

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería En Ciencias Aplicadas

Carrera De Ingeniería En Mantenimiento Eléctrico

DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES
DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE, ACORDE A SU PLAN DE
EXPANSIÓN 2020-2030.

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

Autor:

Cadena Narvárez Ana Fernanda

Director:

Msc. Arellano Bastidas Olger Gilberto

IBARRA – ECUADOR

2022



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACION 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	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	0401866801
APELLIDOS Y NOMBRES:	CADENA NARVÁEZ ANA FERNANDA
DIRECCIÓN:	EL ANGEL
EMAIL:	afacdenan@utn.edu.ec
TELÉFONO MÓVIL:	0986672140

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE, ACORDE A SU PLAN DE EXPANSIÓN 2020-2030.
AUTOR:	CADENA NARVÁEZ ANA FERNANDA
FECHA:	04-03-2022
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSTGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR/DIRECTOR:	Msc. Arellano Bastidas Olger Gilberto

2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrollo, 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 cuatro días del mes marzo de 2022

EL AUTOR:



.....
Cadena Narvárez Ana Fernanda

040186680-1



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

MSc. Arellano Olger.

CERTIFICACIÓN

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por la señorita estudiante, Cadena Narvárez Ana Fernanda certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **"DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE EMELNORTE, ACORDE A SU PLAN DE EXPANSIÓN 2020-2030"**. Para la obtención del título de Ingeniera en Mantenimiento Eléctrico, aprobando la defensa, impresión y empastado.



Firmado electrónicamente por:
**OLGER GILBERTO
ARELLANO
BASTIDAS**

.....
MSc. Arellano Olger

DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

Oficio Nro. EMELNORTE-PE-2021-0403-OF

Ibarra, 12 de mayo de 2021

Asunto: CARTA DE ACEPTACIÓN PARA DESARROLLAR TRABAJO DE GRADO ANA FERNANDA CADENA NARVAEZ a UTN

Phd.
Gerardo Collahuazo
Coordinador Ciele
UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE
En su Despacho

De mi consideración:

Con el objeto de atender el Oficio Nro. 003-CIELE-FICA-UTN, Ibarra 03 de mayo de 2021, de la carrera en Electricidad de La Universidad Técnica del Norte "UTN", en el que la señorita estudiante: Ana Fernanda Cadena Narváez, solicita la autorización, para desarrollar el trabajo de grado titulado "**DETERMINACION DE LOS CENTROS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL AREA DE CONCESION DE EMELNORTE, ACORDE A SU PLAN DE EXPANSIÓN 202-2021**".

Debo manifestar que es factible lo solicitado, toda vez que se cuenta con la aceptación por parte de Emelnorte, quien estará en coordinación de la Dirección de Planificación. Para la coordinación de la implementación del sistema se delega al Ing. Omar Chacón para que le brinde el apoyo técnico y seguimiento necesario, bajo la siguiente condición:

- Aceptamos que la propiedad intelectual es de la Universidad Técnica del Norte "UTN", sin embargo, el trabajo puntual podrá ser utilizado por nuestra empresa sin requerimiento de autorización alguna manteniendo sigilo y reserva de ser el caso. Deberá entregar un ejemplar del trabajo final debidamente legalizado en físico y digital a la Dirección de Talento Humano.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,



Oficio Nro. EMELNORTE-PE-2021-0403-OF

Ibarra, 12 de mayo de 2021

Documento firmado electrónicamente

Lcdo. Germán Antonio Rosales Naranjo
PRESIDENTE EJECUTIVO

Referencias:

- EMELNORTE-SG-2021-2073-E

Anexos:

- 20730186423001620245740.pdf

Copia:

Señor Ingeniero
Francisco Javier Andrade Yépez
Director de Talento Humano

Señor Magíster
Rafael Eduardo Olmedo Zumárraga
Jefe de Departamento de Personal

Señorita Magíster
Ana Dolores Valencia Carranco
Analista de Talento Humano, Encargado

av/ro/fa



Firmado electrónicamente por:
**GERMÁN ANTONIO
ROSALES NARANJO**



DEDICATORIA

Dedico principalmente a Dios por guiar cada paso en este anhelado proceso y culminar esta meta.

A mis padres por su apoyo incondicional en todo momento, gracias por inspirar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, siempre confiando en mí y demostrándome su cariño para cumplir con este objetivo.

A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome en cada etapa, por sus consejos y cariño.

Ana Cadena

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios que ha sido la guía en el caminar de mi vida, bendiciéndome, llenándome de fortaleza para culminar con éxito esta meta.

A mis padres por ser el pilar fundamental en mi vida, mereciendo un reconocimiento especial por ser un ejemplo de trabajo y honradez para mí y mis hermanos.

A mi director, MSc. Olger Arellano quien estuvo guiándome e impartiendo sus conocimientos y enseñanzas demostrando su experiencia y profesionalismo, al Ing. Omar Chacón por brindarme su ayuda de forma cordial.

A Samir Chugá por su apoyo incondicional, con sus muestras de cariño y palabras de ánimo me han ayudado a culminar esta gran meta.

A la empresa EMELNORTE S.A por darme la oportunidad de poder desarrollar este trabajo.

En el transcurso de mi vida conocí personas maravillosas (amigos y amigas) como no agradecer a cada uno de ellos por su apoyo y cariño.

Ana Cadena

TABLA DE CONTENIDO

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA	II
2. CONTANCIAS.....	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO	IV
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA DONDE SE LLEVÓ A CABO LA INVESTIGACIÓN.....	V
DEDICATORIA	VII
AGRADECIMIENTOS	III
TABLA DE CONTENIDO	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
INTRODUCCIÓN	XII
A.1 Contexto	XII
A.2 Planteamiento del problema	XV
A.3 Formulación del problema.....	XVI
A.4 Justificación del trabajo.....	XVI
A.5 Alcance.....	XVI
A.6 Viabilidad del trabajo.....	XVI
A.7 Objetivo General	XVII
A.8 Objetivos Específicos.....	XVII
CAPÍTULO 1 Marco Teórico	1
1.1 Sistema Eléctrico de Potencia	1
1.1.1 Sistema de Generación	1
1.1.2 Sistema de Transmisión	2
1.1.3 Sistema de Distribución	3
1.2 Teoría de las Subestaciones.....	3
1.2.1 Subestación de distribución	3

1.3	Teoría de Alimentadores.....	15
1.3.1	Alimentador primario.....	15
1.3.2	Tipos de Carga en Alimentadores.....	17
1.4	Teoría de Centros de Carga	18
1.4.1	Centros de carga	18
1.4.2	Función de los centros de carga	18
1.5	Definición y caracterización de la demanda.....	19
1.5.1	Demanda	19
1.5.2	Demanda Máxima.....	19
1.5.3	Demanda diversificada (coincidente)	19
1.5.4	Curva de demanda	19
1.5.5	Carga instalada (KVA, MVA, kW o MW)	20
1.5.6	Factor de coincidencia	20
1.6	Modelamiento de demanda.....	20
1.6.1	Modelamiento espacial de demanda eléctrica.....	20
1.6.2	Modelamiento espacial de demanda con software de análisis técnicos	20
1.6.3	Modelamiento de demanda por micro-áreas.....	20
1.6.4	Proyección de la demanda.....	21
CAPÍTULO 2 Desarrollo.....		22
2.1	Introducción	22
2.2	Sistema Eléctrico de EMELNORTE. S.A.....	22
2.2.1	Puntos de recepción del Sistema Interconectado	23
2.2.2	Sistema de subtransmisión	24
2.3	Demanda Actual EMELNORTE	24
2.4	Porcentaje de Crecimiento de Demanda.....	25
2.5	Distribución Espacial y Proyección de Demanda	25
2.6	Información topológica de redes primarias de EMELNORTE	26
2.7	Demanda coincidente del sistema Eléctrico EMELNORTE	26
2.8	CYMDIST	28

2.8.1	Distribución de carga y flujos de carga.....	28
2.8.2	Distribución de carga	28
2.9	ArcGis.....	30
2.9.1	Base de datos ArcGis	30
2.9.2	Ingreso de demandas de los transformadores	31
2.9.3	Designación de Áreas y micro-areas	32
2.9.4	Densidad de carga por micro-áreas	33
2.9.5	Asignación de Micro-áreas a una Subestación	33
2.10	Obtención de Centros de Carga	35
2.10.1	Centro de Carga	35
CAPÍTULO 3 Resultados		42
3.1	Resultados de las proyecciones.....	42
3.2	Ampliaciones de EMELNORTE año 2021	42
3.3	Ampliaciones EMELNORTE año 2025.....	44
3.4	Ampliaciones EMELNORTE año 2030.....	46
CONCLUSIONES		49
RECOMENDACIONES		50
REFERENCIAS		51

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Sistema Eléctrico de Potencia.....	1
Fig. 1.2. Tipos de subestaciones eléctricas.....	4
Fig. 1.3. Subestación Alpachaca, Tipo Intemperie	5
Fig. 1.4. Subestación Tipo Interior.....	6
Fig. 1.5. Subestación Móvil.	6
Fig. 1.6. Configuración de Barra Simple.....	7
Fig. 1.7. Configuración Doble Barra	8
Fig. 1.8. Configuración Doble Barra y Doble Interruptor	9
Fig. 1.9. Esquema básico de funcionamiento de un transformador eléctrico	10
Fig. 1.10. Interruptores en una subestación eléctrica	11
Fig. 1.11. Seccionadores	12
Fig. 1.12. Pararrayo de una Subestación	13
Fig. 1.13. Partes de un alimentador primario.....	15
Fig. 1.14. Alimentador primario radial.....	16
Fig. 1.15. Alimentador Primario Mallado.....	17
Fig. 2.1. Área concesionada de EMELNORTE.....	23
Fig. 2.2. Crecimiento demanda año 2015-2020, área de concesión EMELNORTE.....	25
Fig. 2.3. Previsión de demanda y tasa de crecimiento, plan de expansión 2020-2030.....	25
Fig. 2.4. Información Topológica de redes primarias EMELNORTE	26
Fig. 2.5. Herramientas del Software CYMDIS, “Distribución de carga y Flujos de carga”	29
Fig. 2.6. Selección por atributos	31
Fig. 2.7. Nueva Ventana Capas “Tramo MT Aéreo”, “Tramo Subtransmisión Aéreo” y “Subestaciones”	31
Fig. 2.8. Área de concesión EMELNORTE.....	32
Fig. 2.9. Designación de micro-areas.....	33
Fig. 2.10. Demandas de los flujos de los transformadores	33
Fig. 2.11. Calculador de campo para asignación de micro-areas	34
Fig. 2.12. Asignación de Micro-áreas a una S/E.....	34

Fig. 2.13. Centros de carga EMELNORTE 2021	36
Fig. 2.14. Centros de carga EMELNORTE 2025	39
Fig. 2.15. Centros de carga EMELNORTE 2030.....	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centrales de Generación de EMELNORTE.....	2
Tabla 1.2 Distribución de las empresas Eléctricas en el Ecuador	3
Tabla 2.1 Subestaciones de Distribución de EMELNORTE.....	24
Tabla 2.2 Demanda Máxima del año 2020.....	26
Tabla 2.3 Demanda coincidente de la Subestación ALPACHACA	27
Tabla 2.4. Demanda coincidente de la Subestación AJAVI	27
Tabla 2.5 Demanda coincidente de la Subestación CHOTA	27
Tabla 2.6 Demanda coincidente de la Subestación La ESPERANZA	27
Tabla 2.7 Demanda coincidente de la Subestación CAYAMBE	27
Tabla 2.8 Reporte de demandas en cargas Capacidad Nominal (CYME)	29
Tabla 2.9 Calculo coordenadas centros de centros de carga.....	35
Tabla 2.10 Coordenadas centros de carga proyección 2025.....	38
Tabla 2.11 Coordenadas de centro de carga	40
Tabla 3.1 Código de colores	42
Tabla 3.2 Centro de carga de las subestaciones del año 2020 y proyecciones de consumo para el año 2021.....	43
Tabla 3.3 Mejoras 2021 del sistema de EMELNORTE en la zona Sur.....	44
Tabla 3.4 Centro de carga de las subestaciones para el año 2025	45
Tabla 3.5 Mejoras 2025 del sistema de EMELNORTE en la zona Sur	45
Tabla 3.6 Centro de carga de las subestaciones para el año 2030	47
Tabla 3.7 Centro de carga de las subestaciones para el año 2030	47

RESUMEN

La siguiente investigación tiene como objetivo determinar los centros de carga de las subestaciones del área de concesión de EMELNORTE, para llevar a cabo el desarrollo de la investigación, se utilizó los datos de los 72 alimentadores de las subestaciones del área de concesión, implementando un análisis de las demandas presentes en los transformadores de distribución para obtener las condiciones de demanda máxima de cada alimentador que no sobrepasen la capacidad nominal, estas mediciones serán entregadas por parte del Departamento de Planificación, obteniendo las condiciones de demanda máxima de cada alimentador mediante la elaboración de diferentes distribuciones y flujos de carga con la ayuda de un software de simulación CYMDIST.

Finalmente, con los resultados acorde al plan de expansión para el año 2030 las subestaciones Ajavi y El Ángel se encontrarán sobrepasado las condiciones de la capacidad nominal, lo cual se debería aplicar una repotenciación a las subestaciones existentes o la construcción de una nueva subestación, para tener un sistema de distribución confiable y seguro para brindar un servicio eléctrico de calidad y continuo al usuario.

Palabras clave: Centros de carga, transformadores, subestaciones, demanda máxima, capacidad nominal.

ABSTRACT

The present study was developed with objective to determine the load centers of the substations in the EMELNORTE concession area. To carry out the investigation development, the 72 feeders' data of the concession substations area were used; subsequently, the demands present in the distribution transformers were analyzed in order to obtain the maximum demand conditions of the feeders not exceeding rated capacity. Afterwards, so as to obtain the maximum demand conditions of each CYMDIST feeder, the elaboration of different distributions and load flows will be carried out using simulation software.

Finally, according to the results delivered by the Planning Department and according to the expansion plan: for year 2030, the "Ajavi" and "El Ángel" substations will be exceeding the rated capacity conditions, for which a repowering of the existing substations or the construction of a new substation must be applied in order to have a reliable and safe distribution system, only then an electrical service could be provided continuous and quality to the user.

Keywords: Load centers, transformers, substations, maximum demand, rated capacity.

INTRODUCCIÓN

A.1 Contexto

Una de las preocupaciones a nivel mundial es el uso inadecuado de todo tipo de energía y especialmente la energía eléctrica, en vista de que día a día se incrementan los costos para su generación, además de que algunos métodos tienen un impacto ecológico considerable en nuestro medio ambiente por el uso de combustibles fósiles e hidrocarburos.

Se entiende por transmisión de energía eléctrica al transporte de esta desde los centros de generación (a través de las subestaciones) hasta los distintos centros de distribución para que llegue al consumidor final. Se caracteriza por la transferencia de potencia eléctrica a distancias relativamente grandes, con ayuda de sistemas de alta y media tensión. (Ramirez & Mendoza, 2017)

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En operación normal todas las maquinas del sistema operan en paralelo y la frecuencia en todo el SEP es constante.

Un sistema de distribución, incluye lo siguiente:

- Subestación principal de potencia,
- Sistema de subtransmisión
- Subestación de distribución,
- Alimentadores primarios,
- Transformadores de distribución,
- Secundarios y servicios.

Son elementos válidos para cualquier tipo de carga, tanto en redes aéreas como las subterráneas.

La carga, se refiere al pico de demanda diversificada o al pico de demanda coincidente, se considera que la carga pico de cada casa es de 15KVA, esta carga se prolonga por un tiempo dado, por ejemplo 15 minutos. La carga pico de las tres casas es menor que la suma aritmética de las tres demandas individuales, porque no son simultaneas, es decir no coinciden en el tiempo. La densidad de carga determina sumando las cargas comprendidas dentro del área servida y refiriendo a la unidad de área. (Juárez Cervantes, 1999)

Los costos en la logística de centros de distribución son necesarios como herramientas de planeación y organización en la cadena de suministro, en la cual se requieren

elementos que ayuden a la generación de valor con el objetivo de mantener unas utilidades que garanticen la permanencia del ente económico en los competitivos mercados de la economía, esta obra trata de la importancia de la aplicación de los costos en el transporte de las cargas desde un punto de origen hasta un punto de llegada, con ayudas de figuras que hacen más didáctica la enseñanza de los costos de la logística de centros de distribución.

El transformador es una maquina eléctrica estática de inducción electromagnética, encargada principalmente, de transformar unas magnitudes determinadas de tensión e intensidad alternas, en otras de distinta magnitud. Según el sentido de la intensidad que circula a través del transformador se tiene que el devanado por donde entra la intensidad se denomina "Primario" y el devanado por donde sale la intensidad se denomina "Secundario". (Balbás, 2017)

En circuitos de ca la corriente y el voltaje fundamentales producen potencia fundamental, esta es la potencia útil que hace que un motor gire y un horno de arco se caliente. (Navarro Salas, 2007)

El flujo de carga consiste en el cálculo de la tensión en modulo y ángulo en cada nudo de un sistema de potencia en condiciones estacionarias. como resultado del cálculo también se obtiene los flujos de potencia actica y reactiva entrantes y salientes del sistema. (Vargas Salgado, Cañas Peñuelas, & Alcázar Ortega, 2020)

La mayor o menor oposición de un material al paso de la corriente eléctrica se denomina resistencia eléctrica o simplemente resistencia. Esta resistencia es propia de cada material y depende de una característica intrínseca denominada resistividad.

En los sistemas de corriente continua, los valores de la intensidad y de la tensión son constantes e invariable en el tiempo. Así, la intensidad de corriente se define como un flujo continuo de electrones a través de un conductor y siempre en la misma dirección, en corriente continua las tres magnitudes fundamentales de la electrotecnia, la intensidad de la corriente eléctrica, la tensión y la resistencia están relacionadas entre si por la conocida Ley de Ohm. (Carpio Ibañez, 2013)

Mientras que las sobretensiones producidas por el impulso de rayo de magnitud 100 KA se puede deducir que produce serios daños tanto a los equipos de la subestación como a la cadena de aisladores de amarre y de suspensión que se ubican en las torres. Los daños son producidos en la fase impactada ya que en 1a fase inducida la máxima sobretensión que se genera, tiene un margen de seguridad cuarenta por ciento (40%) por debajo del mínimo aislamiento que posee el equipo. (Dávila, 2010)

El sistema eléctrico está formado por todos los elementos que componen la enorme red de conductores y todos los elementos auxiliares que tienen por objetivo el suministro eléctrico a particulares y empresas.

Redes de distribución en baja tensión (BT). En zonas de elevada densidad la distribución se realiza en baja tensión. De este modo, la energía eléctrica que llega a nuestros domicilios se encuentra ya preparada para su consumo doméstico y no necesita ningún tipo de adaptación. ° Redes de distribución en alta tensión (AT). En caso de necesidad de suministro eléctrico en una zona aislada donde la demanda no sea demasiado elevada, las empresas eléctricas distribuyen la energía en alta tensión y ofrecen el servicio en condiciones que deben ser modificadas para su consumo doméstico. En este caso, será el usuario quién deberá transformar la tensión de suministro a niveles de baja tensión a través de un centro de transformación de su propiedad. (Iglesias Estradé, 2014)

La energía eléctrica se produce en centrales de generación, se transporta a áreas de consumo mediante la red de transporte y se distribuye dentro de las distintas áreas de consumo mediante redes de distribución. Normalmente, y por razones de seguridad, el consumo tiene lugar en baja tensión. La mayoría de los consumidores reciben la energía eléctrica mediante redes de baja tensión conectadas a las redes de distribución.

Un sistema de energía eléctrica trabaja bajo la supervisión continua de un sistema de control y protección a efectos de mantener el equilibrio dinámico generación-consumo y solventar los problemas relacionados con la integridad del sistema, como son las faltas en las líneas o las averías en las centrales de producción.

La producción de energía eléctrica se realiza en media tensión por limitaciones en el aislamiento de los alternadores, se transporta en alta tensión para minimizar las pérdidas en el transporte, se distribuye en media tensión por razones económicas y de minimización de pérdidas, y en núcleos urbanos. (Conejo, 2007)

Las centrales de generación producen energía eléctrica a partir de alguna fuente de energía primaria. Precisamente, la fuente de energía primaria utilizada permite una clasificación de las centrales de generación de energía eléctrica, a saber:

Centrales térmicas, que queman un combustible fósil (carbón, fueloil o gas) para producir vapor que, como en el caso de las centrales nucleares, permite generar energía eléctrica mediante un conjunto turbina de vapor-alternador, la estructura de las centrales que emplean un conjunto turbina de vapor-alternador para producir energía eléctrica.

Centrales hidráulicas, que emplean la energía potencial del agua almacenada en un embalse (centrales de embalse) o la energía cinética de la corriente de un río (centrales de agua fluyente) para producir energía eléctrica mediante una turbina hidráulica.

Centrales de energía renovable, que emplean energía que la naturaleza renueva continuamente. Además de las centrales hidráulicas ya mencionadas, cabe destacar las centrales eólicas y las solares. (Conejo, 2007)

Una subestación de alta tensión esta por lo general dividida, en tres sectores: El primero, conformado por los equipos del patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo, Un segundo nivel, nivel de control de bahía, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación (numérica o convencional) como lo son: armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición. Y un nivel superior, nivel de control de subestación, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como: control local de la subestación, comunicación, y manejo de los servicios auxiliares. (CONTRERAS, 2002)

A.2 Planteamiento del problema

La energía es imprescindible para el crecimiento de la sociedad y el desarrollo económico, el consumo de energía ha aumentado de forma constante, en la medida en que el nivel de vida de nuestra sociedad, cantidad de población, dependencia de los equipos eléctricos y electrónicos se ha incrementado. Dentro del sector eléctrico, las redes de distribución forman una parte muy indispensable dentro de los sistemas de potencia, ya que toda la potencia que se genera tiene que ser distribuida entre los diferentes tipos de consumidores dispersos geográficamente a nivel nacional, por lo cual la ubicación de las subestaciones de distribución adquiere una mayor importancia en vista que deben ser estratégicamente localizadas con la finalidad que cubrir adecuadamente diferentes poblaciones y mantener niveles de calidad de la energía adecuados.

Los transformadores cuentan el nivel de operación y en diferentes sectores no deben estar trabajando en condiciones de demanda máxima lo cual generan costos a la empresa. Optando por realizar un estudio de cargas para cambiar el nivel de los transformadores.

A.3 Formulación del problema

¿Como determinar los centros de carga de las subestaciones mediante la utilización de las demandas máximas de los alimentadores y softwares especializados de simulación como también de georreferenciación?

A.4 Justificación del trabajo

Para el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea de optima complacencia se realiza mejoras al sistema de distribución, las adiciones deben ser técnicamente apropiadas y razonablemente económicas. Su alto costo de inversión y su proximidad con el consumidor hacen que el sistema de distribución obtenga importancia y requiera de la debida atención. El objetivo es identificar la demanda y por ende las poblaciones que deben ser asignadas a una subestación existente o proyectada, evitando sobrecarga en los transformadores de potencia y manteniendo niveles adecuados de calidad de servicio como también del producto.

A.5 Alcance

Para la determinación del centro de carga de las subestaciones del área de concesión de EMELNORTE, se va a implementar un análisis de las demandas presentes en los transformadores de distribución para obtener las condiciones de demanda máxima de cada alimentador mediante la realización de diferentes distribuciones y flujos de carga con la ayuda de un software de simulación, se llevara a cabo el análisis de los 72 alimentadores que se encuentran dentro del área de concesión de EMELNORTE, posteriormente se importa la ubicación georreferenciada de los transformadores con su respectiva demanda, lo que permite calcular la potencia aparente por área de una determinada dimensión para finalmente proceder a la determinación del centro de carga a partir de los sectores asignados a cada subestación de distribución.

Con un estudio se logrará determinar las cargas que los transformadores estarían trabajando, analizando los factores que pueden incidir en la expansión o cambio de nivel los transformadores.

A.6 Viabilidad del trabajo

El proyecto es viable, ya que si entra en funcionamiento puede ayudar a la empresa a disminuir costos.

A.7 Objetivo General

- Determinar el centro de carga de las subestaciones de EMELNORTE a partir de simulaciones de flujos de carga y asignación de la demanda a los transformadores de distribución georreferenciados, para procesos de planificación.

A.8 Objetivos Específicos

- Describir el funcionamiento de las subestaciones, los centros de carga y alimentadores.
- Determinar la carga de los transformadores de distribución para las condiciones de demanda máxima en los alimentadores a través de simulaciones de flujo de carga.
- Calcular el centro eléctrico de las subestaciones a partir de la asignación de la carga por zonas en diferentes condiciones del plan de expansión EMELNORTE.

CAPÍTULO 1

Marco Teórico

1.1 Sistema Eléctrico de Potencia

De acuerdo (BROKEING & PALMA, 2018)“Un sistema eléctrico de potencia es considerado como una red de elementos eléctricos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica bajo ciertas condiciones técnicas garantizando la calidad del servicio que es entregado al usuario final.” En la Figura 1.1 se puede observar las etapas que lo conforman.

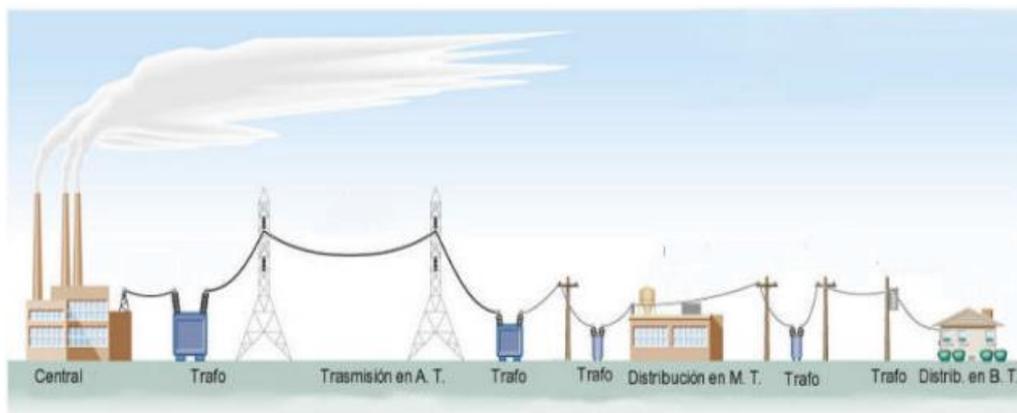


Fig. 1.1. Sistema Eléctrico de Potencia
Fuente: (Castillo, 2016)

1.1.1 Sistema de Generación

“Se obtiene energía eléctrica mediante la conversión de otro tipo de energía utilizando maquinas eléctricas rotatorias, generadores síncronos o alternadores, entre las principales fuentes de energías tenemos: hidroeléctricas, geotérmicas, termoeléctricas, solares, eólicas, etc. dentro de un sistema eléctrico” (VASQUEZ, 2014)

En la entrada del sistema, la energía que se encuentra disponible en la naturaleza es transformada de diversas formas (hidráulica, eólica, por combustión de fósiles, nuclear, solar, geotérmica) en energía eléctrica. (CARAKENIO, 2019)

1.1.1.1 Centrales de generación con fuentes de energía renovable

En 2020, la potencia nominal a nivel nacional fue 8.712,29 MW; de los cuales, 5.299,09 MW (60,82 %) corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3.413,21 MW (39,18 %) a centrales con fuentes de energía no renovable.

Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2020 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás.

De la capacidad total instalada predominan, entre las de tipo renovable, las centrales hidroeléctricas con 5.098,75 MW (96,22 %). Estas centrales se encuentran instaladas en tres

regiones del Ecuador: costa (2 provincias), sierra (9 provincias) y amazonia (4 provincias). (ATLAS, 2020)

1.1.1.2 Centrales de generación con fuentes de energía no renovable

Estas centrales utilizan combustibles fósiles (derivados de petróleo y gas natural) como fuente energética para generar electricidad; al 2020, se registraron 3.413,21 MW de potencia nominal a nivel nacional.

Las centrales de generación con fuentes de energía no renovable se encuentran instaladas en las cuatro regiones del Ecuador: costa (6 provincias), sierra (6 provincias), amazónica (5 provincias) e insular. Al 2020, las regiones con mayor capacidad instalada fueron: costa con 1.720,09 MW; y, amazónica con 1.409,96 MW.

En Guayas se encuentran varias centrales térmicas cuya potencia representa 805,21 MW. Asimismo, en Orellana se dispone de generación térmica con 783,18 MW de potencia nominal, que corresponde a empresas auto generadoras dedicadas a actividades petroleras.

Las centrales térmicas que utilizan motores de combustión interna (MCI) tuvieron una potencia nominal de 2.029,74 MW para el 2020; seguidas de centrales de turbogás con 921,85 MW y centrales de turbovapor con 461,63 MW. (ATLAS, 2020)

EMELNORTE S.A cuenta con 4 centrales de generación hidroeléctrica las cuales se encuentran en las provincias de Imbabura y Carchi generando alrededor de 44250,13 Mega Watts por hora como muestra en la tabla 1.1.

NOMBRE	UBICACIÓN	Nº DE GRUPOS	POTENCIA EFECTIVA kW	ENERGÍA GENERADA 2020 (MWh)
Ambi	Imbabura	2	8.000	44250,13
Buenos Aires	Imbabura	1	980	
San Miguel de Carchi	Carchi	1	2.950	
La Playa	Carchi	1	1.300	

1.1.2 Sistema de Transmisión

La transmisión eléctrica en el Ecuador se efectúa mediante el Sistema Nacional Interconectado (SNI), en los cuales los voltajes fijados en el Ecuador son 138, 230 y 500 kV, en los centros de generación. Las líneas de transmisión son los encargados de llevar la energía eléctrica a los siguientes sistemas. (Farinango, 2019)

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está conformado por subestaciones y líneas que operan a voltajes de 500 kV, 230 kV y 138 kV. Esta infraestructura pertenece a la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric y a centros de generación que se interconectan directamente con el sistema de transmisión. En 2020 se incorporan las líneas de 138 kV, Santo Domingo - La Concordia, La Concordia - Pedernales, La Concordia - Quinindé con

longitud total de 160,20 km y la línea en 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta con 41 km. (ATLAS, 2020)

1.1.3 Sistema de Distribución

El sistema de distribución eléctrica incluye todos los elementos de transporte de la energía eléctrica desde las subestaciones primarias, donde los niveles de voltaje se reducen a niveles de distribución, hasta los transformadores de distribución de acuerdo con el nivel de voltaje que comprende de 13,8 y 22 kV en MV y 120/240V monofásico en BV monofásico y 127/220V en trifásico hasta llegar al consumidor final. (FARINANGO, 2019)

Los 257.215,30 km² de superficie territorial del Ecuador están divididos en 20 áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica. De las cuales, 11 áreas están asignadas a las Unidades de Negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP); y, 9 a las empresas eléctricas, como se detallan en la TABLA 1.2. (ARCONEL, 2018)

Empresa	Sección	Área (km ²)	% de participación en las provincias	% de participación total
CNEL	CNEL-Sucumbíos	38.517,82	14,97	45.05
	CNEL-Esmeraldas	15.526,49	6,04	
	CNEL-Sto. Domingo	12.894,11	5,01	
	CNEL-Manabí	10.909,04	4,24	
	CNEL-Guayas Los Ríos	10.354,14	4,03	
	CNEL-El Oro	6.731,86	2,62	
	CNEL-Santa Elena	6.487,26	5,52	
	CNEL-Milagro	5.025,53	1,95	
	CNEL-Bolívar	4.038,86	1,57	
	CNEL-Los Rios	4.009,97	1,56	
	CNEL-Guayaquil	1.382,89	0,54	
Empresas Provinciales	E.E. Ambato	14.787,30	16,25	54.95
	E.E. Centro Sur	30.273,40	11,77	
	E.E. Sur	22.787,55	8,86	
	E.E. Quito	13.399,10	5,21	
	E.E. Norte	11.862,10	4,61	
	E.E. Galápagos	8.233,11	3,20	
	E.E. Riobamba	5.964,41	2,32	
	E.E. Cotopaxi	5.880,14	2,29	
	E.E. Azogues	1.150,21	0,45	
Total	257.215,30		100	

1.2 Teoría de las Subestaciones

1.2.1 Subestación de distribución

Las subestaciones de distribución son las encargadas de transformar (reducir) la energía proveniente de las redes de subtransmisión y es a partir de esta que se originan los alimentadores primarios.

1.2.1.1 Funciones principales de las Subestaciones

Las subestaciones eléctricas son parte integral de un sistema de potencia y forma eslabones importantes entre las centrales de generación, los sistemas de transmisión, los sistemas de distribución y las cargas o usuarios, sus funciones principales son las siguientes:

- Alimentar o proporcionar la potencia eléctrica requerida por los consumidores en forma continua e ininterrumpida.
- Cubrir geográficamente lo máximo que requiere el suministro de la red.
- Dar la máxima seguridad del suministro.
- Acortar lo más posible la duración de las fallas.
- Contribuir a la máxima eficiencia de las plantas y de la red.
- Alimentar la potencia eléctrica dentro de los límites especificados de voltaje (GIMENEZ, 2017)

Por tanto, la función fundamental de las subestaciones es transformar los niveles de voltaje minimizando las posible fallas y tiempo elevado de desconexión, brindando seguridad a los usuarios y proporcionando la potencia requerida.

1.2.1.2 Tipos de subestaciones eléctricas

En esta sección se presenta una relación de subestaciones eléctricas con enfoques de: operación, servicio, construcción y niveles de voltaje. Este planteamiento se visualiza en la Figura 1.2, en donde se combinan entre ellas en cuanto a su aplicabilidad, razón por la cual sus definiciones se hacen extensas. El presente trabajo de investigación, abordará las de tipo primario reductora en intemperie. Sin embargo, se definirán otras representativas.

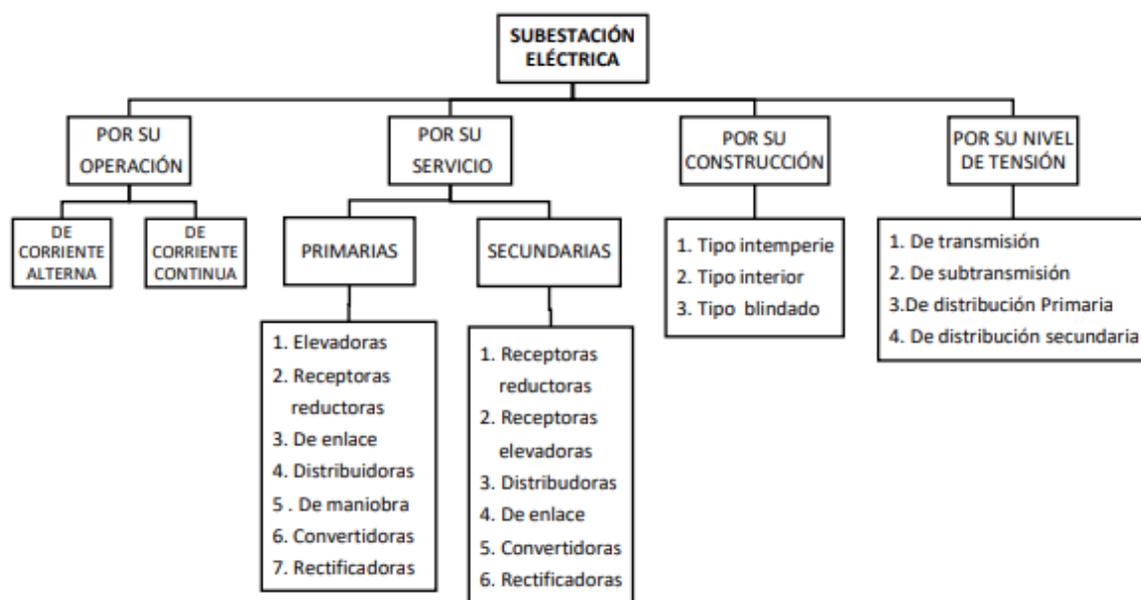


Fig. 1.2. Tipos de subestaciones eléctricas
Fuente: (BELTRAN , 2019)

Subestación eléctrica de corriente alterna

Son las encargadas de transformar y transportar energía eléctrica solo de corriente alterna, este tipo de subestación es la más utilizada a nivel mundial y especialmente en Ecuador, comprende voltajes de 250kV, 230kV, 138kV, 69kV, 46kV y 22kV. (BELTRAN , 2019)

Subestación eléctrica de corriente continúa

Este tipo de subestación sirve para rectificar la corriente alterna en corriente directa, se usan de gran capacidad para la transmisión de corriente directa utilizando para la rectificación de tiristores e IGBTs (transistor bipolar de puerta aislada). Las de baja capacidad se usan principalmente en la industria. (BELTRAN , 2019)

Subestación tipo intemperie

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y maquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alto Voltaje (Figura 1.3). (BELTRAN , 2019, pág. 8)



Fig. 1.3. Subestación Alpachaca, Tipo Intemperie
Fuente: (EMELNORTE, 2013)

Subestación tipo interior

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias. (Figura 1.4) (BELTRAN , 2019, pág. 8)



Fig. 1.4. Subestación Tipo Interior
Fuente: (BELTRAN , 2019)

Subestación móvil

La subestación móvil prefabricada de alta (AV) y medio voltaje (MV) es una alternativa a la subestación convencional. Consiste en una solución ideal para la construcción de una o más bahías de línea o transformación, en forma transportable: los componentes se instalan en semirremolques “skid”. (CR Technology, 2020)

Estos equipos son de utilidad indispensable y de carácter preeminente, en zonas que cuentan con dificultad de acceso y geográficamente alejadas, son plenamente empleados en la mayoría de los casos en la minería, o en requerimientos puntuales para alimentar cargas de subestaciones fijas de distribución de energía, ya sea por mantenimiento o por ampliación. (Figura 1.5)



Fig. 1.5. Subestación Móvil.
Fuente: (BEMONDE, 2013)

Ecuador cuenta con 3 subestaciones móviles de 138/69 kV y una de 230/69 kV, las cuales se las utiliza para operar de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.

1.2.1.3 Configuración Eléctrica de las Subestaciones

Se debe emplear un análisis de cantidades adecuadas de interruptores y seccionadores acorde a la norma de distancias mínimas y por ende de las conexiones requeridas, tomando en cuenta una futura ampliación. Garantizar la seguridad de usuarios evitando interrupciones en el servicio, disponiendo de medios necesarios para realizar el mantenimiento adecuado en las líneas.

A continuación, se detallan las configuraciones de barras más comunes, dispuestas desde menor a mayor fiabilidad:

Barra Simple (Interruptor sencillo)

- Distintas líneas o transformadores conectados a un nudo, que es la barra.
- Se utiliza en instalaciones pequeñas y de poca potencia.
- Instalación simple y maniobra sencilla.
- El suministro puede ser interrumpido fácilmente.
- No existe separación de salidas al ser una única barra (FERNANDEZ, 2018)

En la Figura 1.6 se observa una barra simple.

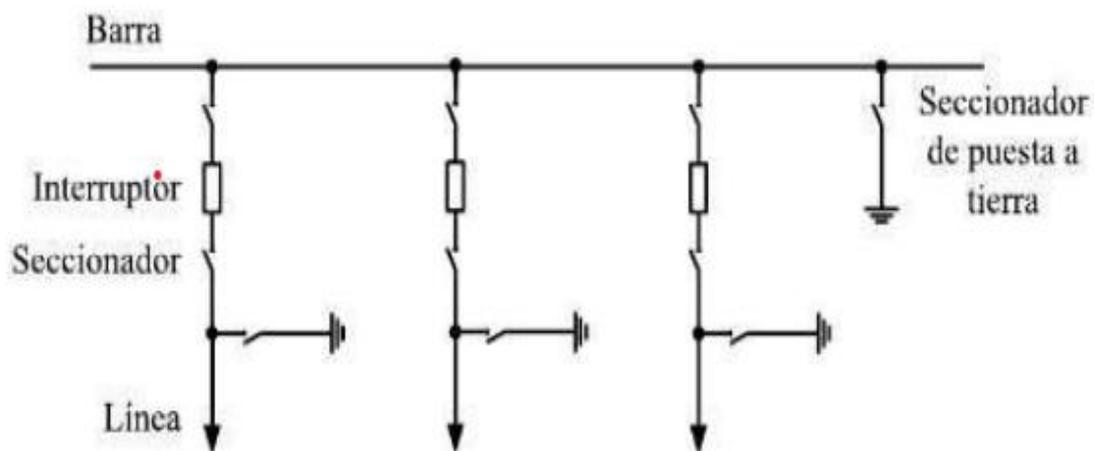


Fig. 1.6. Configuración de Barra Simple
Fuente: (FERNANDEZ, 2018)

Doble Barra. (Interruptor simple)

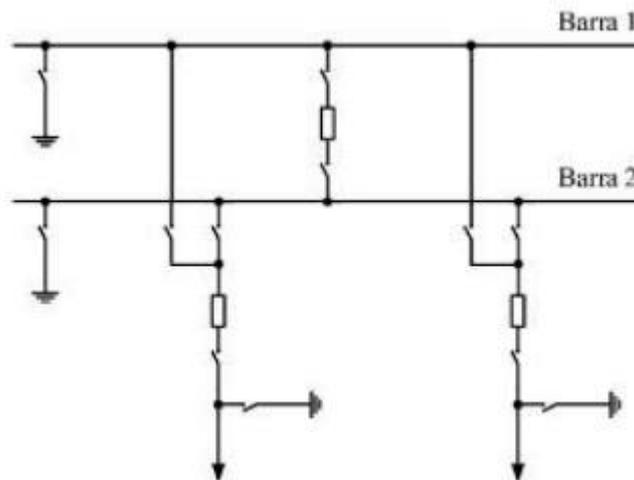


Fig. 1.7. Configuración Doble Barra
Fuente: (FERNANDEZ, 2018)

Esta configuración es flexible y confiable pues permite separar circuitos en cada una de las barras. No es segura cuando se presentan fallas en barras e interruptores. Es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio. Dada su flexibilidad, se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación. (WORDPRESS, 2017, pág. 12)

(Figura 1.7) Permite la conexión de nuevas barras donde estas deben estar diseñadas para soportar cualquier evento, donde una sola barra debería alimentar a todas las bahías de línea de subestación.

Doble barra y Doble interruptor

En esta configuración se duplican tanto las barras como los interruptores de cada circuito. Presenta la mayor seguridad tanto por falla en barras como en interruptores. Da gran libertad para la operación, para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la mayor seguridad cada circuito se debe conectar a ambas barras o sea todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas. Es la más costosa de todas las configuraciones a expensas de su seguridad desde el punto de vista del suministro, por lo cual su adopción en un caso particular requiere una justificación cuidadosa. (WORDPRESS, 2017, pág. 18)

En condiciones normales se podría localizar las dos barras, donde se puede dividir en partes iguales de circuitos en cada barra, donde en caso de presentarse una falla en una de las barras, solo la mitad de la subestación se pueda suspender o salir de servicio. (Figura 1.8)

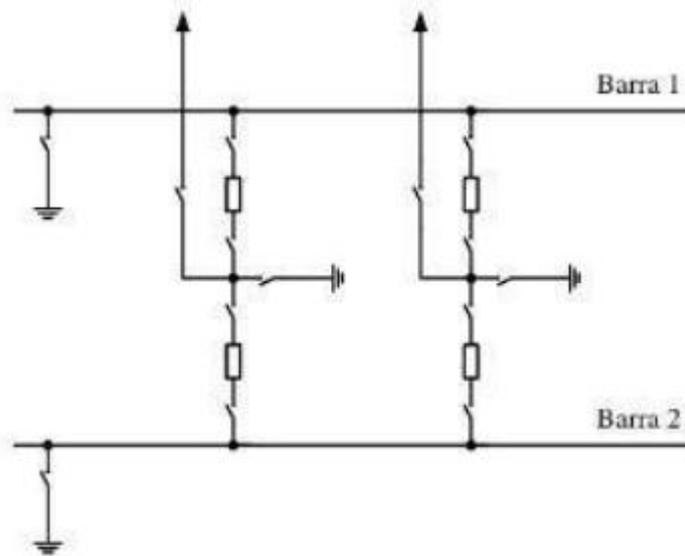


Fig. 1.8. Configuración Doble Barra y Doble Interruptor
Fuente: (FERNANDEZ, 2018)

1.2.1.4 Elementos principales de una subestación

En la mayoría de las Subestaciones del Tipo Convencional tipo industrial se encuentran, además de las estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto denominado "elementos principales de la subestación".

Equipo de campo

Son elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones, generalmente a la intemperie, estando expuestos a las condiciones ambientales. Son estos:

- Transformador de Corriente (TC).
- Transformador de Potencial (TP).
- Transformador de Potencia.
- Interruptor (Frente vivo - Frente muerto).
- Seccionador (Pantógrafo).
- Pararrayos (AP).
- Trampa de onda (T.O.).
- Herrajes y Estructuras.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo, Campo de Línea, Bahía de Transformador. (GIMENEZ, 2017)

Equipo de tablero

Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en el cuarto de control y soportados por los tableros de la subestación. Su función es facilitar la supervisión y manejo de la subestación, por parte del operador,

actualmente este tipo de enfoques se está cambiando por la automatización de Subestación, donde en un 100% la misma puede ser monitoreada y controlada a distancia desde los Centros de Operación y Control. (GIMENEZ, 2017)

Transformador Eléctrico

Un transformador es un elemento que transfiere energía de un circuito a otro, utilizando el principio de la inducción electromagnética. Los transformadores son básicamente, circuitos magnéticos de dos bobinas que convierten energía eléctrica de un nivel de voltaje y corriente a otro nivel de voltaje y corriente diferente, gracias al distinto número de vueltas de cada uno de los enrollados y al flujo común, variable en el tiempo, que ambos enlazan. Si se reduce el voltaje, se denomina transformador reductor y si lo incrementa, transformador elevador. (PEREIRA, 2017, pág. 3)

Funcionamiento de los transformadores eléctricos

Los transformadores se basan en la inducción electromagnética. Al aplicar una fuerza electromotriz en el devanado primario, se origina un flujo magnético en el núcleo de hierro. Este flujo viajará desde el devanado primario hasta el secundario. Con su movimiento originará una fuerza electromagnética en el devanado secundario.

Según la Ley de Lenz, la corriente debe ser alterna para que se produzca esta variación de flujo. El transformador no puede utilizarse con corriente continua. (Figura 1.9) (ENDESA, 2019)

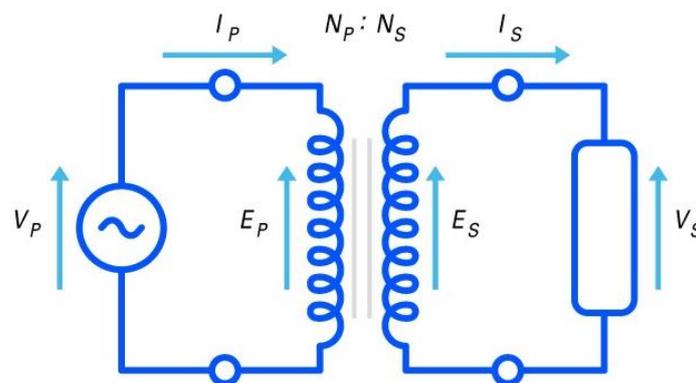


Fig. 1.9. Esquema básico de funcionamiento de un transformador eléctrico
Fuente: (ENDESA, 2019)

1.2.1.5 Interruptores

Son los únicos elementos de conexión y desconexión de la potencia en las subestaciones. Este corte puede ser producido por una orden voluntaria de un operador (apertura) o por una orden de protección dada por un relé (disparo). En el primer caso se cortarían, en general, la intensidad inferior a la nominal y en el segundo la intensidad de defecto (intensidad de cortocircuito) (Figura 1.10). (FERNANDEZ, 2018)



Fig. 1.10. Interruptores en una subestación eléctrica
Fuente: (ABB, 2020)

Interruptor (intervención).

Es un aparato mecánico de conexión capaz de establecer, de soportar y de interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito y, eventualmente, otras condiciones específicas de sobrecarga en servicio, así como de soportar, durante un tiempo determinado, corrientes en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito. (TRASHORRAS, 2015, pág. 158)

Interruptor automático. - (eliminar defectos)

Es un aparato mecánico capaz de establecer, de soportar y de interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito, así como de establecer, de soportar durante un tiempo especificado y de interrumpir corrientes en condiciones tales como las de cortocircuito. (TRASHORRAS, 2015, pág. 158)

Marcación del Interruptor

El interruptor debe ser rotulado sobre la parte externa del mismo dispositivo de manera permanente, claramente visible y legible con los siguientes datos:

- Corriente nominal.
- Indicación de las posiciones de abierto y cerrado.
- Voltaje de operación nominal.
- Capacidad de interrupción de cortocircuito, para cada valor de voltaje nominal.
- Terminales de línea y carga.

Fallas de un interruptor

No obstante, una falla de interruptor puede ser ocasionado por fusibles o componentes de protección defectuosa, falla de la bobina de desconexión, falla de los eslabones de

desconexión del interruptor automático o falla del mecanismo del interruptor de corriente automático. A su vez, los dos tipos básicos de fallas, se describen a continuación y son:

- 1) Falla mecánica
- 2) Falla eléctrica

La falla mecánica ocurre cuando el interruptor automático no mueve la siguiente recepción de una orden de desconexión, como resultado de la pérdida de alimentación de CD de desconexión, la falla de la bobina de desconexión o falla del eslabón de desconexión.

En cambio, la falla eléctrica ocurre cuando el interruptor automático se mueve en un intento, por despejar una falla al recibir la orden de desconexión, pero no corta la corriente de falla ocasionada por la operación defectuosa del interruptor de corriente en sí. (REYES, 2019)

1.2.1.6 Seccionadores

Su función es la desconexión de circuitos y/o partes de la instalación en condiciones de vacío, por seguridad y para aislamiento físico o mantenimiento. Existen varios tipos de cuchillas en cuanto a diseño se refiere, con variantes por aplicación por nivel de voltaje o funcionalidad, pero en general la mayoría de las variantes se encuentra en alto voltaje y extra alto voltaje, y su mayor efecto en el diseño de las subestaciones eléctricas, además del arreglo de barras de la subestación en las dimensiones físicas. Los seccionadores son interruptores de una subestación o circuitos eléctricos que protegen a una subestación de cargas eléctricas demasiado elevadas. (GIMENEZ, 2017)

Permite la desconexión de la red cuando se requiere trabajos ya se sea que se produjo una falla en alguna sección de la red eléctrica o por mantenimiento este sea preventivo o correctivo, brindando un nivel de seguridad en las operaciones de reparación o mantenimiento proporcionando un modo adicional de desconexión con los seccionadores. (Figura 1.11)



Fig. 1.11. Seccionadores

Fuente: (EMELNORTE, Manual de operación subestación Alpachaca 69 kV, 2013)

1.2.1.7 Pararrayos

Los pararrayos son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores, que limitan la amplitud del sobrevoltaje por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalances del sistema. Las funciones específicas del pararrayos son: reducir el sobrevoltaje peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado; y, operara sin sufrir daño por voltajes en el sistema y corrientes que circula. (JIMENEZ, 2016, pág. 24)

Su función específica se centra en la protección, como objetivo es atraer un punto de impacto controlado e impedir que descargue en un lugar no deseado o en las personas, como se observa en la Figura 1.12.

No obstante, todos los pararrayos llevarán una placa de características, que debe ser visible en las posiciones de servicio y montaje normal, en la que figurarán grabadas de forma inalterable los datos de especificaciones técnicas, por ejemplo:

- Nombre del fabricante o marca registrada.
- Año de fabricación
- Designación del tipo
- Número de serie 39
- Voltaje de servicio continuo kV.
- Clase de descarga de línea
- Corriente de descarga nominal kA.
- Voltaje y corriente de referencia kV.



Fig. 1.12. Pararrayo de una Subestación
Fuente: (OEIPOWER, 2016)

El rango de las corrientes del rayo se estima desde 2000 a 500000 Amperios. El propósito de la protección contra rayos es controlar, no eliminar, el fenómeno natural, encausándolo en forma segura. A un alto nivel de riesgo siempre corresponderá un alto nivel de protección.

En el impacto de un rayo se presenta un gran impulso de campo electromagnético que viaja con gran intensidad hasta 7 kilómetros, de tal manera que la mayor amenaza se debe a los efectos inducidos y radiados que producen acoplamientos en las instalaciones. (NEC, 2017)

Por lo que se refiere a la protección ante un desastre natural el pararrayo se fundamenta en controlar el fenómeno mas no eliminar, este lo encapsula encargándose de captar y canalizar de forma adecuada la descarga del rayo a tierra.

1.2.1.8 Malla a tierra

Es el enlace eléctrico de un conductor con la masa terrestre, esta acción se realiza mediante electrodos enterrados, adquiriendo una toma de tierra cuya resistencia de empalme consta de varios factores, tales como: profundidad de enterramiento, superficie de los electrodos enterrados, tipo de terreno, humedad y temperatura del mismo. (GARCIA & ZAMBRANO, 2017)

Según norma establecidas por el Código Eléctrico Nacional, correspondiente a puestas de tierra, los objetivos de toma a tierra son:

- Limitar el voltaje que con respecto a tierra.
- Asegurar la actuación de las protecciones.
- Eliminar el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Una instalación correctamente diseñada emplea normalmente materiales aprobados o certificados por las normas nacionales (o internacionales en algunos casos), estos materiales incluyen varios tipos de canalizaciones (tubos Conduit, coples, niples, buses-ducto) cables conductores, cajas de conexión, dispositivos de protección (fusibles, interruptores, entre otros). (GARCIA & ZAMBRANO, 2017, pág. 30)

Todos los equipos eléctricos, electrónicos, carcazas, gabinetes, racks y cualquier otro componente metálico de estos sistemas deben ser apropiadamente aterrizados de acuerdo a la norma ANSI/NFPA 70-250 (NEC), ANSI/TIA-607. (NEC, 2017)

Es decir, la puesta a tierra se debe emplear en todo lo que conlleva instalaciones eléctricas, con el fin de que se pueda producir una corriente de fuga e a través de cables que llegan directamente a los electrodos insertados en la tierra, evitando se generen fallas en los equipos.

1.3 Teoría de Alimentadores

1.3.1 Alimentador primario

Es un circuito de distribución al cual suministra energía desde un solo punto de la subestación; opera con el voltaje primario de distribución y cumple con la función de distribuir la energía por sus diversas derivaciones de acuerdo al área de servicio asignada a la subestación son los circuitos que recorren los sectores dentro del área de concesión de la empresa distribuidora hasta llegar a los transformadores de distribución, además están compuestos por troncales y ramales laterales. EMELNORTE S.A. utiliza los niveles de voltaje de 13,800/7960. (ROSETO, 2019)

1.3.1.1 Clasificación de alimentadores primarios de acuerdo con el tipo de red.

Según (Ramírez Castaño, 2004) Los alimentadores primarios pueden ser aéreos o subterráneos y cuentan con las siguientes partes principales:

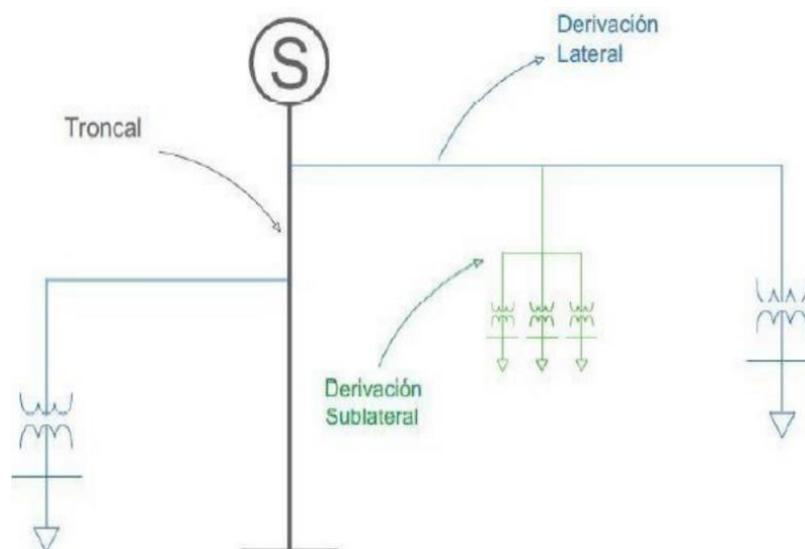


Fig. 1.13. Partes de un alimentador primario
Fuente: (ITAZ, 2019)

- **Troncal:** es la parte del alimentador donde se concentra la mayor circulación de corriente de todo el circuito.
- **Derivación lateral:** es un desvío que emerge desde la troncal y maneja menor corriente que en la troncal.
- **Derivación sublateral:** es una bifurcación que empieza a partir de la derivación lateral y será el circuito con menor capacidad ya que alimenta a pocos alimentadores. (ITAZ, 2019)

La forma de los alimentadores primarios en Ecuador puede ser variadas y las que se utiliza más son las siguientes:

1.3.1.2 Alimentador Primario Radial

Según (ITAZ, 2019), el alimentador primario empieza desde una subestación y en su recorrido no se transpone con una subestación u otro alimentador, de tal manera que la energía llega a varios transformadores individualmente como se muestra.

Este tipo de red cuenta con las mejores ventajas de construcción por la forma simple, sencilla de construir e instalar como también las ventajas económicas. Esta configuración es ideal para zonas rurales con bajas o medias densidades de carga y que abarquen grandes distancias. (Figura 1.14) (ITAZ, 2019)

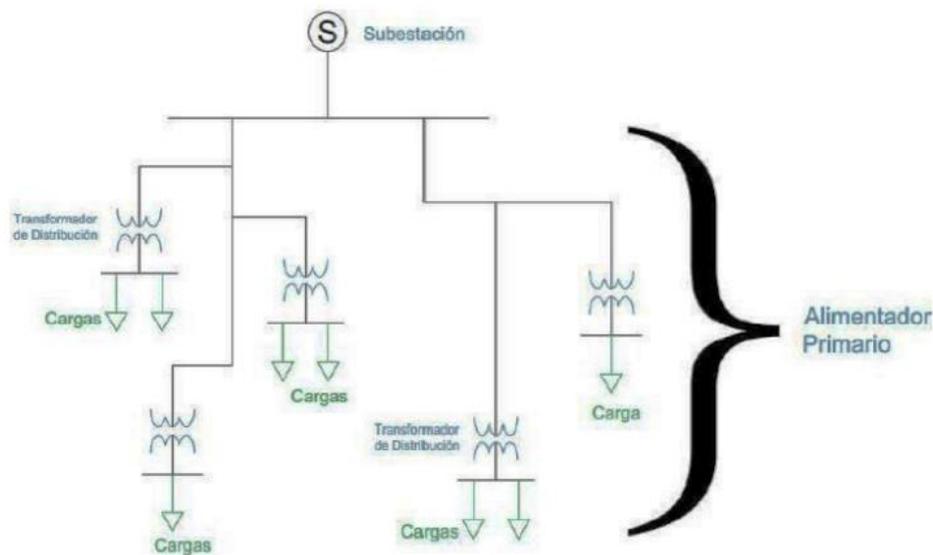


Fig. 1.14. Alimentador primario radial
Fuente: (ITAZ, 2019)

1.3.1.3 Alimentador Primario Mallado

El alimentador primario en malla presenta una mayor cantidad de interconexiones, esto mejora en gran medida la confiabilidad, pero obviamente el costo aumenta considerablemente y cuenta con mayor complejidad en protecciones ya que parte a partir de muchas interconexiones no únicamente de subestaciones y alimentadores adyacentes. La eficiencia de este tipo de red es mayor a los anteriores sistemas. (Figura 1.15) (ITAZ, 2019)

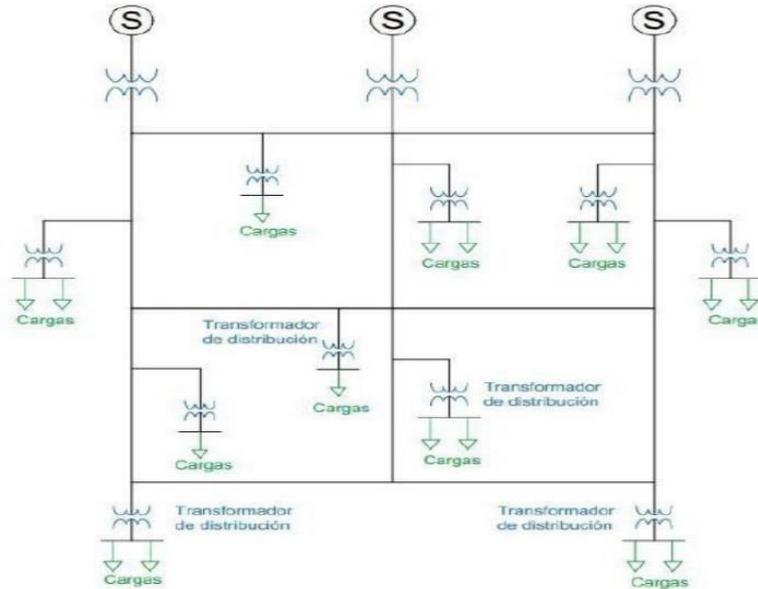


Fig. 1.15. Alimentador Primario Mallado
Fuente: (ITAZ, 2019)

1.3.2 Tipos de Carga en Alimentadores

Los alimentadores primarios cuentan con cargas lineales y cargas no lineales a lo largo del sistema de distribución.

1.3.2.1 Cargas lineales

Las cargas lineales son cuando se aplica un voltaje senoidal directamente a los tipos de cargas que pueden ser resistivas, inductivas, capacitivas o mixtas por lo que se genera una corriente senoidal de acuerdo con los componentes que integren podrán estar o no en fase con el voltaje. (RUGGERO, 2014)

- **Cargas resistivas:** la energía que requiere para funcionar puede ser transformada en energía calorífica o energía lumínica tales como lámparas incandescentes planchas y cocinas eléctricas.
- **Cargas inductivas:** están constituidas por bobinados que pueden generar campo magnético por medio de la corriente como por ejemplo motores balastos, transformadores entre otros.
- **Cargas capacitivas:** el principal componente son los capacitores, los cuales se encargan de almacenar energía en sus placas bimetálicas.
- **Cargas mixtas:** en un sistema eléctrico los circuitos cuentan con una combinación tanto de cargas resistivas con cargas inductivas o capacitivas. (ARCOS & CHICAIZA, 2015)

1.3.2.2 Cargas no lineales

La principal característica de las cargas no lineales es que la curva de voltaje – corriente de la carga donde el comportamiento nos indicara si es o no lineal y otra

característica que se debe tener en cuenta es que no todos los dispositivos semiconductores son no lineales. (RUGGERO, 2014)

1.3.2.3 Transferencia de carga entre dos alimentadores

El sistema de transferencia llega a ser un conjunto de elementos que alimenta cargas de dos o más fuentes distintas, siendo distinta la subestación analizada. Los sistemas de transferencia prometen mayor confiabilidad a la red de alimentación de energía eléctrica, debido a una falla, no causarían la pérdida total del circuito.

Para cumplir con el objetivo de mantener con servicio a la mayoría de usuarios en caso de ocasionar una falla en uno de los alimentadores o el propio transformador de potencia, para transferir la carga de una manera segura y confiable, se debe tener en cuenta ciertas condiciones, sea para la empresa distribuidora como para el usuario. (R. Proa & J. Maricela, 2015)

Su función principal, es el proceso donde un alimentador toma parte de la carga de un alimentador que pudo sufrir fallas o por múltiples circunstancias suspende el trabajo, dejando sin servicio a un grupo de usuarios, logrando evitar la pérdida total de un circuito.

1.4 Teoría de Centros de Carga

1.4.1 Centros de carga

El centro de carga es una ubicación ficticia, siendo un punto de equilibrio eléctrico en función de las distancias, donde hay mayor consumo que se acerca lo más posible a una subestación.

Se debe recordar que recordar que a mayor distancia se incrementa la longitud de los conductores, y por tanto también aumenta la caída de voltaje. Asimismo, se debe tener en mente que un lugar de difícil acceso no es una buena ubicación para el centro de carga, ya que se requiere control en caso de una urgencia.

Decidir la ubicación de un centro de carga resulta un dilema muy importante, ya que se debe considerar colocarlo en un punto estratégico o tomar en cuenta el diseño del lugar. Lo ideal sería conjugar ambos aspectos. Sin embargo, en la práctica esto no se puede conjugar tantas ocasiones como se desea. (IUSA, 2020)

1.4.2 Función de los centros de carga

El centro de carga (relacionado al centro de gravedad de fuerzas) es el punto (localización geográfica con coordenadas X y Y) resultante de todas las densidades de carga por micro áreas distribuidas espacialmente, donde se obtiene un equilibrio; el equilibrio no implica que es la mejor opción de operación del sistema.

Permite entender cómo se encuentran distribuidas las cargas, en cuales zonas son más densas o relacionadas con mayor demanda y con esto se tiene el esquema que permite redistribuir la carga para obtener mejores resultados para el sistema por medio de transferencias de carga o la necesidad de implementar nuevas subestaciones.

Poveda (2010) dice “El método de micro áreas, establece que la ubicación de una subestación de distribución se la determina mediante la densidad de carga eléctrica y este es el lugar óptimo para establecer caídas de voltaje uniformes en cada alimentador” (p.20). El centro de carga es importante para repartir la energía a los abonados mediante alimentadores primarios en condiciones similares de caídas de voltaje y cargabilidad, alrededor de la subestación.

1.5 Definición y caracterización de la demanda

1.5.1 Demanda

Es la representación de la cantidad de potencia que el consumidor adquiere durante una variable de tiempo, donde la demanda puede expresarse en kVA, kW, A. (ORELLANA & RAMON , 2017)

El Intervalo de Demanda más usual es de 15 minutos.

1.5.2 Demanda Máxima

Indica dentro de un periodo establecido la carga mayor que se puede obtener, por medio de ella se realizan estudios, demostrando las pérdidas de energía y potencia mediante la curva diaria típica, representando las caídas de voltaje en la red de distribución. (ORELLANA & RAMON , 2017)

1.5.3 Demanda diversificada (coincidente)

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).

1.5.4 Curva de demanda

El uso final de un dispositivo usualmente varía en el tiempo. Por ejemplo, el alumbrado público funciona después del atardecer hasta antes del amanecer. Algunos usos finales son bastantes estacionales y dependientes de la región de donde son utilizados. Este uso intermitente de los dispositivos produce que la demanda de energía eléctrica varíe en función del tiempo. (MAYORGA, 2018)

1.5.5 Carga instalada (KVA, MVA, kW o MW)

Se define como la sumatoria de las potencias nominales de las cargas conectadas a un sistema o a un subsistema. (RAMIREZ, 2000)

1.5.6 Factor de coincidencia

Se define como la relación entre la demanda máxima grupal, medida en el punto de alimentación, y la suma de las demandas máximas individuales que conforman el conjunto. (MAYORGA, 2018)

1.6 Modelamiento de demanda

1.6.1 Modelamiento espacial de demanda eléctrica

Modelar la demanda eléctrica de forma espacial se refiere a definir geográficamente la ubicación de la carga eléctrica, lo cual se hace de acuerdo al detalle de desagregación que se requiera; donde el nivel de detalle más utilizado por las empresas de distribución son las micro-áreas, en los cuales se recopilan los datos de consumo y demanda de una superficie geográfica limitada e invariable en el tiempo, para posteriormente realizar algún método de prevención de carga futura en cada micro-área, proporcionando un pronóstico de carga que es naturaleza geográfica. (MAYORGA, 2018)

Dentro de las empresas de distribución se poseen datos de demandas mensuales registrados a nivel de cabecera de los alimentadores primarios, los cuales cubren varios kilómetros cuadrados, es por ello que se requiere un método de asignación de esta demanda registrada a nivel de desagregación inferior. (MAYORGA, 2018)

1.6.2 Modelamiento espacial de demanda con software de análisis técnicos

Los programas computacionales de análisis técnico de redes eléctricas poseen algoritmos de distribución de carga, así como también estos programas permiten modelar las redes de distribución geográficamente, consiguiendo con estas dos características del software una asignación geo-referenciada de carga. (MAYORGA, 2018)

En Ecuador el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, homologó el software Cymdist para la realización de los análisis técnicos en las empresas distribuidoras. En este software existe la herramienta “Distribución de carga”, misma que asigna una porción de demanda medida en un punto de la red eléctrica a cada fase de cada tramo de carga existente aguas debajo de dicho punto de medición, según los kVA conectados o los kWh consumidos.

1.6.3 Modelamiento de demanda por micro-áreas

El primer paso de pre-procedimiento de datos es convertir datos de carga basados en transformadores o clientes, a datos de carga basados en micro-áreas. Para este fin los

softwares de modelamiento geográfico poseen herramientas de intersección espacial entre entidades geo-referenciadas. (MAYORGA, 2018)

Esta herramienta requiere realizar un procedimiento de la información de mediciones existentes en cabecera de los primarios para asociarlos a las micro-áreas de acuerdo al siguiente proceso:

1. Obtención de la información de medición de las demandas.
2. Validación de la información de medición de demandas.
3. Distribución de carga en el software técnico.
4. Obtención de información de cargas geo-referenciadas; esto puede ser a nivel de transformadores de distribución o clientes.
5. Integración de información de cargas geo-referenciadas en el sistema de información geográfico.
6. Intersección espacial de información de cargas a nivel de micro-áreas.

1.6.4 Proyección de la demanda

La proyección de la demanda es el resultado de la información recopilada, la cual nos da un pronóstico de la demanda que se presentara a futuro, pudiendo ser esta positiva o negativa de acuerdo al escenario en que se vaya invertir; “La inquietud de proyectar para conocer el futuro es intrínseca a todas las disciplinas” (ARGOTE-CUSI, 2015) por lo tanto realizar la estimación de la demanda permite tomar decisiones acertadas en el giro del negocio. Las proyecciones poblacionales también sirven para la administración empresarial ya que constituyen una fuerte herramienta para la planificación, por que brindan una estimación de las demandas futuras, lo cual genera una visión estratégica para poder satisfacer el crecimiento de la población. (GARCIA V. , 2014, págs. 229-256)

1.6.4.1 Importancia de la proyección

La proyección de la demanda se constituye en un pilar de gran importancia para la planificación presupuestaria y operativa en cualquier organización, porque gracias a esta herramienta se puede determinar el nivel de demanda que se puede obtener en los siguientes años y establecer las estrategias necesarias para cubrir toda la demanda: “De un buen pronóstico de la demanda de los productos terminados depende la planeación eficiente del abastecimiento, pues afecta la logística en general, así como las utilidades de la compañía” (VALENCIA , CORREA, DIAS, & RAMIREZ, 2014)

CAPÍTULO 2

Desarrollo

2.1 Introducción

La planificación de sistemas de distribución trata sobre el estudio del crecimiento de la demanda de la energía eléctrica, permitiendo establecer planes de expansión, considerando las normativas vigentes y las regulaciones que consideren dichos procedimientos, lo cual facilita determinar el lugar apropiado para la ubicación y construcción de una nueva subestación. En ciertos casos, en las subestaciones existentes permite realizar una repotenciación y reconfiguración ayudando a no sobrecargar la capacidad establecida.

Una adecuada planificación, se puede lograr la ampliación de un sistema, lo que garantiza el desarrollo de una red debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda. Por ello el crecimiento de la demanda establece la base para la planificación de escenarios a corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo al proyecto de expansión de la Dirección de Planificación de EMELNORTE. S.A, se utilizarán los valores reales de las demandas actuales, considerando también las proyecciones de constante crecimiento para calcular los centros de carga de las subestaciones consideradas para el año 2021, 2025 y 2030.

2.2 Sistema Eléctrico de EMELNORTE. S.A

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. es una entidad pública que brinda el servicio de distribución de energía eléctrica en el área de concesión correspondiente a la provincia de Imbabura con los cantones: Cotacachi, Ibarra, Antonio Ante, Otavalo, San Miguel de Urcuqui y Pimampiro, y el área de la provincia del Carchi que corresponde a los cantones: Montufar, San Pedro de Huaca, Mira, Bolívar, Espejo y Tulcán, además de la cobertura de los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha, y parte de la provincia de Sucumbíos.

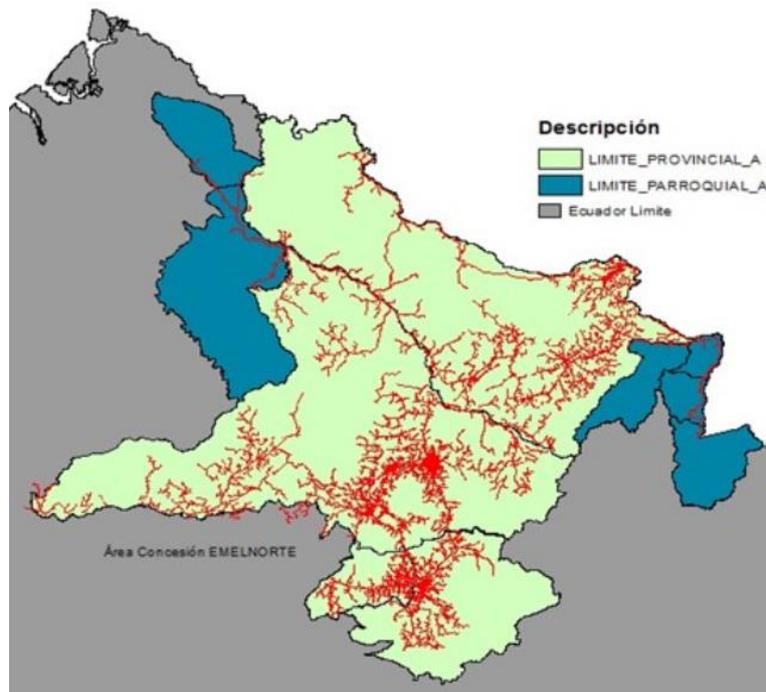


Fig. 2.1. Área concesionada de EMELNORTE
Fuente: E.E. NORTE

2.2.1 Puntos de recepción del Sistema Interconectado

EMELNORTE S.A en la actualidad toma la mayor parte de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado, por medio de dos puntos de interconexión, el primero ubicado en la parroquia San Antonio, Subestación Ibarra en la ciudad que lleva el mismo nombre y el segundo se encuentra en la subestación Tulcán en la misma ciudad, siendo administradas por CELEC EP Transelectric.

- **Subestación Ibarra**

De acuerdo a (CELEC EP, 2021) se encuentran instalados dos transformadores en paralelo de 33MVA, con una relación de transformación 138/69 kV, denominados ATR y ATQ (AT autotransformador, R y Q representa los nombres de los bancos), estos aportan alimentación al sistema de EMELNORTE en la parte centro y sur del área de concesión.

Bahías de salida del transformador ATQ:

- Otavalo
- Cotacachi
- Yachay

Bahías de salida de transformador ATR:

- Lafarge
- El Retorno
- Alpachaca

- **Subestación Tulcán**

Según (CELEC EP, 2021) la subestación Tulcán tiene una potencia instalada de 33 MVA, a un nivel de voltaje de 138/69 kV, perteneciente a TRANSELECTRIC, complementando la alimentación al sistema de EMELNORTE.

Bahías de salida de transformador ATQ:

- Tulcán
- San Gabriel
- San Miguel de Car

2.2.2 Sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión opera a un voltaje comprendido de 69kV a 13.8kV en el que se encuentran funcionando 16 subestaciones de distribución, con una capacidad instalada de 187.5 MVA, en la Tabla 2.1 se indica el detalle de las subestaciones.

Nº	S/E	Voltaje de Operación (kV)	Potencia Nominal (MVA)
1	Ajavi	69/13.8	10
2	Alpachaca	69/13.8	20
3	Atuntaqui	69/13.8	20
4	Cayambe	69/13.8	20
5	Cotacachi	69/13.8	10
6	El Ángel	69/13.8	2.5
7	El Chota	69/13.8	10
8	El Retorno	69/13.8	10
9	El Rosal	69/13.8	20
10	Esperanza	69/13.8	10
11	La Carolina	69/13.8	5
12	Otavalo	69/13.8	10
13	San Agustín	69/13.8	10
14	San Gabriel	69/13.8	10
15	San Vicente	69/13.8	10
16	Tulcán	69/13.8	10

El diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica EMELNORTE se encuentra adjunto en el ANEXO A

2.3 Demanda Actual EMELNORTE

A partir de mediciones en el área de Estudios Eléctricos perteneciente a la Dirección de Planificación, se obtiene la demanda máxima de energía eléctrica.

EMELNORTE determina su demanda energética actual y con datos históricos de consumo tomados desde los registros de potencia obtenidos desde los medidores ION instalados en cada una de las subestaciones de la empresa y de todas las cargas conectadas en el área de concesión, siendo las cargas más representativas las de nivel industrial: UNACEM, ECUAJUGOS e IANCEN.

2.4 Porcentaje de Crecimiento de Demanda

EMELNORTE tuvo un crecimiento de usuarios del 3% con respecto al 2019 y se proyectó con un porcentaje de crecimiento del 5% para el 2021. De igual forma tiene proyectos de distribución y alumbrado público que contribuyen al incremento de la demanda.

La tasa de crecimiento anual, es un parámetro fundamental para la realización de una planificación de un sistema de distribución, ya que permite evitar la subestimación o sobreestimación de las demandas futuras.

Para establecer la situación actual de la demanda y obtener su proyección, se trabajó con la tasa de crecimiento del 2,5% tomando como referencia los años desde el 2015 hasta el 2020 como lo indica en la Figura 2.2, para establecer una proyección en el plan de expansión 2020-2030, representado en la Figura 2.3.



Fig. 2.2. Crecimiento demanda año 2015-2020, área de concesión EMELNORTE
Fuente: Autor (Datos Dirección de Planificación EMELNORTE)



Fig. 2.3. Previsión de demanda y tasa de crecimiento, plan de expansión 2020-2030
Fuente: Autor (Datos Dirección de Planificación EMELNORTE)

2.5 Distribución Espacial y Proyección de Demanda

Para este estudio se emplea la demanda máxima anual, esto es, el valor promedio de las demandas registradas en los 12 meses del año, con el fin de conocer la fecha y hora a lo que se produjo la máxima demanda coincidente.

Las mediciones a nivel de cabecera serán los datos principales para poder realizar el cálculo de la demanda máxima del sistema. Para este estudio se utilizó la demanda anual máxima correspondiente, en base a la información disponible en la Dirección de Planificación de EMELNORTE S.A.

2.6 Información topológica de redes primarias de EMELNORTE

En los softwares de análisis técnico, se necesita que los datos topológicos de las redes eléctricas se encuentren en bases de datos geo-referenciados.

La información se puede generar en una vista geográfica, la cual ayuda a definir la localización de las cargas existentes; siendo ArcGis el programa utilizado por la empresa, que permite obtener la información topológica de las redes primarias correspondiente a los alimentadores del área de concesión, Figura 2.4.

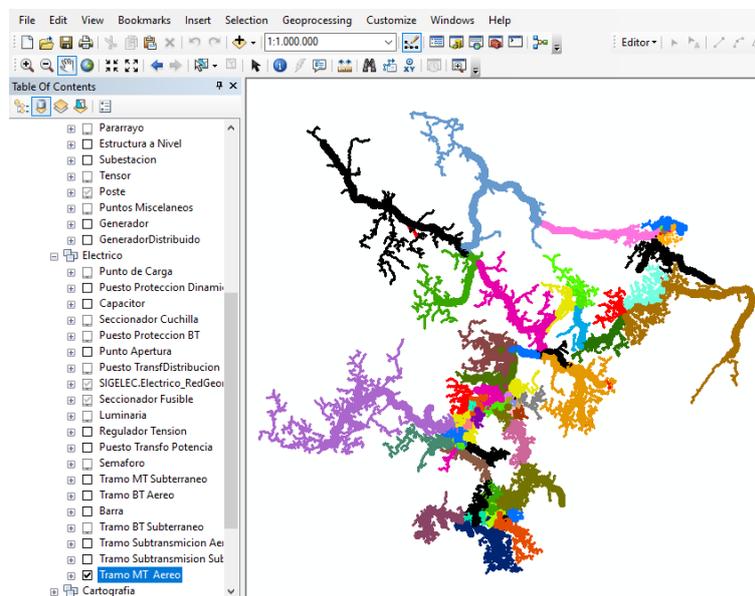


Fig. 2.4. Información Topológica de redes primarias EMELNORTE
Fuente: Autor basado en Software ArcGis

2.7 Demanda coincidente del sistema Eléctrico EMELNORTE

En el siguiente estudio se manejó la información del año 2020, obteniendo la demanda máxima de los 12 meses, donde se determina la hora y fecha de la mayor demanda de consumo.

Con la demanda máxima del sistema, se realiza la búsqueda de los datos para cada uno de los alimentadores de cada subestación de los medidores ION.

TABLA 2.2	
DEMANDA MÁXIMA DEL AÑO 2020	
Fecha	2020-nov-10, 19:15:00:000
Potencia	102,525 MW

Conforme a la Tabla 2.2, la demanda máxima se produjo en el mes de noviembre del año 2020, donde, para todos los alimentadores se obtuvieron las demandas coincidentes e individuales, medidas en kW, kV, kVAR, voltajes, corrientes y factores de potencia de cada alimentador, en la fecha y hora de demanda máxima.

Las Tablas 2.3, 2.4 y 2.5 muestran la demanda de las subestaciones más relevantes de la zona Norte: Alpachaca, Ajaví y Chota, respectivamente; mientras que las Tablas 2.6 y 2.7 muestran la demanda coincidente de las subestaciones más influyentes de la zona Sur: La Esperanza y Cayambe, respectivamente.

TABLA 2.3
DEMANDA COINCIDENTE DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

Alimentador	Potencia			Voltaje			Corrientes			Factor de potencia		
	MW	MVA	MVAR	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
M1	2,38	2,45	0,56	13,54	13,86	13,71	167,68	181,89	162,49	95,99	96,51	95,06
M2	3,89	4,00	0,96	13,54	13,86	13,71	66,94	93,61	85,02	96,09	96,04	96,48
M3	1,87	1,91	0,40	13,54	13,86	13,71	51,48	38,64	66,89	98,29	97,57	97,76
M4	1,22	1,22	0,09	13,54	13,86	13,71	75,56	30,55	33,29	93,82	95,18	94,44
M5	1,04	1,08	0,29	13,54	13,86	13,71	155,48	86,28	119,91	95,58	96,20	96,77

TABLA 2.4.
DEMANDA COINCIDENTE DE LA SUBESTACIÓN AJAVI

Alimentador	Potencia			Voltaje			Corrientes			Factor de potencia		
	MW	MVA	MVAR	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp(a)	Fp (b)	Fp (c)
1	2,43	2,48	0,51	13,72	13,99	13,85	103,88	101,26	107,64	97,97	96,55	97,13
2	1,47	1,53	0,42	13,72	13,99	13,85	74,36	40,64	77,34	95,67	95,55	95,08
3	0,69	0,70	0,12	13,71	13,99	13,85	26,92	33,80	27,35	99,43	97,71	97,59
4	1,85	14,72	0,37	13,73	14,00	13,86	81,76	77,06	77,70	96,91	98,05	97,66
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLA 2.5
DEMANDA COINCIDENTE DE LA SUBESTACIÓN CHOTA

Alimentador	Potencia			Voltaje			Corrientes			Factor de potencia		
	MW	MVA	MVAR	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
X1	0,55	0,70	0,44	14,25	14,19	14,12	39,78	21,77	27,00	81,06	60,21	78,76
X2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
X3	0,17	0,17	0,04	14,26	14,21	14,13	10,78	10,19	0,35	96,49	93,97	75,20
X4	0,21	0,24	0,12	14,26	14,20	14,13	11,12	14,51	8,43	94,80	58,49	74,75

TABLA 2.6
DEMANDA COINCIDENTE DE LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA

Alimentador	Potencia			Voltaje			Corrientes			Factor de potencia		
	MW	MVA	MVAR	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
1	2,30	2,37	0,56	13,30	13,50	13,48	105,48	99,57	102,07	96,26	96,94	96,43
2	1,49	1,54	0,38	13,32	13,52	13,51	57,12	75,18	68,07	95,29	95,82	96,73
3	0,86	0,89	0,24	13,30	13,49	13,48	23,07	42,46	50,56	92,13	97,10	94,97
4	1,87	1,93	0,50	13,32	13,52	13,51	116,50	66,17	67,41	96,30	95,81	96,27

TABLA 2.7
DEMANDA COINCIDENTE DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

Alimentador	Potencia			Voltaje			Corrientes			Factor de potencia		
	MW	MVA	MVAR	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Fp (a)	Fp (b)	Fp (c)
1	2,12	2,16	0,41	13,62	13,61	13,40	89,04	100,34	91,14	96,62	96,40	96,62
2	2,81	3,05	1,18	14,06	14,22	14,19	130,66	127,71	115,09	92,71	92,31	92,71
3	1,36	1,36	7,24	13,43	13,63	13,63	57,10	59,21	58,13	99,60	99,65	99,52
6	1,46	1,52	0,42	13,59	13,73	13,71	77,82	50,59	65,55	95,18	94,45	96,60

2.8 CYMDIST

CYMDIST es un software utilizado por EMELNORTE, este programa computacional de análisis técnico de redes eléctricas cuenta con una herramienta de “Distribución de Carga y Flujos de Carga”.

2.8.1 Distribución de carga y flujos de carga

2.8.2 Distribución de carga

CYMDIST es un software para el análisis de sistemas de distribución eléctrica agrupa todas las herramientas de modelado y análisis necesarias para realizar los diversos tipos de simulaciones involucradas en la planificación del sistema de distribución eléctrica permite simular sistemas: equilibrados o desequilibrados, redes monofásicas, bifásicas o trifásicas, en las configuraciones radial, anillo o mallada.

Esto incluye un editor completo de redes con las siguientes funciones:

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

2.8.2.1 Flujo de carga

Esta herramienta permite en los análisis de contingencias en redes malladas. funciona conjuntamente con los módulos de análisis de flujo de potencia de CYME. Permite crear eventos de contingencias y escenarios hipotéticos de salidas de servicio individuales o múltiples y también comparar los resultados con la red del caso base y el modelo de conectividad

Estas herramientas permiten distribuir una parte de la demanda medida en un punto de la red eléctrica a cada fase de cada tramo de la carga existente, según los kVA conectados o los kWh consumidos, ver Figura 2.5, donde indica las variables que fueron utilizadas para obtener la demanda de los transformadores en condiciones actuales.

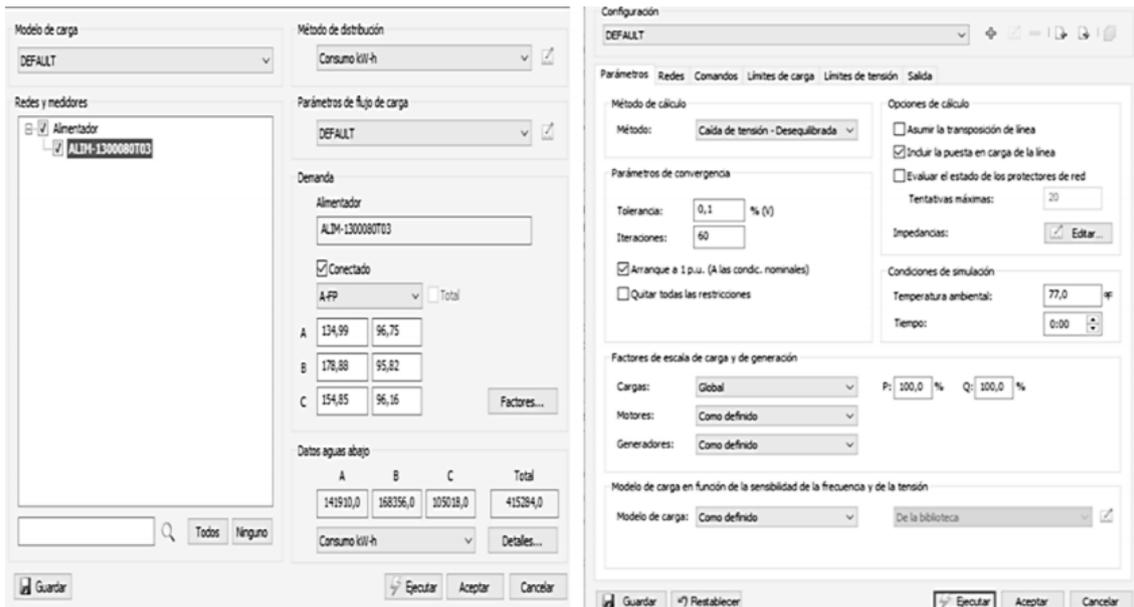


Fig. 2.5. Herramientas del Software CYMDIS, “Distribución de carga y Flujos de carga”
Fuente: Software CYMDIST

Con la ayuda del software (CYMDIST) se distribuye la demanda registrada en la cabecera de los alimentadores primarios al nivel de transformador de distribución, cuyos puntos de enlace tienen coordenadas UTM-WGS84.

Del mismo modo se obtiene un reporte que entrega datos espaciales de la ubicación geo-localizada de las demandas de los transformadores de distribución.

Al finalizar el procedimiento se obtuvo datos reales de demanda en kVA, kW, coordenadas en (X y Y), de los transformadores en condiciones actuales como se muestra en la Tabla 2.8.

TABLA 2.8
REPORTE DE DEMANDAS EN CARGAS CAPACIDAD NOMINAL (CYME)

Nº equipo	Nodo origen	Id equipo	Código	Cap Nom (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Carga (%)	Coord. X	Coord. Y
16174	MTA_S_370042	1C25T	Transformador con dos devanados	25,00	16	64,8	806799,17	10004880,59
16268	MTA_S_424190	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	10	69,6	806562,46	10005041,55
16259	MTA_S_370026	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	5	34,8	806184,87	10005120,46
16249	MTA_S_370028	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	8	53,5	806708,36	10005191,57
16185	MTA_S_379433	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	2	9,9	806988,01	10004808,00
15970	MTA_S_370110	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	3	9,8	808002,84	10004951,30
15980	MTA_S_379251	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	1	2,1	808083,00	10004842,51
15938	MTA_S_370108	1A50T	Transformador con dos devanados	50,00	5	10,2	808011,73	10005153,37
16186	MTA_S_379347	3C50T	Transformador con dos devanados	50,00	0	0,0	807598,89	10005578,54
16204	MTA_S_478420	3C125T	Transformador con dos devanados	125,00	1	0,4	808056,91	10006213,76
16184	MTA_S_379345	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	2	6,0	807422,22	10007491,55

16183	MTA_S_379343	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	6	23,5	807652,59	10007577,79
16222	MTA_S_537331	3C100T	Transformador con dos devanados	100,00	0	0,0	808104,63	10005713,15
15883	MTA_S_370106	1A50T	Transformador con dos devanados	50,00	6	12,3	807628,01	10005117,29
16200	MTA_S_449510	1A50T	Transformador con dos devanados	50,00	6	11,8	807948,9	10004848,43
16276	MTA_S_379175	1C15T	Transformador con dos devanados	15,00	2	15,2	807472,92	10004706,12
16151	MTA_S_370104	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	13	52,6	806882,03	10004611,18
21896	MTA_S_626809	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	0	0,0	806716,18	10004621,28
16047	MTA_S_379405	3C75T	Transformador con dos devanados	75,00	11	14,0	806484,82	10004615,75
15882	MTA_S_370102	1A25T	Transformador con dos devanados	25,00	14	54,7	806291,55	10004527,09
16213	MTA_S_504668	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	0	1,9	806263,29	10004513,37
16020	MTA_S_379313	3C112.5T	Transformador con dos devanados	112,50	0	0,0	808442,53	10005307,71
16081	MTA_S_379323	3C112.5T	Transformador con dos devanados	112,50	1	0,7	808931	10004960,03
16099	MTA_S_370030	1A15T	Transformador con dos devanados	15,00	9	59,7	809116,5	10005084,38

2.9 ArcGis

ArcGIS es un completo sistema que permite recopilar, organizar, administrar, analizar, compartir y distribuir información geográfica para extraer información de la base de datos de los alimentadores de cada subestación del EMELNORTE de manera individual.

El ArcGIS Desktop es un conjunto de aplicaciones integradas donde se puede realizar cualquier tarea SIG, desde una tarea simple hasta una muy avanzada como son:

- ArcMap
- ArcCatalog
- ArcToolbox

2.9.1 Base de datos ArcGis

Mediante el software computacional ArcGIS se puede extraer información de cada alimentador de las subestaciones pertenecientes al área de concesión con la cual se realizó el estudio de los centros de carga.

A partir de la base de datos (Ejemplo: "REP_EEN_29_11_2020") datos otorgados por el departamento de planificación de EMELNORTE se utiliza la información georreferenciada.

- Partiendo de la información de la base de datos, la determinación de los centros de carga se ejecuta con la capa "Tramo MT Aéreo" donde el análisis se lo realizara en Medio Voltaje.
- Para exportar los datos se hace clic derecho sobre la capa → "Tramo MT Aéreo" para abrir el comando [ Open Attribute Table].

- Mediante la selección del menú [File], clic en [Add Data] y seleccionar [ Add XY Data], elegimos el archivo de Excel en formato “Libro de Excel 97-2003” la cual se especifica los campos y coordenadas [Coord#X y Coord#Y].
- Se procede a exportar la capa que se obtiene en la tabla de contenidos para contar con un archivo shapefile con el nombre (Ejemplo: “Flujos_Trafos”).

2.9.3 Designación de Áreas y micro-areas

Para realizar el análisis de demanda, primero se debe utilizar una cuadrícula que enfoque toda el área de concesión de EMELNORTE.

- Se inicia creando un shapefile, donde es posible modificar las características necesarias para efectuar el análisis, para obtener un sistema de coordenadas proyectadas y geográficas a partir de la referencia real del mismo.
- Antes de dividir el área en micro-áreas, se debe seleccionar en un rectángulo el área de concesión de EMELNORTE, con el fin de facilitar la división en micro-áreas como muestra en la Figura 2.8.

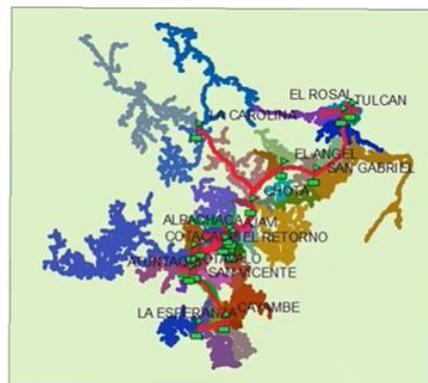


Fig. 2.8. Área de concesión EMELNORTE
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

- Siguiendo el siguiente paso se considera dividir el área de concesión en espacios topográficos reducidos y manejables, seleccionando la caja de herramientas de ArcGis → (Arc Toolbox), dirigiéndose a [ Create Fishnet], donde se elige el tamaño característico de la cuadrícula de análisis donde se consideró una segmentación de 1000m x 1000m como se puede observar en la Figura 2.9.

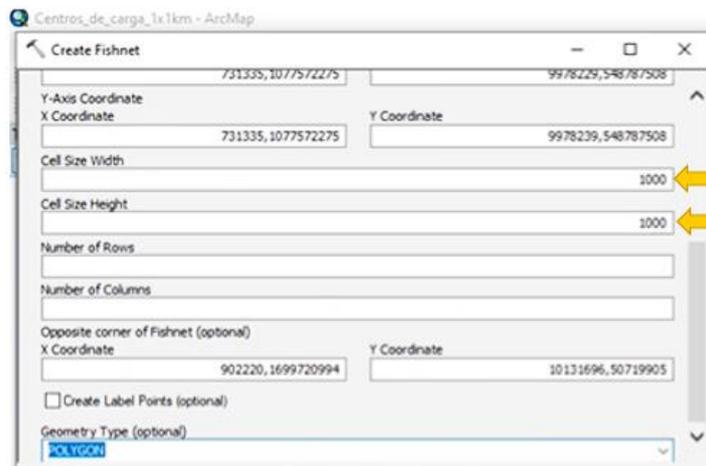


Fig. 2.9. Designación de micro-areas
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

2.9.4 Densidad de carga por micro-áreas

Se importan los datos de los flujos de carga de los alimentadores al visor (Ejemplo: “Centros de carga 1x1km”) para estimar el valor de las demandas de los flujos de los transformadores denominarlos “Potencia 2”, como se muestra en la Figura 2.10.

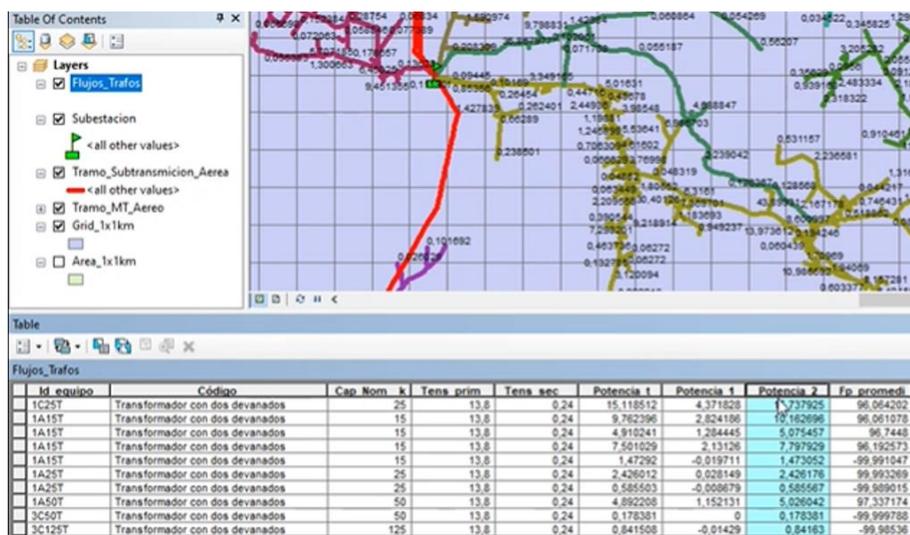


Fig. 2.10. Demandas de los flujos de los transformadores
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

- El proceso para realizar la sumatoria de las micro-areas, escogemos las capas que deseamos sumar, (Ejemplo: “Join_Grid1x1km+_Flujos_Trafos”) para así realizar la suma de los valores de cada micro-área, para obtener la suma de las potencias por cuadrícula.

2.9.5 Asignación de Micro-áreas a una Subestación

El área de concesión de EMELNORTE, se dividirá en cuadrículas homogéneas del tipo micro-área regular que se utiliza para realizar predicciones de demandas.

- Las cargas se agrupan de acuerdo a la zona, en la que se ha colocado la codificación georreferenciada de cada una de las micro-áreas.

La codificación de cada micro-área se la realiza dependiendo del alimentador al cual corresponda, en la tabla de valores se muestran las diferentes variables donde se trabaja con “SUBEST”, primero dando clic derecho en → Subest, eligiendo la ventana →Field Calculator, optando por los parámetros → “String” y por último ingresando el nombre de la subestación a la cual pertenecen las micro-áreas, ver Figura 2.11. En la Figura 2.12, podemos apreciar las micro-áreas que pertenecen a un alimentador (Ejemplo: “Subestación LA CAROLINA”).



Fig. 2.11. Calculador de campo para asignación de micro-áreas
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)



Fig. 2.12. Asignación de Micro-áreas a una S/E
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

De este modo se procedió a seleccionar las cuadrículas del área de concesión calculando el centro de carga de las subestaciones existentes y se puede calcular el centro de carga de la proyección de las futuras subestaciones o la redistribución de las cargas.

2.10 Obtención de Centros de Carga

Se identifican las cuadrículas que corresponden a cada subestación y se obtienen los centros de carga con la ayuda de las herramientas de ArcGis. Se estima que los centros de carga obtenidos, no se desplacen a más de 2km de distancia de cada subestación.

2.10.1 Centro de Carga

El centro de carga es equivalente al centro de gravedad de las fuerzas y es un punto de equilibrio eléctrico en relación a las distancias, donde hay un mayor consumo de energía, el cual se encuentra lo más cerca posible a una subestación, con localización geográfica en coordenadas (X, Y).

Representándose con la siguiente formula:

Para coordenadas en (X)

$$\text{Centro de Gravedad } X = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Demanda}(t) * \text{Distancia } X1(t)}{\text{Demanda total en el area}} \quad (1)$$

Para coordenadas en (Y)

$$\text{Centro de Gravedad } Y = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Demanda}(t) * \text{Distancia } Y1(t)}{\text{Demanda total en el area}} \quad (2)$$

2.10.1.1 Centro de carga EMELNORTE 2021

En condiciones actuales se encuentran en operación 16 subestaciones dentro del área de concesión. Se ha calculado el centro de carga referenciado en función de cómo están distribuidos los alimentadores y la ubicación real de las subestaciones.

Una vez descargada la información por medio del programa ArcGis se procede a trasladarla al software computacional Excel, para proceder con su análisis respectivo y obtener las coordenadas de los centros de carga, utilizando la formulas antes citadas Ecuación 1 y 2, para coordenadas en "X" y coordenadas en "Y", en la Tabla 2.9 muestra las coordenadas de los centros de carga de las subestaciones existentes en condiciones actuales.

TABLA 2.9 CALCULO COORDENADAS CENTROS DE CARGA					
Subestación	Suma de KVA CoorX	Suma de KVA CoorY	Demanda total en el Area	Coord_X	Coord_Y
AJAVI	4079084812,8	49875213077,2	4968,2	821039,1	10038894,0
ALPACHACA	12309501976,2	151148321042,6	15051,1	817847,6	10042346,8
ATUNTAQUI	5061106550,0	62730784209,6	6250,6	809701,1	10035984,5
CAYAMBE	10147968249,6	124128540790,1	12405,4	818030,1	10006030,8
COTACACHI	3696355399,7	46473308105,7	4631,7	798055,0	10033736,0
EL ÁNGEL	1342696440,4	16119931915,5	1601,1	838608,8	10068036,5
EL CHOTA	3893903028,1	46945485014,1	4670,7	833695,1	10051154,8
EL RETORNO	3604808428,5	44063531342,9	4391,4	820886,3	10034139,6
EL ROSAL	3367499773,6	39224832546,2	3887,2	866302,8	10090745,1
ESPERANZA	5321728606,1	65813002619,4	6579,2	808869,5	10003165,2

LA CAROLINA	1435663774,3	18073323092,2	1791,8	801234,1	10086598,0
OTAVALO	5024659791,2	62559181504,3	6241,2	805078,4	10023573,6
SAN AGUSTIN	4082248662,3	50004513983,7	4982,1	819383,0	10036833,1
SAN GABRIEL	4602635032,1	54053241845,3	5370,6	857007,1	10064672,1
SAN VICENTE	5647477288,2	70139579386,5	6995,8	807270,5	10026000,5
TULCÁN	4412443880,8	51539582767,9	5108,8	863689,5	10088331,5

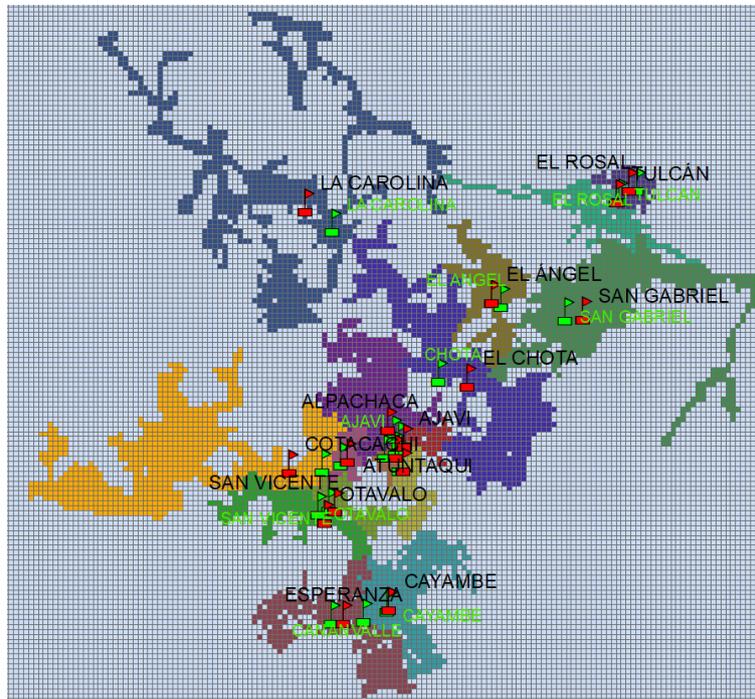


Fig. 2.13. Centros de carga EMELNORTE 2021
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

Figura 2.13 representa el área de concesión con las subestaciones en condiciones actuales observándose las 16 subestaciones, juntamente con la ubicación de los centros carga:

- La banderola verde  representa la ubicación de las subestaciones.
- La banderola roja  representa la ubicación ficticia de los centros de carga aproximados a las subestaciones.

2.10.1.2 Centro de carga EMELNORTE 2025

Se presenta la proyección de consumo para el año 2025, por la que deberían entrar en operación 4 nuevas subestaciones en la provincia de Imbabura, con los nombres de: **CANANVALLE, CAJAS, SAN ANTONIO** y **VACAS GALINDO**, a las cuales se deben realizar transferencias de cargas de los alimentadores próximos a la ubicación de cada subestación, para que así puedan trabajar dentro del rango de potencia y voltajes nominales.

Transferencia de carga Año 2025

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.

Para la proyección del año 2025 entran a operar 4 subestaciones nuevas, las cuales para su operación se realizó una transferencia de carga de S/E ya existentes:

- **S/E CANANVALLE**

En la proyección de la subestación CANANVALLE se realizó transferencias totales y parciales, tomando cargas de los alimentadores “T01” y “T04” pertenecientes a la S/E LA ESPERANZA como también de los alimentadores “T01” “T03” que pertenecen a la S/E CAYAMBE, obteniendo una mejora donde las subestaciones están dentro de los límites aceptables.

La transferencia de carga se realizó de las subestaciones antes mencionadas obteniendo una mejora con una transferencia de 5MVA a la nueva subestación, en el **ANEXO B** se indica la densidad de cada cuadrícula y sus coordenadas.

- **S/E CAJAS**

Para la proyección de la nueva subestación de nombre CAJAS se realizó una transferencia de carga de los siguientes alimentadores:

Alimentador “T02”, S/E EL RETORNO

Alimentador “T04”, S/E SAN VICENTE

Alimentador “T02”, S/E OTAVALO

Alimentador “T01”, S/E CAYAMBE

Alimentador “T01”, S/E LA ESPERANZA

Con un total de 4MVA de transferencia, mejorando el nivel de trabajo en las subestaciones existentes en el **ANEXO C** se puede apreciar la densidad de cada cuadrícula y las coordenadas.

- **S/E SAN ANTONIO**

La proyección Nueva subestación de nombre SAN ANTONIO se tomó cargas de la S/E ATUNTAQUI circuito “T02”, como también de la S/E SAN AGUSTIN circuito “T03”, y cargas de la S/E ALPACHACA circuitos “T01” y “T02”, realizando una transferencia de 4MVA para mejorar el nivel de operación de las subestaciones existentes, en el **ANEXO D** muestra las coordenadas y densidad de cada micro-área de donde se tomó las cargas.

- **S/E VACAS GALINDO**

Para la proyección de la nueva subestación S/E VACAS GALINDO se realizó una transferencia de carga de 0.8MVA de la S/E COTACACHI circuito “T03”, logrando una mejora permisible dentro del rango de potencia y voltajes nominales en dicha subestación, la densidad de las cargas transferidas se puede apreciar en el **ANEXO E**.

La Tabla 2.10 muestra las coordenadas de los centros de carga calculados para el año 2025 del área de concesión de EMELNORTE, una vez descargada la información por medio del programa ArcGis se procede a trasladarla al programa computacional Excel, para proceder con su análisis respectivo y obtener las coordenadas de los centros de carga.

Subestación	Suma de kVA_CooX	Suma de kVA_CooY	Demanda total en el Area	Coord_X	Coord_Y
AJAVI	4503398496	55063304897	5484,996984	821039,375	10038894,3
ALPACHACA	11768118539	1,44428E+11	14380,82228	818320,282	10043072
ATUNTAQUI	4995555263	61934233026	6171,450157	809462,142	10035604,5
CAJAS	3437449452	42390046316	4230,687423	812503,763	10019659,2
CANANVALLE	4192716851	51568612541	5155,400262	813266,989	10002833,9
CAYAMBE	9433882892	1,15285E+11	11521,65341	818795,928	10005954,3
CHOTA	4291703290	51742853506	5147,930276	833675,489	10051195,5
COTACACHI	3437493119	42929004759	4278,479004	803438,118	10033707
EL ANGEL	1480938959	17779555138	1765,941893	838611,375	10068029,5
EL RETORNO	3988754569	48772131666	4860,272975	820685,297	10034854,4
EL ROSAL	5144517562	59827806478	5930,605552	867452,323	10087976
ESPERANZA	2795275151	34752218415	3473,937225	804641,814	10003697,9
LA CAROLINA	1578081861	19866888524	1969,63787	801204,061	10086569,1
OTAVALO	1565632301	19578203639	1953,090594	801617,86	10024216,8
SAN AGUSTIN	3112011745	38091771779	3794,884983	820054,299	10037661,7
SAN ANTONIO	3448940072	42466457779	4231,095762	815141,104	10036751,7
SAN GABRIEL	4522586637	53269124954	5292,990677	854448,253	10064088,2
SAN VICENTE	7565856371	94187505142	9394,019292	805390,764	10026326,6
TULCAN	3976303646	46483059366	4607,557101	862996,065	10088439,1
VACAS GALIN	619726812,1	8056627801	802,901055	771859,506	10034396,8

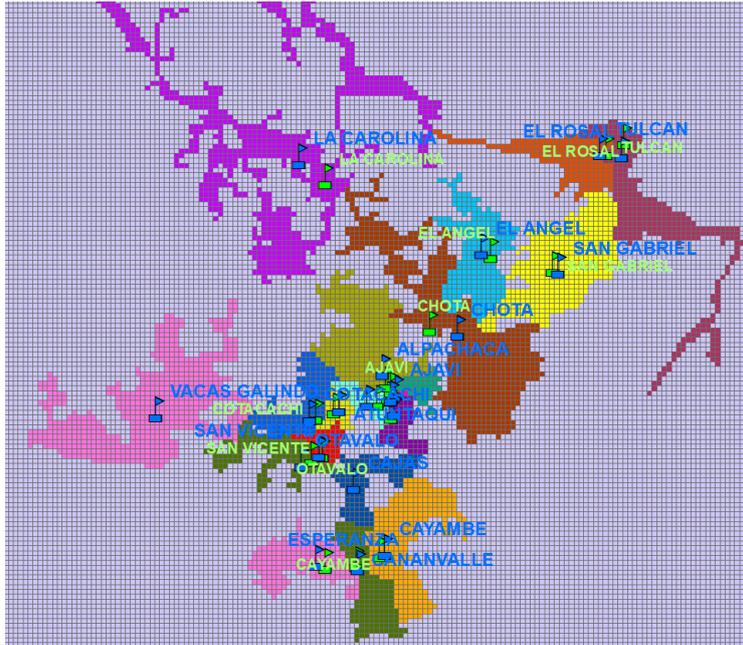


Fig. 2.14. Centros de carga EMELNORTE 2025
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

En la Figura 2.14 se observan las subestaciones del área de concesión de EMELNORTE para la proyección del año 2025, está proyectado que para en ese año entren en operación 4 S/E nuevas, en el ítem 2.10.1.2.1 se menciona la transferencia de carga a las nuevas subestaciones las cuales se puede observar una mejora permisible dentro del rango de potencia y voltajes nominales.

- La banderola verde  representa la ubicación de las subestaciones.
- La banderola azul  representa la ubicación ficticia de los centros de carga aproximados a las subestaciones.

2.10.1.3 Centro de carga EMELNORTE 2030

Se muestra la proyección para el año 2030, resultado de lo cual, entrarán en operación 2 subestaciones, la primera en la provincia de Imbabura en el sector **PIMAMPIRO** con una subestación del mismo nombre, la segunda en la ciudad de Tulcán en la parroquia de Julio Andrade con la subestación **SANTA BARBARA**.

Transferencia de carga Año 2030

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.

Para la proyección del año 2030 se tiene previsto la entrada de 2 subestaciones nuevas, las cuales para su operación se realizó una transferencia de carga de S/E ya existentes.

- **S/E PIMAMPIRO**

Para la proyección de la entrada de la nueva subestación PIMAMPIRO se realiza una transferencia de 3MVA, estas cargas pertenecientes a la S/E EL CHOTA circuito “T05” y cargas de la S/E SAN GABRIEL circuito “T01” para mejorar el nivel de operación de las subestaciones existentes, en el **ANEXO F** muestra las coordenadas y densidad de cada micro-area de donde se tomó las cargas.

- **S/E SANTA BARBARA**

Para la proyección de la nueva subestación de nombre SANTA BARBARA se tomó cargas de los circuitos “T01” y “T02” pertenecientes a la S/E SAN GABRIEL, como también de la S/E TULCÁN circuito “T01”, realizando una transferencia de 2MVA logrando mejorar el nivel de operación de las subestaciones mencionadas, en el **ANEXO G** se puede apreciar las cargas las cuales fueron transferidas con sus respectivas coordenadas.

Una vez descargada la información por medio del programa ArcGis se procede a trasladarla al software computacional Excel, para proceder con su análisis respectivo y obtener las coordenadas de los centros de carga, la Tabla 2.11 representa el cálculo de las coordenadas de la ubicación ficticia de los centros de carga.

TABLA 2.11
COORDENADAS DE CENTRO DE CARGA

Subestación	Suma de kVA_CooX	Suma de kVA_CooY	Demanda total en el Area	Coord_X	Coord_Y
AJAVI	5099528917,0	62352216893,4	6211,1	821039,5	10038894,6
ALPACHACA	13150879409,7	161394516025,9	16070,3	818335,0	10043037,6
ATUNTAQUI	5650228989,0	70050784995,3	6980,2	809462,1	10035602,9
CAJAS	3852658882,1	47510146254,5	4741,7	812514,3	10019748,4
CANANVALLE	4724429904,0	58113302530,9	5809,6	813204,5	10002900,4
CAYAMBE	10666474335,9	130347671277,0	13027,0	818797,1	10005957,8
CHOTA	2654907095,4	32258083936,8	3207,1	827834,2	10058486,1
COTACACHI	3879355437,7	48445932170,3	4828,3	803458,8	10033705,6
EL ANGEL	1659303483,6	19915339184,7	1978,1	838829,4	10067821,5
EL RETORNO	4512115066,1	55171497208,7	5498,0	820684,9	10034854,1
EL ROSAL	5053643082,9	58869429530,9	5834,1	866224,5	10090571,1
LA CAROLINA	1799354195,9	22651272374,7	2245,7	801246,0	10086531,3
LA ESPERANZA	3180564517,3	39537514859,5	3952,3	804741,7	10003723,4
OTAVALO	5401760097,7	67401077738,9	6723,1	803456,8	10025223,3
PIMAMPIRO	3002343948,0	35849884057,3	3568,7	841304,4	10045706,6
SAN AGUSTIN	3524152826,4	43136456495,9	4297,5	820054,7	10037661,9
SAN ANTONIO	3903993344,7	48069643674,7	4789,4	815138,5	10036753,1
SAN GABRIEL	3010569653,7	35490369292,9	3526,5	853705,0	10063978,2
SAN VICENTE	4799749729,4	59697108417,5	5953,8	806170,8	10026786,9
SANTA BARBAR	1990633336,6	23080510540,9	2291,7	868626,4	10071337,5
TULCAN	4476552455,0	52331514658,6	5187,3	862989,3	10088463,8
VACAS GALINDO	592751290,2	7708096305,5	768,2	771618,1	10034067,3

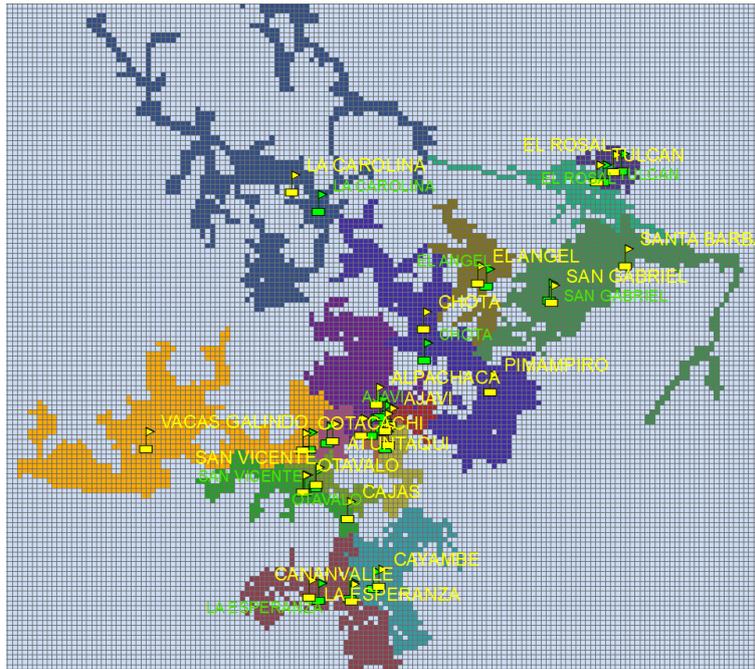


Fig. 2.15. Centros de carga EMELNORTE 2030.
Fuente: Autor Propio (Software ArcGis)

En la Figura 2.15 muestra la ubicación de las subestaciones y los centros de carga, con proyección en el año 2030.

El análisis de la proyección acorde al plan de expansión en los años 2020-2030, se puede apreciar la entrada de seis nuevas subestaciones cuatro de ellas en la zona sur del área de concesión y dos con ubicación en la zona norte, donde se puede apreciar una mejora, para la ubicación de estas nuevas subestaciones EMELNORTE se encarga de realizar un estudio del terreno 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, entre otros factores.

CAPÍTULO 3

Resultados

3.1 Resultados de las proyecciones

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos del cálculo de los centros de carga para las ampliaciones proyectadas por EMELNORTE para los años 2021, 2025 y 2030. Se mostrará un análisis de como influyen las nuevas subestaciones, tanto para la zona Norte como para la Zona Sur. En la Tabla 3.1 se muestra el código de colores utilizado para identificar las subestaciones nuevas o repotenciadas y los colores para identificar la condición de operación con respecto a la capacidad nominal de cada subestación.

Color	Descripción
	Identificador para S/E nuevas o repotenciadas
	Identificador para S/E que trabajan en condiciones menores al 70% de su capacidad nominal
	Identificador para S/E que trabajan en condiciones entre el 70% y 80% de su capacidad nominal
	Identificador para S/E que trabajan en condiciones superiores al 80% de su capacidad nominal

3.2 Ampliaciones de EMELNORTE año 2021

La información de los centros de carga para las diferentes subestaciones actuales y los nuevos proyectos de ampliación para los años 2021, 2025 y 2030 en el área de concesión de EMELNORTE fue obtenida con la ayuda de los Softwares ArcGis y CYMDIST a partir de la información de la demanda máxima real consumida en el año 2020 localizada en los reportes oficiales de consumo eléctrico de EMELNORTE.

La Tabla 3.2 muestra los resultados del cálculo de los centros de carga para las actuales subestaciones de EMELNORTE donde se encontró que los centros de carga ideales de las subestaciones El Chota y La Carolina pertenecientes a la zona Norte y la subestación Cotacachi perteneciente a la zona Sur se encuentran desplazados a distancias superiores a dos kilómetros, lo cual se debería solucionar con una transferencia de carga, sin embargo en la zona Norte existen tres subestaciones que trabajan en valores superiores al 70% de su capacidad nominal, de igual forma en la zona Sur existen tres subestaciones trabajando en las mismas condiciones.

TABLA 3.2
CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL AÑO 2020 Y PROYECCIONES DE CONSUMO PARA EL AÑO 2021

Zona	Subestación	Coord X	Coord Y	Potencia nominal (MVA)	Potencia máxima (MW)	Proyección 2021 (MW)	Distancia hacia la subestación (Km)
Norte	Ajavi	821039,1	10038894,0	10,0	7,6	7,7	< 2
	Alpachaca	817847,6	10042346,8	20,0	13,1	13,4	< 2
	El Ángel	838608,8	10068036,5	2,5	2,0	2,0	< 2
	El Chota	833695,1	10051154,8	10,0	5,8	5,8	5
	El Rosal	866302,8	10090745,1	20,0	4,1	4,2	1
	La Carolina	801234,1	10086598,0	5,0	1,9	2,0	5
	San Gabriel	857007,1	10064672,1	10,0	7,3	7,5	2
	Tulcán	863689,5	10088331,5	10,0	5,2	5,3	< 1
Sur	Atuntaqui	809701,1	10035984,5	20,0	6,9	7,1	< 2
	Cayambe	818030,1	10006030,8	20,0	18,1	18,6	< 1
	Cotacachi	798055,0	10033736,0	5,0	3,1	3,2	6
	El Retorno	820886,3	10034139,6	10,0	6,0	6,1	1
	Esperanza	808869,5	10003165,2	10,0	9,0	9,2	< 2
	Otavaló	805078,4	10023573,6	10,0	6,5	6,7	< 1
	San Agustín	819383,0	10036833,1	10,0	6,8	6,9	1
	San Vicente	807270,5	10026000,5	10,0	7,2	7,5	2

En el año 2021 entra en funcionamiento la subestación de Cananvalle con una potencia nominal de 20 MVA y hay mejoras en la subestación de Cotacachi duplicando su capacidad de 5 MVA a 10 MVA. Con estas modificaciones en la zona Sur de EMELNORTE se mejoran las condiciones de operación del sector. En la Tabla 3.3 se observa que existen tres subestaciones de la zona Sur que operan en condiciones superiores al 70 % de capacidad nominal (S/E Cayambe 93.2%, S/E Esperanza 92.2% y S/E San Vicente 74.5%) sin considerar las mejoras en el sector. Con la puesta en marcha de la S/E Cananvalle y las mejoras en la S/E Cotacachi estas abastecen con 7.88 y 1.04 MVA al sistema respectivamente, y la contribución de potencia de las subestaciones de Cayambe, Esperanza y San Vicente disminuyen en 3.91, 3.97 y 1.04 MVA, respectivamente. Gracias a estas redistribuciones de potencia las condiciones de operación del conjunto de subestaciones de la zona Sur mejoran.

TABLA 3.3
MEJORAS 2021 DEL SISTEMA DE EMELNORTE EN LA ZONA SUR

Zona	Subestación	Potencia nominal (MVA)	Proyección 2021 sin mejoras (MW)	Proyección 2021 con mejora (MW)	Variación de potencia (MW)	Condición de Capacidad de operación sin Mejoras (%)	Condición de Capacidad de Operación con Mejoras (%)
Norte	Ajavi	10	7,7	7,7	0,0	77,0	77,0
	Alpachaca	20	13,4	13,4	0,0	67,1	67,1
	El Ángel	2,5	2,0	2,0	0,0	79,6	79,6
	El Chota	10	5,8	5,8	0,0	58,4	58,4
	El Rosal	20	4,2	4,2	0,0	20,9	20,9
	La Carolina	5	2,0	2,0	0,0	39,2	39,2
	San Gabriel	10	7,5	7,5	0,0	74,7	74,7
	Tulcán	10	5,3	5,3	0,0	53,1	53,1
	Atuntaqui	20	7,1	7,1	0,0	35,3	35,3
	Cananvalle	20	0,0	7,9	7,9	0,0	39,4
Sur	Cayambe	20	18,6	14,7	-3,9	93,2	73,7
	Cotacachi	10	3,2	4,2	1,0	63,0	41,9
	El Retorno	10	6,1	6,1	0,0	60,9	60,9
	Esperanza	10	9,2	5,3	-4,0	92,2	52,5
	Otavalo	10	6,7	6,7	0,0	66,5	66,5
	San Agustín	10	6,9	6,9	0,0	69,3	69,3
	San Vicente	10	7,5	6,4	-1,0	74,5	64,1
	Total		207,5	113,1	113,1	0,0	

3.3 Ampliaciones EMELNORTE año 2025

Mediante datos otorgados por el departamento de planificación de la empresa EMELNORTE referentes a la proyección de demanda anual de energía y demanda máxima por punto de entrega del S.N.I, información georreferenciada para el año 2025. En esta información se plantea la construcción de 4 nuevas subestaciones en la zona Sur tendiendo como uno de los beneficios la transferencia y mejor distribución de carga.

Para el año 2025 entraran en funcionamiento las siguientes subestaciones:

- CANANVALLE
- CAJAS
- SAN ANTONIO
- VACAS GALINDO

En la Tabla 3.4 se observan las coordenadas de los centros de carga proyectados al año 2025 para las subestaciones de EMELNORTE, donde se observa como el ingreso de las 4 subestaciones (Cananvalle, Cajas, San Antonio y Vacas Galindo) a la zona Sur permite que los centros de carga del resto de subestaciones se acerquen a rangos óptimos de operación, esto es a menos de dos kilómetros. Sin embargo, se desconoce con exactitud la ubicación de las nuevas subestaciones debido a que se debe analizar si la localización geográfica de los centros de carga es favorable para la construcción de las subestaciones, caso contrario

se debes analizar cuan distantes de los centros de carga ideales se pueden ubicar los nuevos proyectos de subestaciones de EMELNORTE. De la misma forma se observa como en la zona Norte al no entrar ninguna nueva subestación en funcionamiento los centros de carga se mantienen alejados de las subestaciones, y el centro de carga de la subestación El Rosal se aleja cada vez mas de esta subestación.

Las variaciones de la distribución de potencia en la zona Sur de EMELNORTE se muestran en la Tabla 3.5 donde se muestra la proyección de la demanda con y sin mejoras para el año 2025 y se observa que con el ingreso de las nuevas subestaciones y las mejoras en las SE: Cayambe, Cotacachi, El retorno, La Esperanza y San Antonio; todas las subestaciones de la zona Sur trabajan en condiciones favorables de operación y se evidencia que sin el ingreso de las nuevas subestaciones y sin las mejoras en las subestaciones mencionadas la condición de operación de 6 de las subestaciones de la zona sur trabajan sobre el 70% de la capacidad nominal y 2 de ellas están sobre el 100% de su capacidad.

TABLA 3.4
CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES PARA EL AÑO 2025

Zona	Subestación	Coordenada X	Coordenada Y	Distancia con la Subestación (Km)	Distancia anterior (Km)
Norte	Ajavi	821039,4	10038894,3	< 1	<2
	Alpachaca	818320,3	10043072,0	2	<2
	El Ángel	838611,4	10068029,5	< 2	<2
	El Chota	833675,5	10051195,5	5	5
	El Rosal	867452,3	10087976,0	3	1
	La Carolina	801204,1	10086569,1	5	5
	San Gabriel	854448,3	10064088,2	< 1	2
	Tulcán	862996,1	10088439,1	< 2	< 1
Sur	Atuntaqui	809462,1	10035604,5	1	< 2
	Cajas	812503,8	10019659,2	-----	-----
	Cananvalle	813267,0	10002833,9	< 1	< 1
	Cayambe	818795,9	10005954,3	< 2	< 1
	Cotacachi	803438,1	10033707,0	1	6
	El Retorno	820685,3	10034854,4	<1	1
	Esperanza	804641,8	10003697,9	<2	< 2
	Otavalo	801617,9	10024216,8	2	< 1
	San Agustín	820054,3	10037661,7	< 1	1
	San Antonio	815141,1	10036751,7	-----	-----
	San Vicente	805390,8	10026326,6	1	2
	Vacas Galindo	771859,5	10034396,8	-----	-----

TABLA 3.5
MEJORAS 2025 DEL SISTEMA DE EMELNORTE EN LA ZONA SUR

Zona	Subestación	Potencia nominal (MVA)	Proyección 2025 sin mejoras (MW)	Proyección 2025 con mejoras (MW)	Variación de potencia (MW)	Condición de Capacidad de Operación sin Mejoras (%)	Condición de Capacidad de Operación con Mejoras (%)
Norte	Ajavi	10	8,2	8,2	0,0	81,8	81,8
	Alpachaca	20	14,8	12,7	-2,1	74,0	63,7
	El Ángel	2,5	2,1	2,1	0,0	84,4	84,4
	El Chota	10	6,2	4,3	-1,9	61,9	43,4
	El Rosal	20	4,4	4,4	0,0	22,2	22,2
	La Carolina	5	2,1	2,1	0,0	41,6	41,6
	San Gabriel	10	8,4	6,9	-1,5	84,1	69,0
	Tulcán	10	5,8	5,8	0,0	57,5	57,5
Sur	Atuntaqui	20	7,9	7,9	0,0	39,7	39,7

Cajas	20	0,0	5,4	5,4	0,0	27,0
Cananvalle	20	0,0	8,3	8,3	0,0	41,3
Cayambe	30	21,0	16,6	-4,4	104,9	55,2
Cotacachi	10	4,0	4,7	0,7	79,6	46,5
El Retorno	20	6,5	5,9	-0,6	64,6	29,4
Esperanza	20	10,4	5,9	-4,5	103,8	29,6
Otavalo	10	7,5	5,4	-2,1	74,9	53,9
San Agustín	10	7,4	5,3	-2,1	73,6	53,0
San Antonio	20	0,0	4,1	4,1	0,0	20,7
San Vicente	10	8,4	5,1	-3,3	83,8	51,2
Vacas Galindo	10	0,0	3,9	3,9	0,0	38,7
Total	287,5	124,9	124,9	0,00		

En la proyección para el año 2025 se puede apreciar que las subestaciones Ajavi y El Ángel se encuentran con una sobrecarga trabajando en condiciones mayores al 80% de su capacidad nominal.

Las demás subestaciones se encuentran que trabajando en condiciones menores al 70% de su capacidad nominal logrando apreciar un estado favorable en la operación de las subestaciones.

3.4 Ampliaciones EMELNORTE año 2030

Para el año 2030 entraran en funcionamiento dos nuevas subestaciones en la zona Norte del área de concesión de EMELNORTE las cuales son la subestación Santa Bárbara y la subestación Pimampiro ubicadas en la parroquia Julio Andrade de la ciudad de Tulcán y en el sector de Pimampiro de la provincia de Imbabura, respectivamente.

En la Tabla 3.6 se muestran las proyecciones de los centros de carga para el año 2030 de las subestaciones pertenecientes a EMELNORTE. Con el ingreso de las nuevas subestaciones se evidencia una mejora en la cercanía del centro de carga ideal de las subestaciones Tulcán y El Rosal, mientras que las subestaciones El Chota y La Carolina no muestran mejora alguna, por lo cual es necesario realizar transferencias de carga hacia subestaciones próximas o la proyección de una nueva S/E.

Para las nuevas subestaciones no se conoce con exactitud el lugar en donde se localizarán por lo cual será necesario realizar estudios de los terrenos cercanos a los centros de carga y comprobar la factibilidad de construirlas en el punto exacto calculado, caso contrario verificar que las subestaciones no se alejen a más de 2 Km de distancia del centro de carga respectivo de cada una.

TABLA 3.6
CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES PARA EL AÑO 2030

Zona	Subestación	Coordenada X	Coordenada Y	Distancia (Km)	Distancia anterior (Km)
Norte	Ajavi	15,6	10038894,6	< 2	< 2
	Alpachaca	818335,0	10043037,6	2	< 2
	El Ángel	838829,4	10067821,5	2	< 2
	El Chota	827834,2	10058486,1	6	5
	El Rosal	866224,5	10090571,1	< 2	1
	La Carolina	801246,0	10086531,3	5	5
	Pimampiro	841304,4	10045706,6	-----	-----
	San Gabriel	853705,0	10063978,2	1	2
	Santa Barbara	868626,4	10071337,5	-----	-----
	Tulcán	862989,3	10088463,8	< 2	< 1
Sur	Atuntaqui	809462,1	10035602,9	< 2	< 2
	Cajas	809462,1	10035602,9	-----	-----
	Cananvalle	813204,5	10002900,4	< 1	< 1
	Cayambe	818797,1	10005957,8	< 1	< 1
	Cotacachi	803458,8	10033705,6	< 2	6
	El Retorno	820684,9	10034854,1	< 2	1
	Esperanza	804741,7	10003723,4	2	< 2
	Otavallo	803456,8	10025223,3	< 1	< 1
	San Agustín	820054,7	10037661,9	< 1	1
	San Antonio	815138,5	10036753,1	-----	-----
	San Vicente	806170,8	10026786,9	1	2
	Vacas Galindo	771618,1	10034067,3	-----	-----

Las variaciones de la distribución de potencia en la zona Norte de EMELNORTE se muestran en la Tabla 3.7 donde se muestra la proyección de la demanda con y sin mejoras para el año 2030 y se observa que con el ingreso de las nuevas subestaciones a la zona Norte la condición de trabajo de varias de ellas mejoran, sin embargo, existen 3 S/E que trabajan sobre el 70% y una de ellas sobre el 100% de su capacidad nominal. De igual forma se observan las mejoras de todo el sistema y cabe recalcar que se debería transferir carga desde las subestaciones Ajavi, Alpachaca y El Ángel para que estas trabajen en condiciones óptimas de operación, esta transferencia de carga se podría hacer hacia las subestaciones el Rosal, Pimampiro y Santa Bárbara mismas que operan a condiciones inferiores al 25% de capacidad nominal.

TABLA 3.7
CENTRO DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES PARA EL AÑO 2030

Zona	Subestación	Potencia nominal (MVA)	Proyección 2030 sin mejoras (MW)	Proyección 2030 con mejoras (MW)	Variación de potencia (MW)	Condición de Capacidad de Operación sin Mejoras (%)	Condición de Capacidad de Operación con Mejoras (%)
Norte	Ajavi	10	11,1	11,1	0,0	111,4	111,4
	Alpachaca	20	16,8	14,4	-2,4	83,8	72,0
	El Ángel	2,5	2,3	2,3	0,0	90,8	90,8
	El Chota	10	6,7	4,7	-2,0	66,7	46,7
	El Rosal	20	4,8	4,8	0,0	23,9	23,9
	La Carolina	5	2,3	2,3	0,0	45,0	45,0
	Pimampiro	20	0,0	3,8	3,8	0,0	18,8
	San Gabriel	10	9,8	6,5	-3,3	97,5	64,8
	Santa Barbara	10	0,0	2,1	2,1	0,0	20,5
	Tulcán	10	6,4	5,8	-0,6	63,5	57,8

	Atuntaqui	20	9,2	9,2	0,0	46,1	46,1
	Cajas	20	0,0	6,2	6,2	0,0	31,0
	Cananvalle	20	0,0	9,6	9,6	0,0	47,8
	Cayambe	30	24,3	19,2	-5,1	121,6	64,0
	Cotacachi	10	3,9	5,3	1,4	78,8	53,0
	El Retorno	20	7,0	6,3	-0,6	69,6	31,7
Sur	Esperanza	20	12,0	6,9	-5,2	120,3	34,3
	Otavalo	10	8,6	6,3	-2,4	86,4	62,5
	San Agustín	10	6,8	4,9	-1,9	68,2	49,1
	San Antonio	20	0,0	4,3	4,3	0,0	21,3
	San Vicente	10	9,7	4,2	-5,6	97,2	41,5
	Vacas Galindo	10	0,0	1,8	1,8	0,0	17,8
	Total	317,5	141,6	141,6	0,0		

Con la entrada de las nuevas subestaciones en la zona Norte y zona Sur se logra evidenciar que el centro de carga de la S/E La Carolina y la S/E El Chota se encuentran fuera del límite establecido, el rango permisible es de un radio de dos kilómetros de la ubicación física de la subestación, EMELNORTE debería realizar los estudios para efectuar una repotenciación o construcción de nuevas subestaciones en la zona Noroeste del área de concesión.

En la proyección para el año 2030 se puede apreciar que las subestaciones Ajavi y El Ángel se encuentran con una sobrecarga trabajando en condiciones mayores al 80% de su capacidad nominal.

La subestación Alpachaca en condiciones de capacidad de operación con mejoras para el año 2030 se evidencia un trabajo dentro del 70% - 80% de capacidad nominal.

Las diecinueve subestaciones siguientes se encuentran que trabajando en condiciones menores al 70% de su capacidad nominal.

Al calcular los centros de carga de las diferentes subestaciones se observó como el ingreso de nuevas subestaciones o la repotenciación de varias existentes permiten realizar transferencias de carga y así tener un sistema balanceado que trabaje en condiciones de operación, de igual forma se observó que no solo basta con que ingresen nuevas subestaciones para que el conjunto de subestaciones opere de manera correcta sino que es necesario redistribuir cargas, esto es de gran ayuda para planificar adecuadamente donde deben ingresar nuevas subestaciones (en base a los centros de carga) y como se deben redistribuir las cargas desde las subestaciones que se encuentran trabajando a valores altos de su capacidad nominal hacia las subestaciones que se incorporaran al sistema.

CONCLUSIONES

- Se determinaron los centros de carga de las subestaciones del área de concesión en base a simulaciones de distribución y flujos de carga de los transformadores de potencia de las subestaciones del área de concesión a partir de los datos del año 2020 de la demanda máxima de potencia en los 72 alimentadores, pertenecientes a la empresa distribuidora, el análisis se realizó para los procesos de planificación y futura ampliación de EMELNORTE.
- Se calculo el centro de carga eléctrico de las subestaciones a partir de la asignación de cargas por zona, esto se realizó a través de la proyección de demanda y las diferentes condiciones de funcionamiento de las subestaciones de EMELNORTE mediante el software ArcGis, contempladas en el plan de expansión que se ejecutara hasta el año 2030.
- Una vez concluido el estudio se puede apreciar que el centro de carga de la S/E El Chota y la S/E La Carolina se encuentran desplazados fueran del límite permisible sobrepasando dos kilómetros de distancia, observando ninguna mejora con la entrada de las nuevas subestaciones en la zona norte y zona sur.
- El ingreso de las nuevas subestaciones Santa Barbara para el año 2027 y la subestación Pimampiro planificado para el año 2028 en la Zona Norte del área de concesión de EMELNORTE se determina que las subestaciones Ajavi y El Ángel van a tener una sobrecarga si no se redistribuyen de manera adecuada las cargas puesto que con las proyecciones estimadas estas subestaciones se encontraran trabajando en condiciones superiores al 90% y 100% de su capacidad nominal, respectivamente.

RECOMENDACIONES

- En base a la demanda proyectada se debería realizar una repotenciación o construcción de nuevas subestaciones considerando el crecimiento de demanda futura para que las subestaciones existentes trabajen dentro de su capacidad nominal.
- Con la finalidad de ampliar el estudio en un futuro se podría considerar un estudio espacial, ya que con este estudio se podría obtener la ubicación adecuada para la construcción de nuevas subestaciones.
- Se recomienda realizar un análisis de demanda requerida por parte de las cargas en las subestaciones Ajavi y El Ángel ya que con proyección para el año 2030 se encontrarán operando al límite de cargabilidad. Esto pondría en riesgo el suministro de energía eléctrica en la zona.

REFERENCIAS

- ALARCON VILLEGAS, J. (2017). *dspace*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13543/3/UPS-KT00161.pdf>
- ARCONEL. (2018). Obtenido de <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/2018-01-11-Pliego-y-Cargos-Tarifarios-del-SPEE-20182.pdf>
- ARCOS, E., & CHICAIZA, D. (2015). *DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN TABLERO DE CONTROL AUTOMÁTICO PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA*.
- ARGOTE-CUSI, M. L. (2015). *Análisis de sensibilidad de proyecciones de población. Papeles de Poblacion*.
- ATLAS. (2020). Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Atlas-2020-baja.pdf>
- Balbás, F. J. (2017). *Sistemas de energía eléctrica en alta tensión*. editorial de la Universidad de Cantabria.
- BELTRAN , F. (2019). *Repositorio UCGS*. Obtenido de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12494/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-177.pdf>
- BEMONDE, A. (2013). *Diseño de una Subestación Eléctrica Móvil, 110/13,8 kV 15 MVA*. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/29405024.pdf>
- BROKEING, W., & PALMA, R. (2018). *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. (U. d. Chile, Ed.) Obtenido de http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf
- CAJAS, J. M. (2015). *Optimización del Dimensionamiento de Transformadores de Distribución en base a su cargabilidad*. Quito.
- CARAKENIO. (25 de marzo de 2019). *dademuchconnection*. Obtenido de <https://dademuch.com/2019/03/25/definicion-de-sistema-electrico-de-potencia>
- Carpio Ibañez, J. (2013). *Alimentación de cargas crítica y calidad de la energía eléctrica*. UNED.
- Castillo, R. (1 de Junio de 2016). Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/5505297/>
- Castro Rodriguez, E. (31 de Agosto de 2017). Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/92123412.pdf>
- CELEC EP. (15 de Junio de 2021). *CELEC*. Obtenido de https://www.celec.gob.ec/transelctric/images/stories/baners_home/parametros%20li

mites%20operaciones/Declaraci%C3%B3n-I%C3%ADmites-transferencia-SNT-Transformadores_2021-01-15.pdf

CISNEROS, J. (2020). *Dspace*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18560/1/UPS%20-%20ST004489.pdf>

Conejo, A. (2007). *Instalaciones eléctricas*. España: McGraw-Hill España.

CONELEC. (2001). *Regulación-No.-CONELEC-004-01.pdf*.

CONTRERAS, C. (2002). *Sistemas de control en subestaciones de alta tensión del control convencional al control numérico*. Red Universidad de Los Andes.

CR Technology. (14 de Noviembre de 2020). Obtenido de <https://www.crtsgroup.com/es/solutions/subestacion-movil/>

CYME, I. (2017). *Cymdist*.

Dávila, M. (2010). *Estudio y desarrollo de un sistema que contribuya en la coordinación de aislamiento para líneas y subestaciones*. Red Facultad de Ingeniería. ULA.

DEBA. (1 de Mayo de 2019). Obtenido de <https://www.deba.biz/wp-content/uploads/2019/04/DEBA-Brochure-CX2-SP-DW900918-LoRes.pdf>

EGUEZ, F., & CORONADO, C. (2017). *BIBDIGITAL*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17034>

EMELNORTE. (2013). *Manual de operación subestación Alpachaca 69 kV*. Obtenido de <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/4458/4/05%20FECYT%201599%20MANUAL%20DE%20OPERACI%C3%93N.pdf>

ENDESA. (2019). Obtenido de <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>

EnerLike. (11 de Enero de 2018). Obtenido de <https://www.enerlike.com/que-es-una-curva-de-carga/>

Farinango, A. B. (2019). *PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL*.

FARINANGO, B. (2019). *PROCESOS ESTOCÁSTICOS PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL*.

FERNANDEZ, L. (20 de Julio de 2018). *Ingemecanica*. Obtenido de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn23.html>

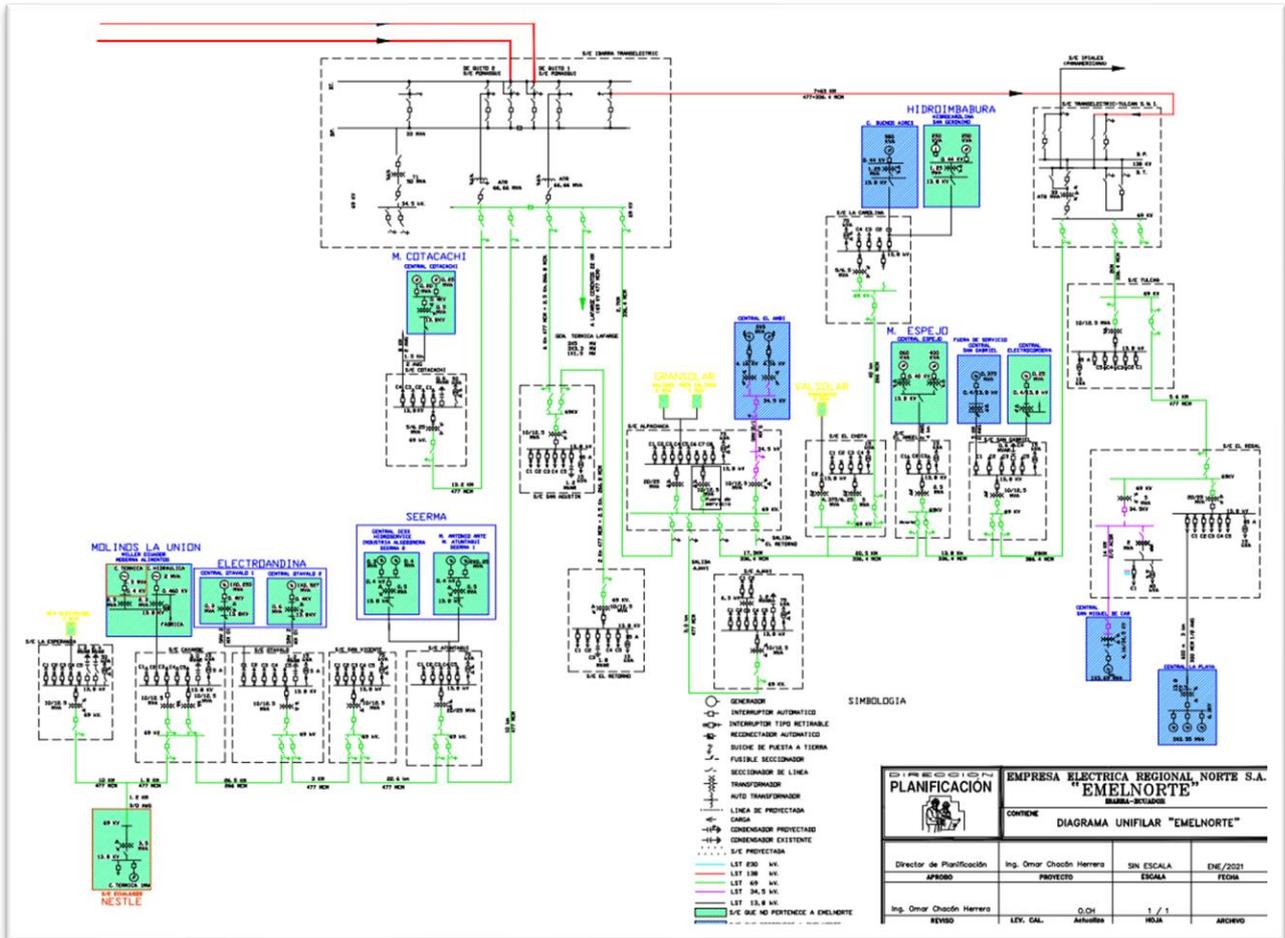
- GARCIA , J., & ZAMBRANO, F. (2017). *Repositorio.ULEAM*. Obtenido de <https://repositorio.uleam.edu.ec/bitstream/123456789/639/1/ULEAM-IEL-0005.pdf>
- GARCIA, V. (2014). *Análisis de los supuestos sobre la migración internacional en las proyecciones de población de México 2001-2050 y 2006-2050*. MEXICO.
- GIMENEZ, R. (2017). *FCTUNCA*. Obtenido de http://www.fctunca.edu.py/application/files/1415/0526/3729/Anteproyecto_2017
- Iglesias Estradé, A. (2014). *Instalaciones de distribución*. España: Cano Pina.
- ITAZ, A. (2019). *Determinación De Ruta Óptima De Alimentadores Primarios Aéreos De Medio Voltaje Utilizando Algoritmos De Optimización*. 69.
- IUSA. (11 de Marzo de 2020). Obtenido de <http://todoferreteria.com.mx/centros-de-carga-ubicacion/>
- JIMENEZ, J. (2016). *Repositorio.UTC*. Obtenido de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/2976/1/T-UTC-3933.pdf>
- Juárez Cervantes, J. (1999). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. Mexico.
- M. (s.f.).
- MANASSERO, U., & FURLANI, R. (2020). *Rumbos Tecnológicos*. Obtenido de <http://rumbostecnologicos.utnfrainvestigacionyposgrado.com/areas-tematicas/ingenieria-electrica/caracterizacion-de-curvas-de-demanda-de-usuarios-residenciales-de-tipo-convencional-y-electrointensivo-y-su-impacto-en-la-curva-de-carga-de-una-red-de-distribu>
- MAYORGA, B. (2018). *PRONOSTICO ESPACIAL DE DEMANDA ELECTRICA* . Obtenido de <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/CD-8665.pdf>
- MULLO, K., & HERRERA, K. (2018). *UNIVERSIDAD TECNICA COTOPAXI FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS CARRERA INGENIERIA ELECTROMECAÁNICA*. Obtenido de <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/4013>
- Navarro Salas, W. (2007). *Maquinas eléctricas, sistema de potencia*. Pearson Educación.
- NEC. (2017). Obtenido de <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECANICAS2013.pdf>
- NEC. (Febrero de 2018). *Ministerio de Desarrollo Urbano y de Vivienda*. Obtenido de <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/NEC-SB-IE-Final.pdf>

- NOLIVOS, E. (febrero de 2015). Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8085/7/UPS%20-%20KT00930.pdf>
- OEIPOWER. (2016). Obtenido de https://es.made-in-china.com/co_jgtrade1/product_Lightning-Arrester-Polymer-Metal-Oxide-Surge-Arrester-3-132kv-10ka_egisnuoig.html
- ORELLANA , ISRAEL; RAMON, PABLO;. (2017). *Determinacion de los factores de carga y perdidas en transformadores de distribucion por estratos de consumo*. Cuenca.
- ORELLANA, I., & RAMON , P. (2017). *dspace*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14767/1/UPS-CT007257.pdf>
- ORELLANA, ISRAEL; RAMON, PABLO. (2017). Obtenido de DSPACE: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14767/1/UPS-CT007257.pdf>
- PEREIRA, M. (2017). *Researchgate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Marino-Pernia/publication/315380323_Conceptos_fundamentales_de_los_Transformadores_Monofasicos/links/58ce7c76a6fdcc5cccbd8df2/Conceptos-fundamentales-de-los-Transformadores-Monofasicos.pdf
- PLCM. (6 de marzo de 2019). Obtenido de <https://www.plcmadrid.es/la-importancia-de-la-caida-de-tension/>
- POTES, J., & RENDÓN, A. (2019). *DSPACE*.
- POVEDA, I. (2019). *Repositorio UCSG*. Obtenido de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12739/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-209.pdf>
- R JOSE, L. (2018). *ComoFunciona*. Obtenido de <https://como-funciona.co/un-transformador/>
- R. Proa, & J. Maricela. (2015). *Study of a system of automatic transfer of load through reclosers in the distribution system of Emelnorte*. PULICACION 001-001 study.
- Ramirez, M. S., & Mendoza, A. (2017). *Innovacion y sustentabilidad energética*. NARCEA S.A.
- RAMIREZ, S. (2000). *Redes de distribucion de energia*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Ramos Borrero , A. (2017). *Trabajo Especial de Grado: Proyecto de Sub Estación de Distribución 132/20kV*. Madrid España.

- REGULACION ELECTRICA. (2017). Obtenido de https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/10/36_INFRAESTRUCTURAELECTRICA_EE_NO RTE.pdf
- REYES, D. (2019). *Repositorio UCSG*. Obtenido de <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/12755/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-219.pdf>
- ROSETO, D. (2019). *ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN DE CARGA Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LOS ALIMENTADORES DE LA NUEVA SUBESTACIÓN EL ROSAL*.
- RUDNICK, H. (29 de Noviembre de 2016).
- RUGGERO, B. (2014). *"Incidencias de Cargas No Lineales en Transformadores de Distribución. Revista Científica de La UCSA, 1(1), 33–51*. Obtenido de <http://scielo.iics.una.py/pdf/ucsa/v1n1/v1n1a05.pdf>
- SIERRA, E. (2014). Obtenido de <https://www.researchgate.net/profile/Eduardo-Sierra-4/publication/323756663/figure/fig5/AS:683115529916420@1539878842201/Curva-tipica-del-tipo-de-cliente-Industrial-1-Fuente-Autores.png>
- TRASHORRAS, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. España: Paraninfo S.A.
- VALENCIA , M., CORREA, J., DIAS, F., & RAMIREZ, S. (2014). *Aplicación de modelación bayesiana y optimización para pronósticos de demanda. Ingeniería y Desarrollo*.
- Vargas Salgado, C., Cañas Peñuelas, C., & Alcázar Ortega, M. (2020). *Prácticas en sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica*. R: Editorial de la Universidad Politécnica de Valencia.
- VASQUEZ, P. M. (2014). *Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas en sistemas de distribución*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/423/1/Tesis.pdf>
- WEG. (17 de Noviembre de 2016). Obtenido de https://static.weg.net/medias/images/h13/h6a/WTD_IMAGE_MOBILE_SUBSTATION-02_1200Wx1200H.jpg
- WORDPRESS. (3 de Marzo de 2017). Obtenido de https://subestacionesupe.files.wordpress.com/2017/03/03_configuracion-de-subestaciones-electricas.pdf
- YANZA , A. (2021). *BIBDIGITAL*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21396/1/CD%2010885.pdf>

ANEXOS

ANEXO A: Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica EMELNORTE



**ANEXO B: Tabla de valores, transferencia de carga a la nueva
Subestación CANANVALLE**

Subestación	Densidad cuadrícula	Coord_X	Coord_Y
CANANVALLE	0,026156	812835,1078	9986729,549
CANANVALLE	1,881998	813835,1078	9987729,549
CANANVALLE	0,513592	814835,1078	9987729,549
CANANVALLE	0,771758	819835,1078	9987729,549
CANANVALLE	0,274289	820835,1078	9987729,549
CANANVALLE	0,615246	820835,1078	9989729,549
CANANVALLE	1,493652	811835,1078	9990729,549
CANANVALLE	9,467808	812835,1078	9990729,549
CANANVALLE	4,938244	813835,1078	9990729,549
CANANVALLE	2,676639	814835,1078	9990729,549
CANANVALLE	9,890125	815835,1078	9990729,549
CANANVALLE	32,090977	816835,1078	9990729,549
CANANVALLE	2,143584	817835,1078	9990729,549
CANANVALLE	28,336442	818835,1078	9990729,549
CANANVALLE	1,266598	819835,1078	9990729,549
CANANVALLE	1,745038	820835,1078	9990729,549
CANANVALLE	7,853835	811835,1078	9991729,549
CANANVALLE	5,915302	812835,1078	9991729,549
CANANVALLE	5,830277	813835,1078	9991729,549
CANANVALLE	11,255136	814835,1078	9991729,549
CANANVALLE	0,889727	815835,1078	9991729,549
CANANVALLE	0,059538	816835,1078	9991729,549
CANANVALLE	2,792705	817835,1078	9991729,549
CANANVALLE	98,834964	813835,1078	10008729,55
CANANVALLE	2,630464	808835,1078	10009729,55
CANANVALLE	10,675263	809835,1078	10009729,55
CANANVALLE	0,907005	808835,1078	10010729,55
CANANVALLE	4,897911	809835,1078	10010729,55
CANANVALLE	4,44015	810835,1078	10010729,55
CANANVALLE	42,368755	811835,1078	10010729,55
Total	5155,400262		

**ANEXO C: Tabla de valores, transferencia de carga a la nueva
Subestación CAJAS**

Subestación	Densidad Cuadrícula	Coord_X	Coord_Y
CAJAS	22,755539	812835,1078	10010729,55
CAJAS	29,83363	813835,1078	10010729,55
CAJAS	0,148081	814835,1078	10010729,55
CAJAS	63,319015	815835,1078	10010729,55
CAJAS	0,373072	810835,1078	10011729,55
CAJAS	1,002638	811835,1078	10011729,55
CAJAS	16,056091	812835,1078	10011729,55
CAJAS	12,63162	813835,1078	10011729,55
CAJAS	5,016314	814835,1078	10011729,55
CAJAS	2,88259	815835,1078	10011729,55
CAJAS	0,338461	809835,1078	10012729,55
CAJAS	4,734391	810835,1078	10012729,55
CAJAS	16,943629	813835,1078	10015729,55
CAJAS	9,52026	810835,1078	10016729,55
CAJAS	91,642461	811835,1078	10016729,55
CAJAS	53,564868	812835,1078	10016729,55
CAJAS	7,88854	813835,1078	10016729,55
CAJAS	1,341369	810835,1078	10017729,55
CAJAS	17,801793	811835,1078	10017729,55
CAJAS	15,30834	812835,1078	10017729,55
CAJAS	140,087522	809835,1078	10018729,55
CAJAS	20,323305	810835,1078	10018729,55
CAJAS	12,594291	811835,1078	10018729,55
CAJAS	56,304122	809835,1078	10019729,55
CAJAS	145,504749	810835,1078	10019729,55
CAJAS	103,428233	811835,1078	10019729,55
CAJAS	8,780778	812835,1078	10019729,55
CAJAS	16,71146	813835,1078	10019729,55
CAJAS	3,212155	814835,1078	10019729,55
CAJAS	0,37135	819835,1078	10019729,55
Total	4241,274246		

**ANEXO D: Tabla de valores, transferencia de carga a la nueva
Subestación SAN ANTONIO**

Subestación	Densidad Cuadrícula	Coord_X	Coord_Y
SAN ANTONIO	3,678887	817835,1078	10030729,55
SAN ANTONIO	0,735534	817835,1078	10031729,55
SAN ANTONIO	24,552798	818835,1078	10031729,55
SAN ANTONIO	0,07086	815835,1078	10032729,55
SAN ANTONIO	5,692056	816835,1078	10032729,55
SAN ANTONIO	7,574271	817835,1078	10032729,55
SAN ANTONIO	18,901129	818835,1078	10032729,55
SAN ANTONIO	0,074353	812835,1078	10033729,55
SAN ANTONIO	3,083658	815835,1078	10033729,55
SAN ANTONIO	23,837132	816835,1078	10033729,55
SAN ANTONIO	165,906527	817835,1078	10033729,55
SAN ANTONIO	2,501215	818835,1078	10033729,55
SAN ANTONIO	13,189442	812835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	31,928196	814835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	108,383257	815835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	65,317834	816835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	162,818717	817835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	102,093167	818835,1078	10034729,55
SAN ANTONIO	77,599652	811835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	23,228573	812835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	50,220681	813835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	114,86575	814835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	229,249982	815835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	26,839911	816835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	39,010304	817835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	249,119428	818835,1078	10035729,55
SAN ANTONIO	127,240404	811835,1078	10036729,55
SAN ANTONIO	128,975613	812835,1078	10036729,55
SAN ANTONIO	41,20797	813835,1078	10036729,55
SAN ANTONIO	347,246434	814835,1078	10036729,55
Total	4231,095762		

**ANEXO E: Tabla de valores, transferencia de carga a la nueva
Subestación VACAS GALINDO**

Subestación	Densidad Cuadrícula	Coord_X	Coord_Y
VACAS GALINDO	0,421251	770835,1078	10022729,55
VACAS GALINDO	0,757857	771835,1078	10022729,55
VACAS GALINDO	4,2077	758835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,045025	759835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	1,188097	762835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,438219	763835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,973581	767835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,177303	769835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,228057	770835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	2,551002	771835,1078	10023729,55
VACAS GALINDO	0,8978	752835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,215921	753835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,80496	754835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,475423	755835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,765343	756835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,967901	758835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,281885	759835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	2,103041	760835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,880733	761835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,356874	762835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,242709	763835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,4839	764835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,473001	765835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,443396	766835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,017187	767835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,238435	768835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,184024	769835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,142356	770835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	1,241733	771835,1078	10024729,55
VACAS GALINDO	0,145248	772835,1078	10024729,55
Total	802,704949		

