E+11	590,010501	1,70253E+11	896,397766

Anexo D: Modelo para la correlación de datos censales con micro-áreas en ModelBuilder



## Anexo E: Programación en Rstudio - Proyección de demanda Geo-Espacial de las zonas de servicio

```
#####UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE#####
#####INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO#####
#####PROYECCIÓN DE LA DEMANDA GEO-ESPACIAL DE EMELNORTE S.A.#####
#####Jefferson Cuasquer#####
#####

#####Cargar las bibliotecas
library(readxl)
library(forecast)
library(fpp)
library(reshape)
library(astsa)
library(stats)

#####Leer archivos excel de demandas mensuales por zonas
Zona_Norte = read_excel("C:/Users/intec/OneDrive/Escritorio/ANALISIS ESPACIAL EDU/trabajo escrito/Archivos excel Rstudio/Zona Norte.xlsx")
Zona_Centro = read_excel("C:/Users/intec/OneDrive/Escritorio/ANALISIS ESPACIAL EDU/trabajo escrito/Archivos excel Rstudio/Zona Centro.xlsx")
Zona_Sur = read_excel("C:/Users/intec/OneDrive/Escritorio/ANALISIS ESPACIAL EDU/trabajo escrito/Archivos excel Rstudio/Zona Sur.xlsx")

#####Generación de series de tiempo
Zona_Norte<-ts(Zona_Norte$KVA)
Zona_Centro<-ts(Zona_Centro$KVA)
Zona_Sur<-ts(Zona_Sur$KVA)

plot.ts(Zona_Norte)
plot.ts(Zona_Centro)
plot.ts(Zona_Sur)

##### Modelo AUTO.ARIMA Serie1 (ZONA NORTE)
modelo01 <- auto.arima(ts(Zona_Norte) , seasonal = TRUE)
KVA_MOD01 <- forecast (modelo01, 36)
plot(KVA_MOD01)

##### Modelo AUTO.ARIMA Serie2 (ZONA CENTRO)
modelo02 <- auto.arima(ts(Zona_Centro) , seasonal = TRUE)
KVA_MOD02 <- forecast (modelo02, 36)
plot(KVA_MOD02)

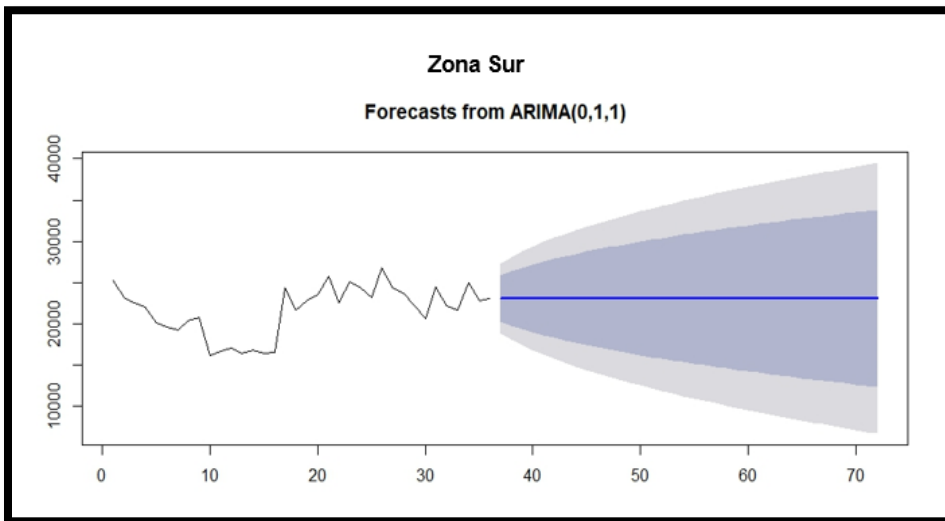
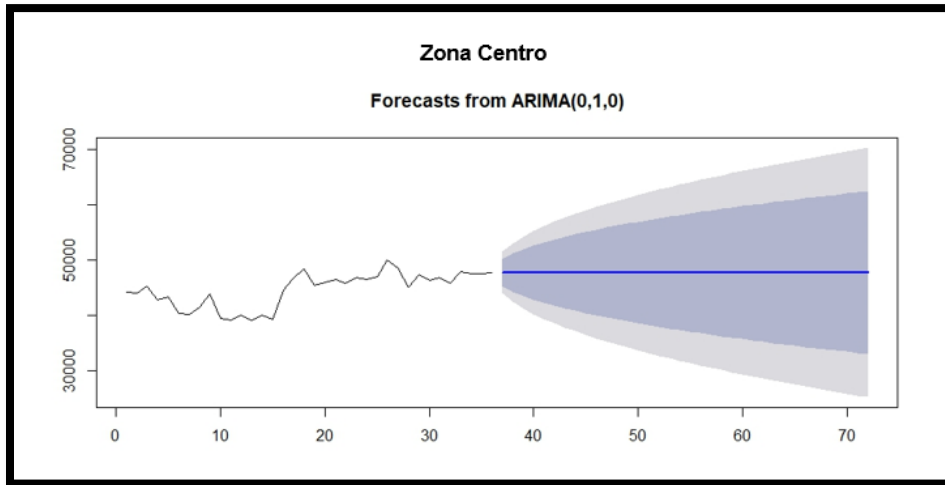
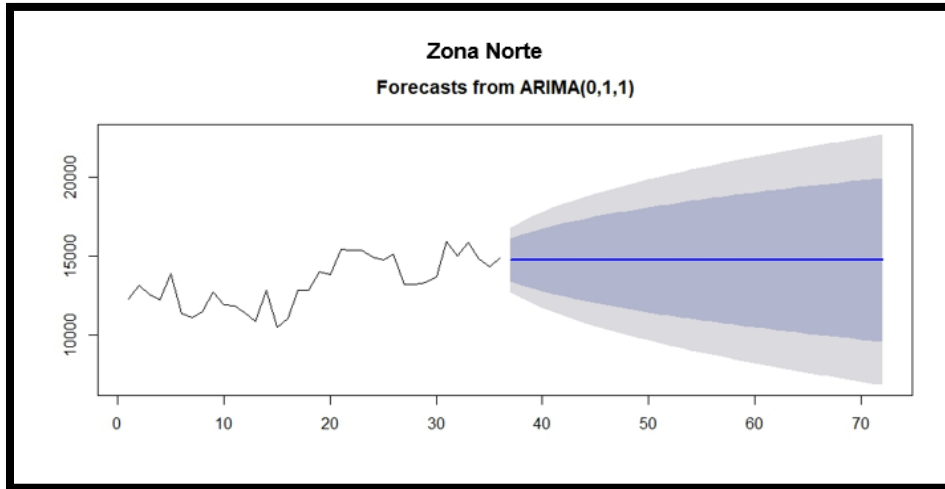
##### Modelo AUTO.ARIMA Serie3 (ZONA SUR)
modelo03 <- auto.arima(ts(Zona_Sur) , seasonal = TRUE)
KVA_MOD03 <- forecast (modelo03, 36)
plot(KVA_MOD03)

##### Ajuste del modelo ARIMA en SARIMA (ZONA NORTE)
ajuste_ZONA_NORTE <- sarima(Zona_Norte, 0,1,1)
RRR=sarima.for(Zona_Norte, 0,1,1, n.ahead = 36)
RRR

##### Ajuste del modelo ARIMA en SARIMA (ZONA CENTRO)
ajuste_ZONA_CENTRO <- sarima(Zona_Centro, 0,1,0)
RRR=sarima.for(Zona_Centro, 0,1,0, n.ahead = 36)
RRR

##### Ajuste del modelo ARIMA en SARIMA (ZONA SUR)
ajuste_ZONA_SUR <- sarima(Zona_Sur, 0,1,1)
RRR=sarima.for(Zona_Sur, 0,1,1, n.ahead = 36)
RRR
```

**Anexo F: Proyecciones modelo ARIMA – Zona norte, centro y sur**



## Anexo G: Datos de proyección - zonas de servicio para los años 2019 a 2021

PROYECCIÓN MENSUAL POR ZONAS - AÑO 2019			
Meses	Zona Norte - kVA	Zona Centro - kVA	Zona Sur - kVA
Ene_19	14843,53	47858,65	23024,87
Feb_19	14910,25	47958,64	22987,35
Mar_19	14976,96	48058,62	22949,82
Abr_19	15043,67	48158,61	22912,3
May_19	15110,38	48258,59	22874,78
Jun_19	15177,1	48358,58	22837,25
Jul_19	15243,81	48458,57	22799,73
Ago_19	15310,52	48558,55	22762,21
Sept_19	15377,24	48658,54	22724,68
Oct_19	15443,95	48758,52	22687,16
Nov_19	15510,66	48858,51	22649,64
Dic_19	15577,37	48958,49	22612,11
PROYECCIÓN MENSUAL POR ZONAS - AÑO 2020			
Meses	Zona Norte - kVA	Zona Centro - kVA	Zona Sur - kVA
Ene_20	15644,09	49058,48	22574,59
Feb_20	15710,8	49158,47	22537,07
Mar_20	15777,51	49258,45	22499,54
Abr_20	15844,22	49358,44	22462,02
May_20	15910,94	49458,42	22424,5
Jun_20	15977,65	49558,41	22386,97
Jul_20	16044,36	49658,39	22349,45
Ago_20	16111,07	49758,38	22311,93
Sept_20	16177,79	49858,37	22274,4
Oct_20	16244,5	49958,35	22236,88
Nov_20	16311,21	50058,34	22199,36
Dic_20	16377,92	50158,32	22161,83
PROYECCIÓN MENSUAL POR ZONAS - AÑO 2021			
Meses	Zona Norte - kVA	Zona Centro - kVA	Zona Sur - kVA
Ene_21	16444,64	50158,31	22124,31
Feb_21	16511,35	50358,29	22086,79
Mar_21	16578,06	50458,28	22049,26
Abr_21	16644,77	50558,27	22011,74
May_21	16711,49	50658,25	21974,22
Jun_21	16778,2	50758,24	21936,69
Jul_21	16844,91	50858,22	21899,17
Ago_21	16911,63	50958,21	21861,65
Sept_21	16978,34	51058,19	21824,12
Oct_21	17045,05	51158,18	21786,6
Nov_21	17111,76	51258,17	21749,08
Dic_21	17178,48	51358,15	21711,55

## Anexo H: Datos de proyección para las micro-áreas y polígonos censales de los años 2019 a 2021

Micro-Áreas	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
A134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A135	10,4094896	10,4562791	10,5030615	10,549844	10,5966265	10,643416	10,6901984	10,7369809	10,7837704	10,8305529	10,8773353	10,9241178
A136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM134	22,5751273	22,6765999	22,7780574	22,8795148	22,9809723	23,0824449	23,1839024	23,2853598	23,3868235	23,48829	23,5897474	23,6912049
AM135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AN133	18,1149959	18,1964208	18,2778334	18,3592461	18,4406588	18,5220836	18,6034963	18,684909	18,7663339	18,8477465	18,9291592	19,0105719
AN134	113,102762	113,611147	114,119455	114,627763	115,136071	115,644455	116,152763	116,661071	117,169455	117,677763	118,186071	118,694379
AN135	2,91562343	2,92872883	2,94183327	2,9549357	2,96803914	2,98114454	2,99424798	3,00735141	3,02045681	3,03356025	3,04666568	3,05977112
AN136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AO132	0,68965584	0,69275576	0,69585523	0,69895469	0,70205415	0,70515407	0,70825353	0,71135299	0,71445292	0,71755238	0,72065184	0,7237513
AO133	221,149739	222,143782	223,137677	224,131571	225,125465	226,119508	227,113403	228,107297	229,10134	230,095234	231,089129	232,083033
AO134	23,7023677	23,8089072	23,9154307	24,0219542	24,1284777	24,2350172	24,3415407	24,4480642	24,5545877	24,6611122	24,7676357	24,8741592
AO135	14,0293675	14,0924279	14,1554789	14,2185299	14,2815809	14,3446413	14,4076923	14,4707433	14,5337943	14,5968453	14,6598963	14,7229473
AO136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP132	35,6606015	35,8208919	35,9811823	36,1414726	36,3017629	36,4620532	36,6223435	36,7826338	36,9429241	37,1032144	37,2635047	37,4237950
AP133	77,2368111	77,5839819	77,9311526	78,2783234	78,6254941	78,9726648	79,3198355	79,6670062	80,0141769	80,3613476	80,7085183	81,0556890
AP134	34,4233197	34,5780486	34,7327774	34,8875063	35,0422352	35,1969641	35,3516930	35,5064219	35,6611508	35,8158797	35,9706086	36,1253375
AP135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AQ131	0,88556868	0,88954922	0,89352976	0,89751030	0,90149084	0,90547138	0,90945192	0,91343246	0,91741300	0,92139354	0,92537408	0,92935462
AQ132	96,6209732	97,0552736	97,4895740	97,9238744	98,3581748	98,7924752	99,2267756	99,6610760	100,0953764	100,5296768	100,9639772	101,3982776
AQ133	7,97993473	8,01580365	8,05167257	8,08754149	8,12341041	8,15927933	8,19514825	8,23101717	8,26688609	8,30275501	8,33862393	8,37449285
AR131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR132	36,0070558	36,1689035	36,3307512	36,4925989	36,6544466	36,8162943	36,9781420	37,1399897	37,3018374	37,4636851	37,6255328	37,7873805
AR133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AS131	20,4885947	20,5806886	20,6727825	20,7648764	20,8569703	20,9490642	21,0411581	21,1332520	21,2253459	21,3174398	21,4095337	21,5016276
AS132	47,6264115	47,8404869	48,0545623	48,2686377	48,4827131	48,6967885	48,9108639	49,1249393	49,3390147	49,5530901	49,7671655	49,9812409
AS133	4,60101851	4,62169957	4,64238063	4,66306169	4,68374275	4,70442381	4,72510487	4,74578593	4,76646699	4,78714805	4,80782911	4,82851017
AT130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AT131	36,6248129	36,7894374	36,9540619	37,1186864	37,2833109	37,4479354	37,6125599	37,7771844	37,9418089	38,1064334	38,2710579	38,4356824
AT132	2,92682506	2,93998081	2,95313656	2,96629231	2,97944806	2,99260381	2,00575956	3,01891531	3,03207106	3,04522681	3,05838256	3,07153831
AT133	1,99337329	2,00233328	2,01129327	2,02025326	2,02921325	2,03817324	2,04713323	2,05609322	2,06505321	2,07401320	2,08297319	2,09193318
AU130	1,14899977	1,15416439	1,15932891	1,16449343	1,16965795	1,17482247	1,17998699	1,18515151	1,19031603	1,19548055	1,20064507	1,20580959
AU131	133,682094	134,28298	134,883876	135,484772	136,085668	136,686564	137,287460	137,888356	138,489252	139,090148	139,691044	140,291940
AU132	0,63066226	0,63349702	0,63633178	0,63916654	0,64200130	0,64483606	0,64767082	0,65050558	0,65334034	0,65617510	0,65900986	0,66184462
AV130	0,5002126	0,502461	0,50470906	0,50695752	0,50920598	0,51145444	0,51370290	0,51595136	0,51819982	0,52044828	0,52269674	0,52494520
AV131	65,3215691	65,6151823	65,9087954	66,2024086	66,4960218	66,7896350	67,0832482	67,3768614	67,6704746	67,9640878	68,2577010	68,5513142
AV132	10,2553888	10,3014856	10,3475824	10,3936792	10,4397760	10,4858728	10,5319696	10,5780664	10,6241632	10,6702600	10,7163568	10,7624536
AW129	12,1738238	12,2285438	12,2832638	12,3379838	12,3927038	12,4474238	12,5021438	12,5568638	12,6115838	12,6663038	12,7210238	12,7757438
AW130	23,775275	23,8821421	23,9890087	24,0958753	24,2027419	24,3096085	24,4164751	24,5233417	24,6302083	24,7370749	24,8439415	24,9508081
AW131	9,16485683	9,20605183	9,24724683	9,28844183	9,32963683	9,37083183	9,41202683	9,45322183	9,49441683	9,53561183	9,57680683	9,61799183
AW79	17,0668201	17,1234437	17,1800673	17,2366909	17,2933145	17,3499381	17,4065617	17,4631853	17,5198089	17,5764325	17,6330561	17,6896797
AW80	46,0663606	46,2673968	46,4684330	46,6694692	46,8705054	47,0715416	47,2725778	47,4736140	47,6746502	47,8756864	48,0767226	48,2777588
AX128	4,26607226	4,28524778	4,30442330	4,32359882	4,34277434	4,36194986	4,38112538	4,40030090	4,41947642	4,43865194	4,45782746	4,47699298
AX129	33,3393865	33,4892433	33,6391001	33,7889569	33,9388137	34,0886705	34,2385273	34,3883841	34,5382409	34,6880977	34,8379545	34,9878113
AX130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Micro-Áreas	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
A134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A135	10,9709073	11,0176898	11,0644722	11,1112547	11,1580442	11,2048267	11,2516092	11,2983916	11,3451811	11,3919636	11,4387461	11,4855285
A136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM134	23,7926775	23,894135	23,9955924	24,0970499	24,1985225	24,29998	24,4014374	24,5028949	24,6043676	24,705825	24,8072825	24,9087399
AM135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AN133	19,0919967	19,1734094	19,2548221	19,3362347	19,4176596	19,4990723	19,5804849	19,6618976	19,7433225	19,8247351	19,9061478	19,9875605
AN134	119,202763	119,711071	120,219379	120,727687	121,236072	121,74438	122,252688	122,760996	123,26938	123,777688	124,285996	124,794304
AN135	3,07287252	3,08597595	3,09907939	3,11218282	3,12528822	3,13839166	3,1514951	3,16459853	3,17770393	3,19080737	3,2039108	3,21701424
AN136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AO132	0,72685123	0,72995069	0,73305015	0,73614961	0,73924954	0,742349	0,74544846	0,74854792	0,75164785	0,75474731	0,75784677	0,76094623
AO133	233,077066	234,07096	235,064855	236,058749	237,052792	238,046686	239,040581	240,034475	241,028518	242,022412	243,016307	244,010201
AO134	24,9807137	25,0872372	25,1937608	25,3002843	25,4068238	25,5133473	25,6198708	25,7263943	25,8329338	25,9394573	26,0459808	26,1525043
AO135	14,7860171	14,8490681	14,912119	14,97517	15,0382304	15,1012814	15,1643324	15,2273834	15,2904438	15,3534948	15,4165458	15,4795968
AO136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP132	37,5838941	37,7441605	37,9044268	38,0646932	38,2249836	38,38525	38,5455163	38,7057827	38,8660731	39,0263395	39,1866059	39,3468722
AP133	81,4024443	81,7495631	82,0966818	82,4438006	82,7909714	83,1380901	83,4852089	83,8323276	84,1794984	84,5266172	84,8737359	85,2208547
AP134	36,2798816	36,4345874	36,5892931	36,7439989	36,8987279	37,0534336	37,2081394	37,3628451	37,5175741	37,6722799	37,8269856	37,9816914
AP135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AQ131	0,93333029	0,93731023	0,94129016	0,9452701	0,94925063	0,95323057	0,9572105	0,96119044	0,96517097	0,9691509	0,97313084	0,97711077
AQ132	101,832057	102,266293	102,700528	103,134763	103,569064	104,003299	104,437535	104,87177	105,30607	105,740306	106,174541	106,608776
AQ133	8,41031865	8,44618218	8,48204572	8,51790925	8,55377816	8,5896417	8,62550523	8,66136877	8,69723768	8,73310121	8,76896474	8,80482828
AR131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR132	37,9490338	38,1108572	38,2726807	38,4345041	38,5963517	38,7581751	38,9199986	39,081822	39,2436696	39,4054931	39,5673165	39,7291399
AR133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AS131	21,5936114	21,6856915	21,7777717	21,8698518	21,9619457	22,0540259	22,146106	22,2381861	22,33028	22,4223602	22,5144403	22,6065204
AS132	50,1950593	50,4091026	50,6231458	50,8371891	51,0512645	51,2653078	51,4793511	51,6933944	51,9074697	52,121513	52,3355563	52,5495996
AS133	4,84916645	4,86984441	4,89052238	4,91120034	4,9318814	4,95255936	4,97323732	4,99391528	5,01459635	5,03527431	5,05595227	5,07663023
AT130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AT131	38,6001086	38,7647083	38,9293081	39,0939078	39,2585322	39,423132	39,5877317	39,7523315	39,9169559	40,0815556	40,2461554	40,4107551
AT132	3,08467829	3,09783207	3,11098584	3,12413962	3,13729537	3,15044915	3,16360293	3,17675671	3,18991246	3,20306623	3,21622001	3,22937379
AT133	2,10088242	2,10984106	2,11879971	2,12775836	2,13671835	2,14567699	2,15463564	2,16359428	2,17255292	2,18151292	2,19047157	2,19943021
AU130	1,21096907	1,21613292	1,22129677	1,22646062	1,23162525	1,2367891	1,24195295	1,2471168	1,25228143	1,25744528	1,26260913	1,26777298
AU131	140,892005	141,492801	142,093597	142,694393	143,295279	143,896075	144,496871	145,097667	145,698553	146,299349	146,900145	147,500941
AU132	0,66467593	0,66751026	0,67034459	0,67317893	0,67601368	0,67884801	0,68168234	0,68451668	0,68735143	0,69018576	0,69302009	0,69585442
AU130	0,5271907	0,52943876	0,53168682	0,53393488	0,53618328	0,53843134	0,54067941	0,54292747	0,54517587	0,54742393	0,54967199	0,55192006
AV131	68,8445745	69,1381436	69,4317127	69,7252818	70,0188949	70,312464	70,6060331	70,8996022	71,1932154	71,4867845	71,7803536	72,0739227
AV132	10,8084954	10,8545853	10,9006752	10,9467651	10,9928619	11,0389518	11,0850418	11,1311317	11,1772285	11,2233184	11,2694083	11,3154982
AW129	12,8303979	12,8851096	12,9398214	12,9945332	13,0492532	13,1039649	13,1586767	13,2133885	13,2681084	13,3228202	13,377532	13,4322437
AW130	25,0575531	25,1644043	25,2712554	25,3781066	25,4849738	25,591825	25,6986762	25,8055273	25,9123945	26,0192457	26,1260969	26,232948
AW131	9,65914746	9,74152519	9,82390894	9,90628266	9,98867043	10,0710546	10,1534388	10,2358230	10,3182072	10,4005914	10,4829756	10,5653598
AW78	17,9662107	18,0428228	18,1194349	18,1960469	18,2726570	18,3492671	18,4258794	18,5024917	18,5791040	18,6557163	18,7323286	18,8089409
AW79	48,5445461	48,7515513	48,9585564	49,1655615	49,3725666	49,5795717	49,7865768	49,9935819	50,2005870	50,4075921	50,6145972	50,8216023
AW80	3,27424191	3,28820403	3,30216615	3,31612827	3,33009028	3,34405240	3,35801452	3,37197664	3,38593876	3,39990088	3,41386300	3,42782512
AX128	4,49615546	4,5153281	4,53450074	4,55367338	4,57284602	4,59201866	4,61119130	4,63036394	4,64953658	4,66870922	4,68788186	4,70705450
AX129	35,1374884	35,2873227	35,4371571	35,5869914	35,7368257	35,8866600	36,0364943	36,1863286	36,3361629	36,4860072	36,6358415	36,7856758
AX130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Micro-Áreas	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
A134	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A135	11,532318	11,5791005	11,625883	11,6726654	11,7194549	11,7662374	1,00399186	11,8598094	11,9065918	11,9533743	12,0001568	12,0469463
A136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AM134	25,0102126	25,11167	25,2131275	25,3145849	25,4160576	25,517515	1,00399186	25,7204452	25,8219026	25,9233601	26,0248175	26,1262902
AM135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AN133	20,0689853	20,150398	20,2318107	20,3132234	20,3946482	20,4760609	1,00399186	20,6388984	20,7203111	20,8017238	20,8831364	20,9645613
AN134	125,302688	125,810996	126,319304	126,827612	127,335996	127,844304	1,00399186	128,860997	129,369305	129,877613	130,385921	130,894305
AN135	3,23011964	3,24322307	3,25632651	3,26942994	3,28253534	3,29563878	1,00399186	3,32184762	3,33495105	3,34805449	3,36115792	3,37426332
AN136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AO132	0,76404615	0,76714561	0,77024508	0,77334454	0,77644400	0,77954346	1,00399186	0,78574331	0,78884277	0,79194223	0,79504169	0,79814116
AO133	245,004244	245,998138	246,992033	247,985927	248,97997	249,973864	1,00399186	251,961802	252,955696	253,94959	254,943485	255,937528
AO134	26,2590438	26,3655673	26,4720908	26,5786143	26,6851538	26,7916773	1,00399186	27,0047403	27,1112638	27,2177873	27,3243108	27,4308503
AO135	15,5426572	15,6057082	15,6687591	15,7318101	15,7948706	15,8579215	1,00399186	15,9840329	16,0470839	16,1101349	16,1731859	16,2362463
AO136	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AP132	39,5071626	39,667429	39,8276954	39,9879618	40,1482522	40,3085185	1,00399186	40,6290753	40,7893417	40,949608	41,1098744	41,2701648
AP133	85,5680255	85,9151442	86,262263	86,6093817	86,9565525	87,3036713	1,00399186	87,9979608	88,3450796	88,6921984	89,0393171	89,3864879
AP134	38,1364204	38,2911261	38,4458319	38,6005376	38,7552666	38,9099724	1,00399186	39,2194071	39,3741128	39,5288186	39,6835244	39,8382533
AP135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AQ131	0,9810913	0,98507124	0,98905118	0,99303111	0,99701164	1,00099158	1,00399186	1,00895204	1,01293198	1,01691191	1,02089185	1,02487238
AQ132	107,043077	107,477312	107,911547	108,345783	108,780083	109,214318	1,00399186	110,082854	110,517089	110,951325	111,38556	111,819861
AQ133	8,4069719	8,87656072	8,91242426	8,94828779	8,9841567	9,02002024	1,00399186	9,09175268	9,12761621	9,16347975	9,19934328	9,23521219
AR131	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AR132	39,8909876	40,052811	40,2146344	40,3764578	40,5383055	40,7001289	1,00399186	41,0238	41,1856234	41,3474468	41,5092702	41,6711179
AR133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AS131	22,6986144	22,7906945	22,8827746	22,9748547	23,0669487	23,1590288	1,00399186	23,3432029	23,435283	23,5273631	23,6194433	23,7115372
AS132	52,7636749	52,9777182	53,1917615	53,4058048	53,6198802	53,8339235	1,00399186	54,2620421	54,4760854	54,6901287	54,904172	55,1182473
AS133	5,09731129	5,11798925	5,13866722	5,15934518	5,180002624	5,2007042	1,00399186	5,24206322	5,26274118	5,28341915	5,30409711	5,32477817
AT130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AT131	40,5753796	40,7399793	40,904579	41,0691788	41,2338032	41,398403	1,00399186	41,7276271	41,8922269	42,0568266	42,2214264	42,3860508
AT132	3,24252954	3,25568332	3,2688371	3,28199087	3,29514662	3,3083004	1,00399186	3,33460993	3,34776371	3,36091749	3,37407126	3,38722701
AT133	2,2083902	2,21734885	2,22630749	2,23526614	2,24422613	2,25318477	1,00399186	2,27110341	2,28006206	2,2890207	2,29797935	2,30693934
AU130	1,2729376	1,27810145	1,2832653	1,28842916	1,29359378	1,29875763	1,00399186	1,30908611	1,31424996	1,31941381	1,32457766	1,32974228
AU131	148,101827	148,702623	149,303419	149,904214	150,5051	151,105896	1,00399186	152,307578	152,908374	153,50917	154,109966	154,710852
AV132	0,69868918	0,70152351	0,70435784	0,70719217	0,71002693	0,71286126	1,00399186	0,71853035	0,72136468	0,72419901	0,72703334	0,7298681
AV130	0,55416846	0,55641652	0,55866458	0,56091264	0,56316104	0,56540911	1,00399186	0,5699057	0,57215363	0,57440169	0,57664975	0,57889815
AV131	72,3675358	72,6611049	72,954674	73,2482431	73,5418562	73,8354254	1,00399186	74,4226076	74,7161767	75,0097458	75,3033149	75,596928
AV132	11,361595	11,4076849	11,4537749	11,4998648	11,5459616	11,5920515	1,00399186	11,6842382	11,7303281	11,7764181	11,822508	11,8686048
AW129	13,4869637	13,5416755	13,5963872	13,651099	13,705819	13,7605308	1,00399186	13,8699625	13,9246743	13,979386	14,0340978	14,0888178
AW130	26,3398152	26,4466664	26,5535176	26,6603687	26,7672199	26,874071	1,00399186	27,0778055	27,1946566	27,3025078	27,408359	27,5152262
AW131	10,1534319	10,1946207	10,2358096	10,2769984	10,3181934	10,3593822	1,00399186	10,4417661	10,4829549	10,5241437	10,5653325	10,6065275
AW78	18,8855899	18,9622019	19,038814	19,1154261	19,1920496	19,2686617	1,00399186	19,4218973	19,4985093	19,5751214	19,6517334	19,728357
AW79	51,0287006	51,2357057	51,4427109	51,649716	51,856721	52,0637272	1,00399186	52,4777985	52,6848036	52,8918087	53,0988139	53,30585
AW80	3,44179364	3,45575576	3,46971788	3,48368	3,49764421	3,51160633	1,00399186	3,53953267	3,55349479	3,56745691	3,58141903	3,59538325
AX128	4,72623578	4,74540842	4,76458106	4,7837537	4,80292922	4,82210186	1,00399186	4,86045002	4,87962266	4,8987953	4,91796794	4,93714346
AX129	36,9355678	37,0854021	37,2352365	37,3850708	37,5349276	37,684762	1,00399186	37,9844531	38,1342874	38,2841218	38,4339561	38,5838129
AX130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0