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

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

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

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

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

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

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

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

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE EXPANSIÓN DECENAL EN EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO EEQ PARA LOS CANTONES, LOS BANCOS, PEDRO VICENTE MALDONADO Y PUERTO QUITO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

JUAN ESTEBAN LOYA CHANATAXI

DAVID FABRICIO MUÑOZ PILCO

DIRECTOR: Dr.-Ing. FABIÁN PÉREZ YAULI

CODIRECTOR: Ing. ROSANNA LOOR, MSc.

Quito, Enero 2017

DECLARACIÓN

Nosotros, Juan Esteban Loya Chanataxi y David Fabricio Muñoz Pilco, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen es este documento.

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

Juan Esteban Loya Chanataxi

David Fabricio Muñoz Pilco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Esteban Loya Chanataxi y David Fabricio Muñoz Pilco, bajo mi supervisión.

Dr.- Ing. Fabián Pérez DIRECTOR DEL PROYECTO	Ing. Rosanna Loor, MSc. CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios, por haberme regalado sabiduría y discernimiento para concluir con este proyecto.

A mis padres Oswaldo y Rosita, que con su amor, su ejemplo y su responsabilidad me han forjado de la mejor manera posible, nunca terminaré de agradecerles todo lo que han hecho y siguen haciendo por mí.

A mi hermano Santiago y mis hermanas Daniela, Ligia, María y Silvia, que me han apoyado y ayudado en todo momento, son mi razón para tratar de ser mejor cada día.

A Lis, por su paciencia, su ayuda, su amor y la gran fe que siempre ha tenido en mí.

A la Ing. Rosanna Loor por su tiempo, sus conocimientos y apoyo en la elaboración de este trabajo de titulación.

Al Ing. Ricardo Dávila por su guía, sus consejos y su ciencia.

Al Dr. Fabián, por su direccionamiento y su apoyo incondicional.

A mi amigo y compañero David, por su profesionalismo y su dedicación a lo largo de ésta tesis.

A mis amigos, con los que he compartido grandes momentos dentro y fuera de las aulas y que han sabido alegrar mi vida siempre, gracias.

DEDICATORIA

A Dios, mi fortaleza,

A mis pilares, padres y amigos, Oswaldo y Rosita,

A Lis, la luz de mi vida.

Juan

AGRADECIMIENTO

A Dios por permitirme llegar a este momento tan importante de mi vida mediante su infinita bondad y amor que bajo sus bendiciones me ha dado el valor y las ganas para seguir adelante.

A mis padres Adelita y Jorge que con su esfuerzo, ánimo y preocupación me han apoyado incondicionalmente en esta travesía, y que gracias a su educación y consejos llenos de amor y sabiduría ha sido posible llegar hasta este punto importante de mi vida

A mi querido hermano Paul, gracias por tu ayuda, motivación, y principalmente amor hacia mí, eres el ejemplo de un hermano mayor del cual aprendí a salir adelante en los momentos más difíciles. A mi tío Santy, gracias por ser como un hermano y un amigo a la vez, por todo lo que me ha podido brindar en esta vida y ser un apoyo en las buenas y malas.

Majito a ti por ser el apoyo y aliento en estos últimos años, eres esa persona hermosa que ha creído en mí y en mis capacidades, que no me ha dejado desfallecer cuando me podía rendir, gracias por compartir momentos buenos y malos, por tu amor y apoyo incondicional.

A mi amigo Juan, gracias por tu esfuerzo y dedicación que has demostrado, por compartir esta idea y cumplirla.

Mi más sincero agradecimiento al Dr. Fabián Pérez director de tesis, quien permitió el desarrollo de este proyecto de titulación bajo su tutela. A la Ing. Rosanna Loor por su tiempo, y paciencia para que este proyecto sea posible. Al Ing Ricardo Dávila, quien compartió sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo.

Mis más sinceros agradecimientos a la Empresa Eléctrica Quito. A todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional que me han brindado su sabiduría y conocimientos durante estos años.

A mis amigos que han estado directa e indirectamente relacionados a mi vida tanto universitaria como personal les extiendo mis más sinceros agradecimientos por su apoyo, ánimo, compañía y experiencias.

DEDICATORIA

A mis padres Jorge y Adela

Mi hermano Paul y mi tío Santiago

David

CONTENIDO

RESUMEN 1

PRESENTACIÓN 3

CAPÍTULO 1 5

1.1 INTRODUCCIÓN 5

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 6

1.3 OBJETIVOS 7

1.3.1 OBJETIVO GENERAL 7

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 7

1.4 JUSTIFICACIÓN 8

CAPÍTULO 2 9

2.1 DEFINICIONES 9

2.1.1 DENSIDAD DE CARGA 9

2.1.2 DEMANDA ELÉCTRICA 9

2.1.3 DEMANDA MÁXIMA 10

2.1.4 DEMANDA COINCIDENTE 11

2.1.5 CURVA DE DEMANDA 11

2.1.6 FACTOR DE CARGA 13

2.1.7 FACTOR DE DIVERSIDAD 14

2.1.8 FACTOR DE DEMANDA 14

2.1.9 CLASIFICACIÓN DE LA CARGA 15

2.2 PLANIFICACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 18

2.2.1 FACTORES QUE AFECTAN EN LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 19

2.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 20

2.3.1 MÉTODOS PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 21

2.4 REGULACIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN 29
2.5 PROGRAMA DE COCCIÓN EFICIENTE (PEC) 30
2.5.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA POR COCCIÓN – MÉTODO EEQ-MEER 31
2.6 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES 32
2.6.1 PROGRAMA COMPUTACIONAL CYMDIST 33
CAPÍTULO 3 37
3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL 37
3.1.1 INFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 37
3.1.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV 38
3.1.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 43
3.2 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE 2015 47
3.2.1 ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE 49
3.2.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA 54
3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 55
3.3.1 INTRODUCCIÓN 55
3.3.2 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA 56
3.3.3 INCORPORACIÓN DE CARGAS ESPECIALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO 69
CAPÍTULO 4 70
4.1 REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 70
4.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV PARA 2017 71
4.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV PARA 2018 72
4.1.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS 76
4.2 UBICACIÓN DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN 77

4.2.1 ANÁLISIS DE LA NUEVA CONFIGURACIÓN AL 2018 80
4.2.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA AL 2025..... 83
4.3 CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE..... 86
4.3.1 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE EXPANSIÓN..... 86
4.3.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA AL AÑO 2024 Y 2025..... 88
CAPÍTULO 5 94
5.1 COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN..... 94
5.2 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE EXPANSIÓN..... 96
5.2.1 SIMULACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA..... 97
CAPÍTULO 6 100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 100
BIBLIOGRAFÍA 105
ANEXOS 108

RESUMEN

El análisis del sistema eléctrico de los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos que se realiza en el presente trabajo, tiene como finalidad proporcionar una idea de su situación actual, analizando los niveles de voltaje, pérdidas de potencia en conductores, topología de la red eléctrica y áreas de cobertura de primarios.

Además de los estudios de la situación actual, la proyección de la demanda eléctrica para un horizonte de 10 años, es uno de los puntos más importantes considerados en el presente trabajo de titulación, su estimación se enfoca en el crecimiento de la demanda de los cantones y en la incorporación al sistema eléctrico de las cocinas de inducción pertenecientes al Programa de Cocción Eficiente (PEC).

Una vez identificados los problemas y estimada la demanda eléctrica, se plantea modelar algunas alternativas de solución a través del programa computacional CYMDIST, el cual permite verificar la viabilidad de cada una de ellas a través de simulación de los flujos de potencia del sistema.

Una primera alternativa de mejora consiste en la repotenciación de las redes eléctricas del sistema de la subestación (S/E) 49 Los Bancos, la cual consiste en el cambio del calibre de conductores de varios sectores de la red.

Para el año 2018 se plantea una segunda alternativa, que conlleva un cambio en el área de servicio de los alimentadores de la S/E 49 Los Bancos, mediante la ubicación de una nueva subestación en el cantón Pedro Vicente Maldonado que es estudiada en el presente trabajo de titulación Se contempla además la ubicación de una segunda subestación ubicada en el sector Gualea Cruz, misma que ha sido analizada y propuesta para eliminar la problemática presentada en el primario A de la S/E 49 Los Bancos.

Se plantea una tercera alternativa de expansión similar a la anterior pero con un cambio de nivel de medio voltaje, de 13.2 kV a 22.8 kV para todo el sistema eléctrico de los cantones estudiados. Al concluir con el análisis de las

alternativas de expansión, se procede a la elección de la alternativa con mejores resultados técnicos, analizados bajo criterios emitidos por la ARCONEL y la Normativa propia de la EEQ.

Una vez establecida la mejor alternativa se procede a realizar un análisis eléctrico bajo escenarios de contingencias, que han sido enfocados a la transferencia de carga entre primarios tanto de la subestación actual como de la nueva subestación planteada.

Es importante resaltar que el presente trabajo de titulación es un requerimiento de la EEQ y, de conformidad a lo señalado por esta Empresa, no se requiere la realización del análisis económico de las alternativas planteadas. Es decir, resulta de interés únicamente el análisis técnico, el mismo que no debe verse influenciado por los resultados económicos.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación establece el análisis correspondiente a caídas de voltaje y pérdidas de potencia de los primarios que cubren los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos pertenecientes a la S/E 49 Los Bancos, considerando la situación actual y una proyección de demanda al año 2025. Adicionalmente se plantean varias alternativas de solución que permitan ofrecer una adecuada calidad del servicio.

En el capítulo 1 se realiza una breve introducción al sistema de distribución de la S/E 49 Los Bancos, el planteamiento del problema, seguido de los objetivos generales y específicos que se pretenden cumplir, además de la justificación correspondiente a la realización de este trabajo de titulación.

En el capítulo 2 se plantea el marco teórico, con definiciones relacionadas a sistemas de distribución, conceptos básicos, metodologías empleadas para la proyección de la demanda y la herramienta computacional para el desarrollo del presente trabajo.

Con respecto al capítulo 3, la primera sección consiste en describir la configuración y modelación del sistema eléctrico de los cantones, a un nivel de voltaje de 13.2 kV, con la demanda máxima proporcionado por el Departamento de Control de Calidad para el año 2015. La segunda sección detalla la simulación para el estado actual del sistema eléctrico modelado, empleando la herramienta computacional CYMDIST e identificando las condiciones a las que se encuentra operando el sistema.

Para finalizar, en la tercera sección del capítulo 3, se detalla el procedimiento empleado para la proyección de la demanda eléctrica total a 10 años (2016-2025), donde además se incluye el programa PEC y los proyectos futuros en relación a las cargas especiales.

El capítulo 4 se divide en varias secciones que se describen a continuación. La primera parte de este capítulo se desarrolla en relación a las características del sistema eléctrico al año 2017, en donde se prevé tener el ingreso total de

demanda por concepto de cargas especiales. En la segunda parte se analiza a detalle las caídas de voltaje y pérdidas de potencia del sistema eléctrico modelado al 2018, año en el cual se considera el ingreso de la demanda total por el programa PEC. Para la última sección, se plantea y analiza las posibles alternativas que el sistema puede adoptar para mejorar las problemáticas encontradas a través de las simulaciones de flujo de potencia realizadas en el programa computacional CYMDIST.

El capítulo 5 se enfoca en la comparación de los resultados técnicos obtenidos en cada una de las alternativas de solución planteadas, esto para la selección de la mejor de ellas. Además se realiza un análisis eléctrico sobre la alternativa seleccionada, bajo un escenario de contingencias enfocado a la transferencia de carga entre primarios.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo de titulación desarrollado.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico ecuatoriano ha venido presentando cambios importantes en cada una de sus etapas; tanto en generación, transmisión y distribución. En los últimos años, los sistemas de distribución han tenido gran atención por parte de sus propietarios, evitando ofrecer un servicio vulnerable debido a redes sobrecargadas, topologías inadecuadas y una mala planificación en cuanto al crecimiento de la demanda.

En el área de cobertura de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) existen diversos sectores donde mejorar la calidad del servicio eléctrico es necesario. Actualmente los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos pertenecientes a la provincia de Pichincha y que están suministrados de energía eléctrica por la S/E 49 Los Bancos, registran una población total de 43588 habitantes; cifra que aumentará en los próximos años.

Acorde a los estudios realizados por el Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas (DCCPPT) de la EEQ, el crecimiento irregular de la demanda eléctrica hasta el año 2015 ha provocado problemas de caídas de voltaje y pérdidas de potencia excesivas en los primarios de la red que cubre los cantones mencionados.

Para que exista un servicio eléctrico continuo y de calidad, es necesario desarrollar un análisis en base a las condiciones actuales y proyectadas del sistema, con la finalidad de plantear diversas alternativas de solución, mejorando el producto eléctrico que llega a los usuarios; preservando a los equipos de distribución ante escenarios de falla y contingencia.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos se localizan dentro de la zona de concesión de la EEQ y son alimentados eléctricamente desde la S/E 49 Los Bancos. Estos cantones presentan un crecimiento poblacional disperso, principalmente en sus periferias, lo que ha provocado que los alimentadores de la subestación recorran distancias extensas con el propósito de llegar con el suministro de energía eléctrica hasta los usuarios más alejados. La distancia recorrida por el conductor desde la S/E existente hasta los últimos clientes periféricos, llega a superar los 60 km en algunos casos, con un nivel de voltaje de 13.2 kV.

Existen además proyectos de factibilidad de servicio aprobados que han ido entrando paulatinamente al sistema eléctrico, correspondientes a conjuntos habitacionales y hoteles, y otros restantes que se considera que ingresen a lo largo de estos años, que cuentan con una cantidad de demanda eléctrica importante y planificada por cada empresa constructora y puesta en consideración de la EEQ.

Los cantones bajo estudio presentan un tipo de población mayoritariamente rural, con clientes principalmente residenciales y comerciales debido a que las prestaciones de la zona no son un atractivo de carácter industrial, exceptuando un pequeño sector que está vinculado al sector minero. En la actualidad, los espacios idóneos para la carga residencial y las actividades comerciales están cerca de saturarse.

Los alimentadores que sirven de energía eléctrica al sector de Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado y Los Bancos, han funcionado bajo condiciones operativas aceptables en relación a niveles de voltaje, pero en el transcurso de los dos últimos años los perfiles de voltaje se han reducido notablemente. Este problema que ha presentado dicho sector se debe principalmente a la manera dispersa que ha crecido la demanda.

Además de los bajos niveles de voltaje, el extenso recorrido de los conductores que intentan cubrir la totalidad de la demanda presente en estos sectores, ha

generado pérdidas de potencia importantes, que son un punto vital a considerar y solucionar por parte de la EEQ.

En búsqueda de soluciones a corto plazo, la EEQ ha instalado reguladores a fin de mejorar los niveles de voltaje en determinados sectores del primario C de la S/E 49 Los Bancos, que actualmente es el que presenta peores condiciones (en cuanto a perfiles de voltaje y pérdidas de potencia) en relación a los otros primarios; sin embargo, el crecimiento vegetativo[1] del sector se irá intensificando con el transcurso de los años y dichas alternativas no será suficiente para corregir los bajos voltajes presentes.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio técnico de expansión decenal en el sistema eléctrico de los cantones Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito que forman parte del área de concesión de la EEQ con el fin de solventar problemas de caídas de voltaje.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Modelar en el programa computacional CYMDIST, el sistema eléctrico de los cantones Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito, en el estado actual y en el proyectado a diez años.
- Realizar un análisis de perfiles de voltaje del sistema eléctrico modelado, para el estado actual y futuro de diez años, considerando las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL.
- Plantear y analizar posibles alternativas de solución para reducir caídas de voltaje excesivas y pérdidas, encontradas a través de simulaciones de flujo de potencia para el escenario a 10 años.

[1] Crecimiento de la demanda eléctrica de un sector determinado, término empleado por la EEQ.

- Establecer la mejor alternativa de expansión sobre la base de los resultados obtenidos del estudio realizado para cada posibilidad planteada.

- Realizar un análisis eléctrico de la alternativa seleccionada bajo un escenario de contingencias enfocado a la transferencia de carga entre primarios.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos son localidades rurales en las que el incremento de la demanda eléctrica obedece sustancialmente al crecimiento de su población. Dicho crecimiento poblacional se ha hecho presente principalmente en las periferias de los mencionados cantones, los mismos que forman parte de la zona de concesión de la EEQ. Las grandes extensiones territoriales que deben recorrer los alimentadores para abastecer de energía eléctrica a la creciente demanda periférica, ha provocado caídas de voltaje que se encuentran por fuera de los límites establecidos por la Agencia Nacional de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL.

Por otro lado, la EEQ debe afrontar también un crecimiento futuro de demanda eléctrica, debido al comportamiento tendencial del sector, así como por el Programa de Cocción Eficiente (PEC) promovido por el gobierno central. La mayoría de demanda por cocción se prevé se cargue al sistema eléctrico en el transcurso de los próximos 3 años. Debido a estos factores es primordial encontrar soluciones para manejar adecuadamente tanto el crecimiento futuro de demanda, como los recorridos de los alimentadores de la S/E Los Bancos y las caídas de voltaje que se presentan.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 DEFINICIONES

En este capítulo se definen ciertos conceptos básicos que son utilizados a lo largo del presente trabajo de titulación, los cuales se detallan a continuación.

2.1.1 DENSIDAD DE CARGA

Se define como la relación existente entre la carga instalada en una determinada zona, y el área total que ésta ocupa [1] [2].

La expresión matemática correspondiente a la densidad de carga se formula de la siguiente manera:

$$D_{carga} = \frac{C_{inst}}{A_{cob}} \left[\frac{kVA}{km^2} \right] \tag{2.1}$$

Donde:

D_{carga} : Densidad de carga.

C_{inst} : Carga instalada.

A_{cob} : Área de cobertura de la carga instalada.

La densidad de carga también puede ser expresa en términos de $\left[kW/km^2 \right]$.

2.1.2 DEMANDA ELÉCTRICA

Es el valor medio de potencia visto en los terminales receptores de una carga o grupo de cargas en un intervalo de tiempo específico. Se puede expresar en kW, kVA, kVAr o A [1] [3] [4].

En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo de curva de demanda dividida en intervalos de tiempo de 15 minutos, donde se tiene una demanda media para cada uno; mientras más pequeño sea el intervalo de demanda, el valor medio será más preciso [4].

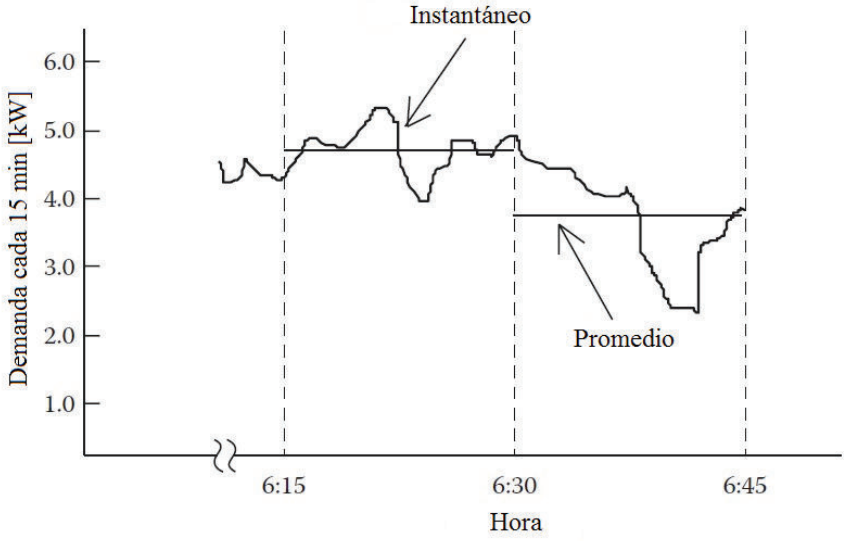


Figura 2.1: Demanda eléctrica [4]

2.1.3 DEMANDA MÁXIMA

Es el máximo valor de demanda durante un periodo de tiempo determinado, identificado en la curva de demanda de la carga o el grupo [4].

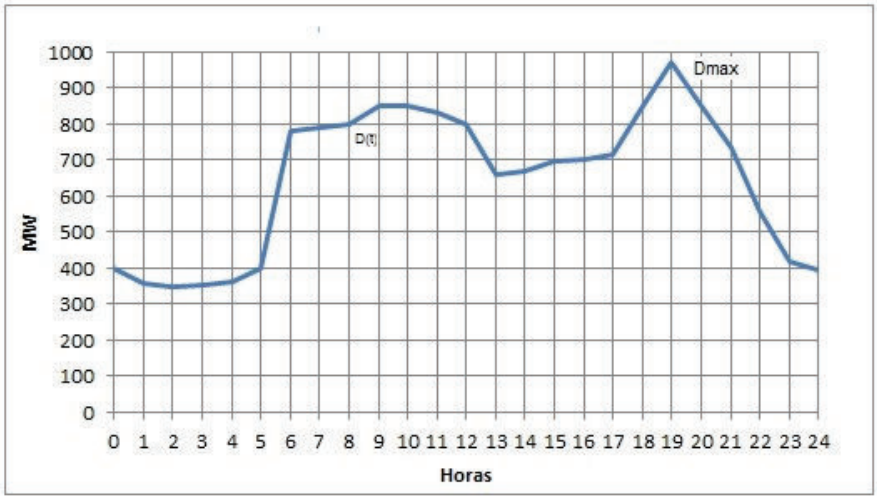


Figura 2.2: Curva de carga diaria [Elaboración propia]

En la Figura 2.2 la curva de carga se da para un periodo de 24 horas (diaria) y presenta su pico de demanda (demanda máxima) a las 19 horas.

2.1.4 DEMANDA COINCIDENTE

La demanda coincidente es la correspondiente a un grupo de clientes determinado, que encierra diferentes tipos de cargas sobre un periodo de tiempo específico. Las cargas del conjunto pueden o no estar relacionadas entre sí [1].

Cabe destacar que para un sistema eléctrico real, el valor de demanda coincidente más significativo es el máximo, y comprende la sumatoria de los aportes de demanda individual de las distintas cargas que conforman el conjunto en el instante exacto de la hora pico[2] del sistema [1] [4] [5].

2.1.5 CURVA DE DEMANDA

Es la gráfica que refleja el comportamiento de una carga o un grupo de cargas a través de un periodo determinado de tiempo. Dependiendo del intervalo de tiempo utilizado la curva de demanda puede ser diaria, semanal, mensual o anual. La demanda se expresa en términos de potencia, siendo las unidades más comunes para un sistema de distribución $[\mathrm{kW}]$ ó $[\mathrm{kVA}]$ [6] [7].

A la curva de demanda también se la conoce como curva de carga. En la Figura 2.3 se muestra un ejemplo de curva de carga diaria.

[2] Periodo de tiempo en el que se presenta la mayor demanda eléctrica de un determinado grupo de clientes, establecido a partir de la curva de carga propia del conjunto.

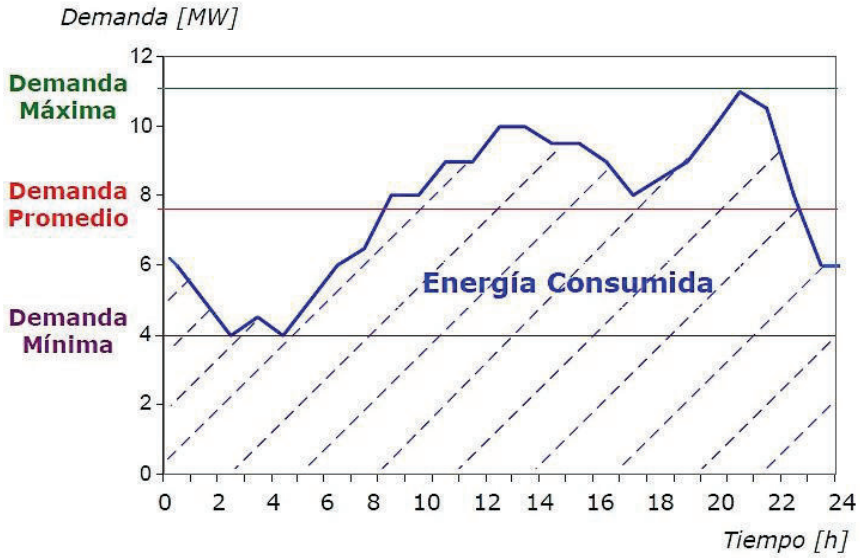


Figura 2.3: Curva de demanda diaria [7]

Adicionalmente, cabe mencionar que para un sistema eléctrico, la curva de demanda total resulta de la suma de las curvas de demanda o carga de cada usuario, misma que depende de los hábitos de consumo [1].

En la Figura 2.4 se muestra la curva de demanda de un grupo de usuarios de un sistema eléctrico.

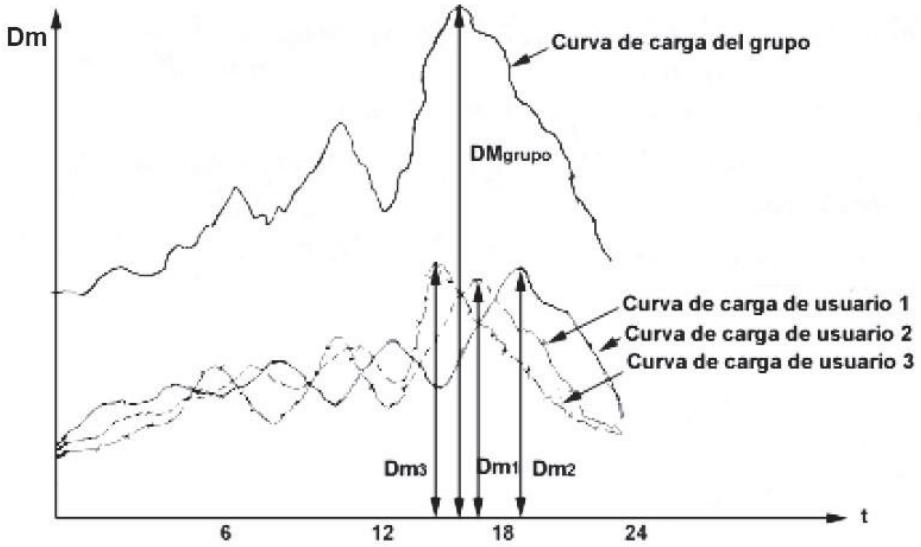


Figura 2.4: Curva de demanda diaria de un grupo de usuarios [1]

2.1.6 FACTOR DE CARGA

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, ambas tomadas en el mismo intervalo de tiempo. Este factor indica el grado de sostenibilidad del pico de carga del sistema, es decir, si el factor de carga toma el valor de 1, la demanda es constante, mientras que si el valor es de 0.9 a 1, la demanda de la carga no presenta variaciones importantes. A medida que el factor de carga va disminuyendo las variaciones de demanda van en aumento [1] [5].

La ecuación matemática para representar el factor de carga se presenta de la siguiente manera:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{max}} \tag{2.2}$$

Donde:

F_c : Factor de carga.

D_{prom} : Demanda promedio.

D_{max} : Demanda máxima coincidente.

El periodo de tiempo en el cual se estima el factor de carga puede ser diario, semanal, mensual o anual, y es necesario mencionar que para una misma carga a un periodo de tiempo mayor, el valor del factor de carga disminuye [1], es decir:

$$F_c\,\text{anual} < F_c\,\text{mensual} < F_c\,\text{semanal} < F_c\,\text{diario}$$

Dependiendo de la necesidad que se tenga, el factor de carga puede ser expresado de otra manera, mostrada a continuación [2]:

$$F_c = \frac{D_{prom}.t}{D_{max} \times t} = \frac{E_{abs}}{D_{max} \times t} \tag{2.3}$$

Donde:

t : Intervalo de tiempo.

E_{abs} : Energía absorbida en el periodo de tiempo.

Para el factor de carga en un intervalo de tiempo anual se tiene la siguiente expresión matemática:

$$F_c\,\text{anual} = \frac{E_{abs}\,\text{anual}}{D_{max}\,\text{anual} \times 8760} \tag{2.4}$$

Dónde:

t= 8760 corresponde al número de horas que tiene un año de 365 días.

2.1.7 FACTOR DE DIVERSIDAD

Es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales máximas de un grupo de usuarios y la demanda máxima que presenta el mismo grupo. La ecuación matemática que define el factor de diversidad se muestra a continuación:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1} D_{mi}}{D_{max_grupo}} \geq 1 \tag{2.5}$$

Donde:

F_{div} : Factor de diversidad.

$\sum_{i=1} D_{mi}$: Sumatoria de las demandas máximas individuales.

D_{max_grupo} : Demanda máxima del grupo en un intervalo de tiempo.

En resumen, el factor de diversidad indica que tan disperso es el comportamiento de los usuarios del sistema considerando la demanda máxima de cada usuario con respecto a la del grupo [1] [5].

2.1.8 FACTOR DE DEMANDA

Es uno de los parámetros más considerados en el área de distribución, en términos generales, es la relación entre la demanda máxima y la carga total instalada, ambas analizadas en un mismo intervalo de tiempo.

Por lo tanto el factor de demanda es:

$$F_D = \frac{D_{max}}{C_I} \leq 1 \tag{2.6}$$

Donde:

D_{max} : Demanda máxima de la carga total.

C_l : Potencia total instalada de la carga.

El factor de demanda refleja el porcentaje de la carga total instalada que trabaja simultáneamente [1] [5].

2.1.9 CLASIFICACIÓN DE LA CARGA

Un sistema eléctrico de distribución en general presenta una clasificación de clientes basada en el tipo de consumo de la energía eléctrica, dividiéndose en: residencial, comercial, industrial, y otros [1] [2].

Cabe mencionar que para cada tipo de carga se presenta una curva de demanda diferente en la que se ve reflejado su comportamiento, dependiendo del uso de la de energía eléctrica en cada caso. Al momento de tener diferentes tipos de cargas, la demanda del sistema durante un periodo de tiempo establecido será representada mediante una curva de carga total, resultante de la suma de los aportes individuales de cada consumidor.

A continuación se detalle cada tipo de cliente de un sistema eléctrico de distribución.

2.1.9.1 Residencial

Se define como un tipo de carga que representa la mayor parte de un sistema eléctrico convencional, se encuentra distribuida de una manera uniforme y no uniforme dependiendo de la geografía del lugar y de las ordenanzas municipales que estén vigentes, puede ser de tipo urbana, suburbana y rural. El tipo de cliente residencial es totalmente proporcional al número de habitantes que existen en un sector determinado, y su tendencia de crecimiento se maneja de manera semejante al crecimiento de los habitantes de dicho sector [1] [2] [8].

La carga de los clientes de tipo residencial presenta características resistivas en su mayoría, debidas a la iluminación y calefacción, así como una pequeña parte

de reactivos presentes por el uso de electrodomésticos. Estos consumidores se dividen por su clase socioeconómica que los clasifica en: clases alta, media, baja y por asentamientos esporádicos [1].

En la Figura 2.5 se observa el comportamiento de la carga residencial en un sistema eléctrico, presentando un mayor consumo a horas pico (por la noche) donde se exige gran cantidad de energía eléctrica por la cantidad de equipos eléctricos encendidos, y retomando un consumo promedio a partir de las diez de la noche, donde la demanda cambia por razones de hábitos de los consumidores [1].

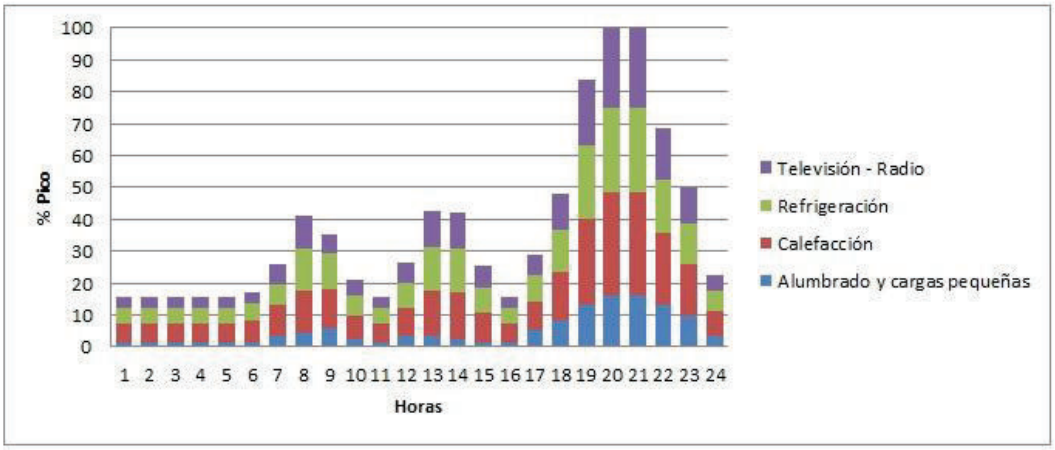


Figura 2.5: Curva de carga diaria tipo residencial [1]

2.1.9.2 Comercial

Es el tipo de carga referente a negocios, tiendas, áreas céntricas y edificios comerciales de servicios o productos para el consumo público, dependientes del sector en el que se ubican; a diferencia de las cargas residenciales, éstas presentan una mayor densidad de carga y al contener un componente inductivo un tanto mayor, afectan el factor de potencia del sistema [2].

Un factor importante de las cargas de tipo comercial es la relación directa que tiene con la economía de sus consumidores, por lo que las interrupciones de energía eléctrica o mala calidad del producto eléctrico representan problemas económicos significativos [8] [9].

En la Figura 2.6 se muestra la curva de demanda de un sistema de tipo comercial, apreciando picos de demanda medianos en horas de la mañana, y picos más altos en horas de la tarde y noche.

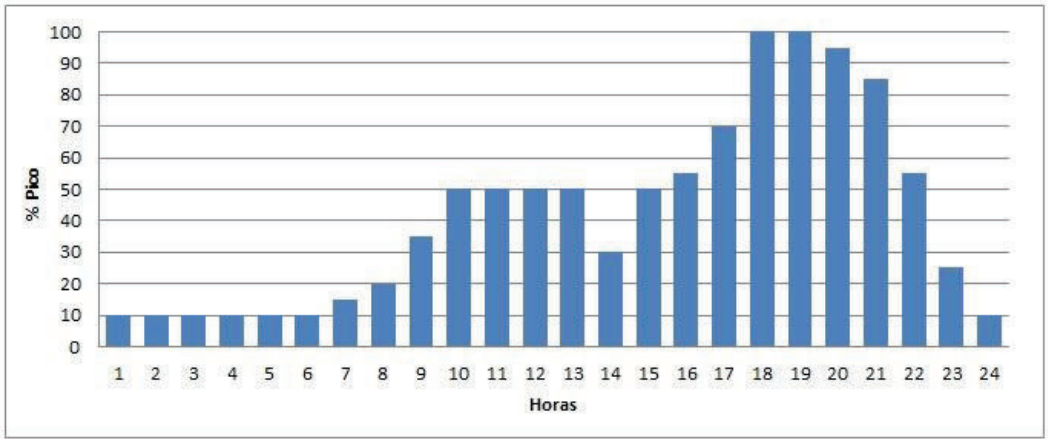


Figura 2.6: Curva de carga diaria tipo comercial [1]

2.1.9.3 Industrial

Conforman el grupo de la pequeña, mediana y gran industria; se caracteriza por presentar un alto contenido de reactivos correspondiente a la gran cantidad de motores existentes, razón por la cual en muchos casos resulta necesaria la corrección del factor de potencia para cumplir con los límites establecidos por las empresas distribuidoras [2].

Las cargas industriales presentan un nivel de prioridad muy alto en comparación a las de tipo residencial y algunas de tipo comercial, debido a los daños o imprevistos que puede significar un corte de energía inesperado para la producción de una empresa [8] [9].

El consumo industrial de un sector típico se representa en la Figura 2.7 donde se observa que su comportamiento se da en base a horarios programados para una producción o trabajo definido; buscando evitar que los picos de demanda del sector industrial coincidan con los del sector residencial y mantener una curva de demanda más uniforme a nivel del sistema eléctrico [1].

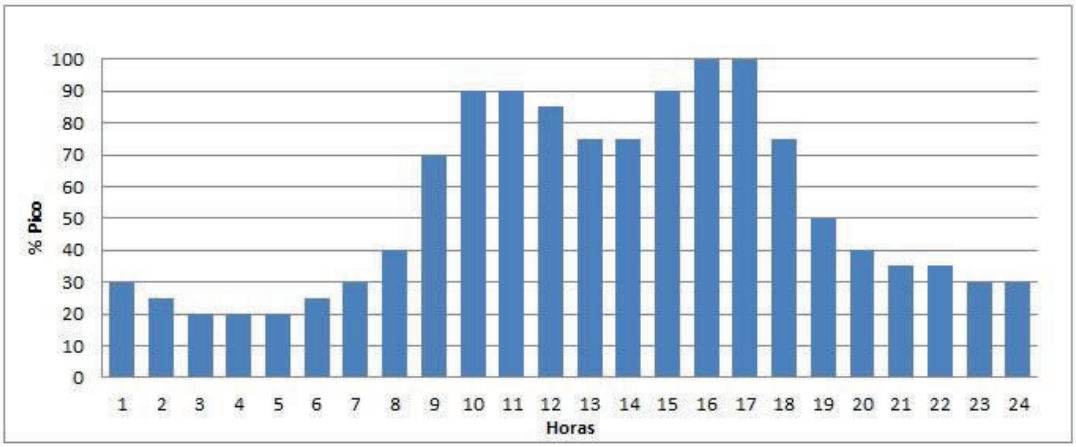


Figura 2.7: Curva de carga diaria tipo industrial [1]

2.1.9.4 Otros

En este tipo de carga se encuentran las demandas por alumbrado público, instituciones gubernamentales y de servicio (bomberos, policía nacional, etc.).

2.2 PLANIFICACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Una de las partes fundamentales en un sistema eléctrico de potencia es el sistema de distribución, ya que interactúa directamente con el cliente, por lo cual su objetivo principal es el de tener disponible un suministro de energía adecuado que satisfaga las necesidades de todos los tipos de clientes que estén conectados al mismo, proporcionando además la seguridad necesaria en la entrega del producto eléctrico [2].

La correcta planificación de sistemas eléctricos debe considerar tanto la parte de generación, transmisión y distribución puesto que con el desarrollo de estos tres ejes fundamentales se puede llegar a la satisfacción de los usuarios, y al cumplimiento de las normas de calidad emitidas por organismos competentes [6].

A nivel de distribución, la planificación debe ser realizada de una manera minuciosa, simulando el sistema de distribución planteado bajo distintos escenarios actuales y futuros, donde es necesario tomar en cuenta no solo

condiciones eléctricas, sino también diversos aspectos sociales y condiciones históricas que influyen directamente en un estudio de expansión eléctrico [2] [4].

2.2.1 FACTORES QUE AFECTAN EN LA PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La correcta planificación de un sistema eléctrico de distribución debe tomar en cuenta varios aspectos importantes que afectan directamente a la elaboración de una proyección eléctrica, manteniendo aspectos correctos de funcionamiento en condiciones normales, y suministrando energía eléctrica bajo parámetros de contingencia dada por fallas o eventos de mantenimiento [8].

Entre los aspectos transcendentales se encuentran:

- Datos históricos de demanda eléctrica, antecedentes de la red eléctrica, historiales de condiciones del espacio físico de cobertura correspondiente a la empresa eléctrica competente [8].
- Estimación de la demanda eléctrica futura calculada para un horizonte de tiempo establecido de 3 a 10 años tomando en cuenta factores eléctricos y sociales [8] [10].
- Situación actual de la red eléctrica existente, niveles de voltaje, corriente, demanda eléctrica, pérdidas de potencia, zonas de cobertura de las subestaciones correspondientes [8] [10].
- Normativa establecida para los límites de control de los parámetros eléctricos de la red de distribución emitida por los organismos de control pertinentes [8].
- Análisis de diversas soluciones posibles para satisfacer la demanda eléctrica requerida de manera segura a un horizonte de tiempo determinado [4] [8].

- Selección de la mejor alternativa tomando en cuenta el cumplimiento de la normativa pertinente y principalmente la satisfacción de la demanda eléctrica proyectada bajo condiciones de seguridad [8].

Adicionalmente, la planificación de los sistemas de distribución es dependiente de la tasa de crecimiento de la demanda.

2.2.1.1 Tasa de crecimiento de la demanda

Este parámetro determina el crecimiento que tendrá la demanda en un periodo determinado de tiempo (mensual, semestral, anual). Se debe establecer de manera cuidadosa, evitando que exista subestimación o sobrestimación a futuro; la tasa de crecimiento debe valorarse de manera separada para cada tipo de consumidor, y dependerá de factores eléctricos, físicos, sociales y la localización geográfica del sector [1] [8].

2.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El estudio de la demanda para un sistema eléctrico de distribución se realiza en base a las actividades humanas cotidianas realizadas en un determinado sector. La demanda eléctrica se encuentra sujeta a cambios constantes y su proyección debe considerar varios aspectos tanto eléctricos como sociales mostrados en la Figura 2.8. A mayor cantidad de factores considerados, la estimación calculada será más próxima a la realidad pero con un nivel de complejidad en el cálculo más alto [5] [8].

Figura 2.8: Factores que afectan la estimación de la demanda eléctrica [5]

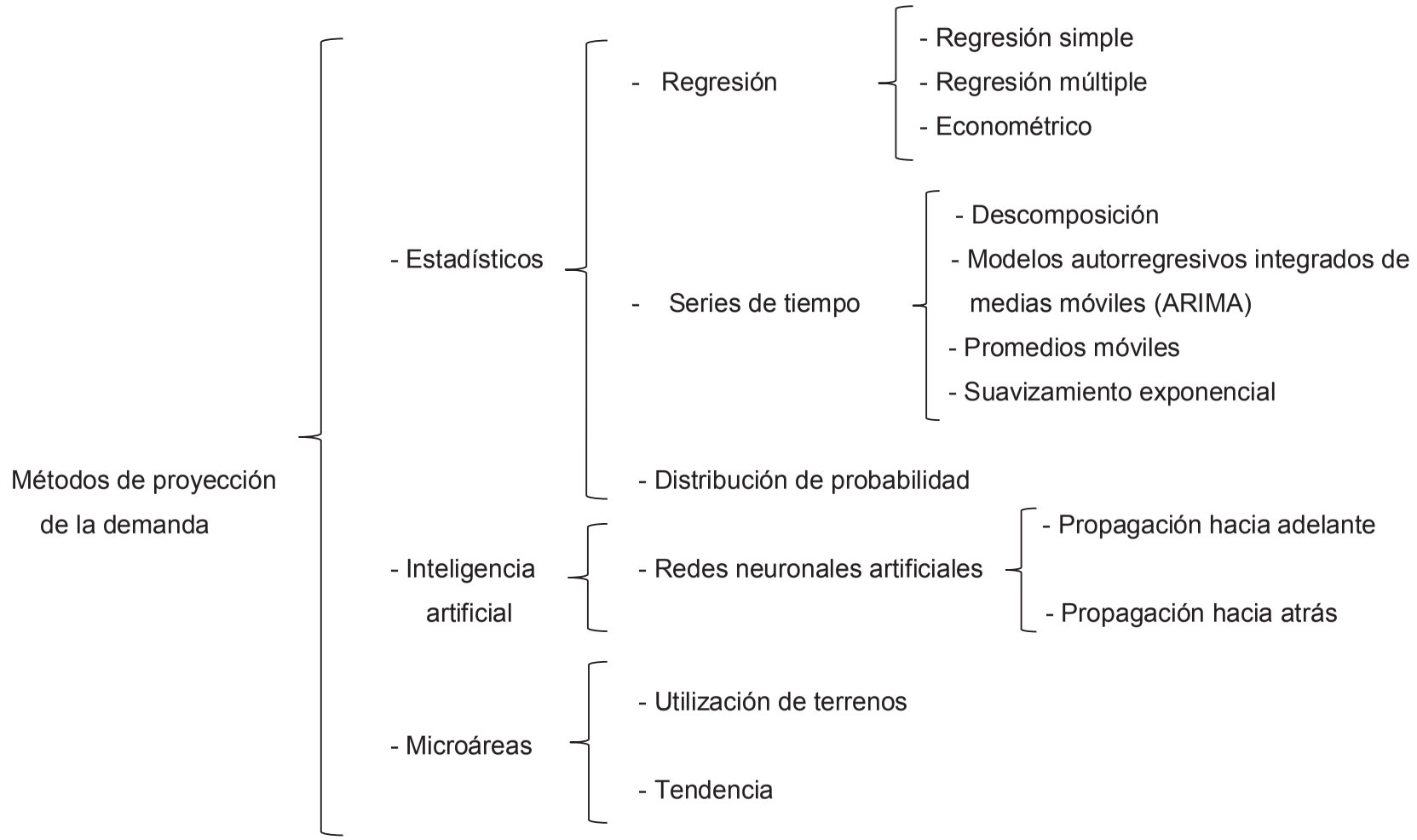
Además de estos factores, el pronóstico de la demanda debe especificar dos aspectos importantes que son:

- El horizonte de tiempo, que define el intervalo en el que se estimará la demanda, pudiendo ser de corto plazo (una hora hasta una semana), mediano plazo (desde una semana hasta un año) y largo plazo (desde uno hasta diez años).

- El tipo de demanda eléctrica, que se expresa en energía o en potencia, dependiendo de la información disponible y el tipo de estudio.

2.3.1 MÉTODOS PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

A lo largo del tiempo, se han desarrollado diversos métodos para la estimación de la demanda en un sistema eléctrico, considerando criterios determinísticos, probabilísticos y mixtos, con el fin de acoplar una metodología determinada a un sector específico, y obtener los mejores resultados acordes a la realidad [8]. A continuación, se muestra la clasificación de los métodos para determinar la proyección de la demanda [11]:


Métodos de proyección de la demanda
- Estadísticos
- Regresión
- Regresión simple
- Regresión múltiple
- Econométrico
- Series de tiempo
- Descomposición
- Modelos autorregresivos integrados de medias móviles (ARIMA)
- Promedios móviles
- Suavizamiento exponencial
- Distribución de probabilidad
- Inteligencia artificial
- Redes neuronales artificiales
- Propagación hacia adelante
- Propagación hacia atrás
- Microáreas
- Utilización de terrenos
- Tendencia

2.3.1.1 Métodos estadísticos

Se basan en los eventos ocurridos en el pasado para lograr una estimación de demanda a futuro; a mayor cantidad de datos completos y coherentes obtenidos, se puede llegar a obtener una mejor proyección de la demanda [5] [12].

Los procesos estadísticos se dividen en: Regresiones, series de tiempo y distribución de probabilidades.

2.3.1.1.1 Regresiones

Buscan expresar el comportamiento probabilístico de una variable de interés denominada "dependiente", a partir de una o más variables, denominadas "independiente" [13].

Las regresiones se clasifican en:

a. Simple

Pronostica el valor de una variable dependiente a partir de una variable independiente. Las curvas de regresión usadas para la estimación en sistemas de potencia son: lineales, exponenciales, potenciales, polinómicas y logarítmicas [11] [14].

La regresión simple utiliza el método de mínimos cuadrados que indica que, cualquier función definida como y=f(x) puede ser ajustada a un conjunto de puntos ubicados en el plano XY para minimizar la sumatoria del cuadrado de los errores (ε^2) en cada punto, como se observa en la siguiente ecuación [5]:

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^{n} [y_i - f(x)]^2 = \text{mínimo} \qquad (2.8)$$

Las metodologías utilizadas para resolver las diversas curvas de regresión se detallan a continuación:

- Regresión lineal

Este procedimiento busca encontrar una expresión matemática con base en una línea recta, que se ajuste a un conjunto de datos ubicados en el plano XY,

buscando que la distancia entre los puntos reales y los pronosticados a partir de la recta encontrada sea la mínima [11]. La expresión matemática que describe este método es:

$$y = b_0 + bx + \varepsilon \tag{2.9}$$

Donde:

b_0, es el punto de corte en el eje Y cuando x=0.

b, es la pendiente de la recta.

ε, es la diferencia entre el valor previsto y el valor real.

Para encontrar el valor de los coeficientes b_0, b, ε, se emplea el método de mínimos cuadrados descrito anteriormente con la ecuación (2.8) y calculado de la siguiente manera:

$$\varepsilon^2 = \sum_{j=1}^{n} [y_i - (b_0 + bx_i)]^2 = \text{mínimo} \tag{2.10}$$

$$E = \sum_{j=1}^{n} [y_i - (b_0 + bx_i)]^2 = \text{mínimo} \tag{2.11}$$

Al derivar la expresión E con respecto a b_0 y b, e igualar a 0 ambas expresiones, se obtienen los siguientes resultados:

$$b_0 = \frac{(\sum y)(\sum x^2) - [\sum x].(\sum xy)}{n\sum x^2 - (\sum x)^2} \tag{2.12}$$

$$b = \frac{n(\sum xy) - (\sum x).(\sum y)}{n\sum x^2 - (\sum x)^2} \tag{2.13}$$

- Regresión polinómica

Este método describe el comportamiento de una variable dependiente a partir de una variable independiente que resulta ser no lineal y de grado m, y se expresa de la siguiente manera [5]:

$$y = b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + ... + b_m x^m \tag{2.14}$$

Los coeficientes de la regresión se determinan utilizando el método de mínimos cuadrados similar al descrito en la regresión lineal pero con un nivel de complejidad matemática mayor. La expresión matemática de los mínimos cuadrados se muestra a continuación:

$$\varepsilon^2 = \sum_{j=1}^{n}\left[y_i - (b_0 + b_1 x + b_2 x^2 + ... + b_m x^m)\right]^2 = \text{mínimo} \qquad (2.15)$$

- Regresión potencial:

Estima el comportamiento de la variable en estudio a partir de una variable independiente no lineal elevada a un coeficiente b, expresándose de la siguiente manera:

$$y = b_0 x^b \qquad (2.16)$$

Para la resolución de este tipo de función resulta necesaria la linealización de la expresión (2.16) de la siguiente manera [15]:

$$\log(y) = \log(b_0) + b.\log(x) \qquad (2.17)$$

Reemplazando $\rightarrow y' = \log(y),\ x' = \log(x)$ (2.18)

Se obtiene la siguiente expresión $\rightarrow y' = b'_0 + b_1.x'$ (2.19)

Una vez linealizada la expresión se utiliza el método de mínimos cuadrados de manera similar a los métodos de regresión anteriores.

- Regresión exponencial:

Este tipo de regresión analiza el comportamiento de una variable a través de otra de carácter no lineal expresada como se indica a continuación [5] [15]:

$$y = b_0.e^{bx} \qquad (2.20)$$

Donde es necesaria la linealización de la ecuación (2.20) usando variables y parámetros.

$$\ln(y) = \ln(b_0) + b.x.\ln e \qquad (2.21)$$

Reemplazando $\rightarrow y' = \ln(y),\ b'_0 = \ln(b_0)$ (2.22)

Se obtiene la siguiente expresión $\rightarrow y' = b'_0 + b_1.x$ (2.23)

Al obtener la expresión linealizada se procede con la estimación de los factores de la regresión por el método de mínimos cuadrados.

- Regresión logarítmica

Se define como un método que trata de modelar la conducta de una variable a partir de otra de tipo logarítmica, expresada de la siguiente manera [13] [15]:

$$y = b_0 + b.\ln(x) \quad (2.24)$$

Donde:

$$x' = \ln(x) \quad (2.25)$$

$$\rightarrow y = b_0 + b.x' \quad (2.26)$$

Una vez encontrada la linealización adecuada, se somete la expresión al método de mínimos cuadrados para la resolución de la expresión.

Al encontrar una curva de regresión que permita describir el comportamiento de una variable, es necesario determinar el nivel de ajuste de la expresión encontrada a los datos reales. Para esto resulta de gran ayuda emplear un indicador de este ajuste denominado *coeficiente de determinación,* que se expresa como R^2 pudiendo tomar valores entre 0 y 1, siendo 0 un ajuste nulo y 1 un ajuste perfecto de la curva al conjunto de datos [13].

b. Regresión múltiple

Busca expresar el comportamiento de una variable dependiente (demanda eléctrica) a partir de varias variables independientes (crecimiento demográfico, humedad, temperatura, tiempo) [11].

c. Método econométrico

Este método de estimación considera variables de tipo económico para la proyección de la demanda eléctrica, con base en las regresiones múltiples [13].

2.3.1.1.2 Series de tiempo

Son aplicados en sistemas eléctricos grandes, por lo cual el intervalo de tiempo para la proyección es a corto plazo, la única variable independiente es el tiempo, por tal motivo este método se basa en la determinación de un patrón de consumo de energía eléctrica a partir de una gran cantidad de datos históricos; es necesario realizar gráficas a partir de los datos con la finalidad de encontrar tanto la tendencia de crecimiento o decrecimiento, como las irregularidades y valores erróneos que podrían presentarse [11] [12].

La idea central de una serie de tiempo es descomponer la gráfica obtenida de los datos históricos en 4 puntos clave: tendencia, ciclo, estacionalidad y aleatoriedad, para poder estudiarlos y pronosticarlos a futuro de manera individual [11].

2.3.1.1.3 Distribución de probabilidad

Utiliza datos independientes entre sí, es decir que la ocurrencia del uno no afecta la probabilidad de ocurrencia del otro; se realiza una proyección de demanda eléctrica por medio de funciones de distribución de probabilidades continuas, ajustando los datos en sub-periodos con lo que se calcula la probabilidad de que el valor de demanda sea menor o igual a una demanda dada [11].

2.3.1.2 Redes neuronales artificiales

El ser humano en busca de llevar la tecnología a su máximo nivel ha venido desarrollando desde hace varios años maneras de simular las capacidades del cerebro humano en un ordenador. Hoy en día existen ordenadores capaces de recrear algunas de estas funciones, abriendo camino a nuevas tecnologías denominadas redes neuronales artificiales, que son formas de tecnología superior y tienen como objetivo desarrollar diferentes tipos de actividades a partir de computadores que figuran ciertas capacidades humanas [16].

Las redes neuronales artificiales tienen un comportamiento similar a la de una neurona biológica de un cerebro humano, presentando las siguientes características:

- Aprendizaje, viene a ser uno de los aspectos fundamentales y tiene la capacidad de utilizar la experiencia en actividades para llevar a cabo nuevas tareas [11] [16].

- Generalizar, ampliar un conocimiento dependiendo de su estructura para desarrollar tareas similares, filtrando variaciones propias de errores o agentes externos [16].

- Análisis, una red neuronal artificial tiene la capacidad de extraer información relevante de sucesos a su alrededor [16].

Para poder cumplir con estas funciones características de una neurona artificial, su estructura resulta ser parecida a la de una neurona real que actúa a partir de entradas (dendritas) provenientes del exterior o de la interacción con otras neuronas, y generan una respuesta conocida como salida [11].

2.3.1.3 Método de uso del suelo o microáreas

Mediante datos históricos establecidos en base a características como la demanda, población, infraestructura, ordenanzas urbanas y otros factores, la proyección por microáreas es un método que implica crear o dimensionar bloques homogéneos, dividiendo el área en sectores geográficos más pequeños dependiendo del aumento de la densidad de carga [11] [12].

El desarrollo urbano por microáreas se ve reflejado de una manera progresiva que va aumentando con rapidez cuando el sector presenta un crecimiento constante, llegando posteriormente a una etapa de evolución final para terminar en una saturación. En zonas urbanas puede existir saturación residencial, la misma que puede modificar ésta etapa por una de desarrollo vertical, cambiando casas residenciales por edificaciones para varios propósitos aumentando así la densidad de carga del sector [5] [12] [17].

2.4 REGULACIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) anteriormente conocida con el nombre de Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), es el organismo que se encarga de la regulación y control de los servicios públicos de suministro de energía eléctrica y alumbrado público en general. Este organismo busca promover la calidad, precio justo y responsabilidad socio-ambiental, a partir de la emisión de regulaciones a las que deben regirse las empresas eléctricas públicas a nivel nacional [18].

El presente trabajo de titulación corresponde a un estudio técnico que busca dar cumplimiento de las regulaciones relacionados con el tema planteado, por lo que resulta necesario detallar una parte del documento pertinente, que se muestra a continuación [19]:

La regulación relacionada al presente estudio es la “Regulación 004/001-Calidad del servicio eléctrico de distribución”, y su objetivo se basa en establecer los niveles de prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras [19]. La parte de interés en este caso, es la referente a los niveles de voltaje en un sistema de distribución, la cual se muestra en la sección 2.4.1.1.

Cabe destacar que la información detallada en la sección 2.4.1.1 se ha tomado de la regulación como una *copia textual* con la finalidad de no cambiar el sentido del documento original.

2.4.1.1 Nivel de voltaje

- Índice de calidad

Este parámetro se expresa de la siguiente manera:

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} \times 100 \qquad (2.27)$$

Donde:

ΔV_k : Variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : Voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : Voltaje nominal en el punto de medición.

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los voltajes eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

- Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del periodo de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje. Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor de voltaje nominal se señalan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Caídas de voltaje admitidas por Regulación ARCONEL 004/01

	Subetapa	
	1	**2**
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

El documento completo de la regulación referente a la calidad del servicio se presenta en el Anexo 1.

2.5 PROGRAMA DE COCCIÓN EFICIENTE (PEC)

El Gobierno Central conjuntamente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha puesto en marcha un proyecto que busca suprimir el uso de gas doméstico, con el fin de eliminar el subsidio destinado a este tipo de

combustible, y lograr un ahorro de millones de dólares para el país. Esto ha sido motivado con el fin de aprovechar el cambio de la matriz energética nacional, a partir de la incorporación de nuevas centrales generadoras de energía eléctrica al Sistema Nacional Interconectado que proporcionan la energía necesaria para cumplir con el suministro que demandan los usuarios y contar además con un porcentaje de reserva.

El gobierno ha propuesto la posible implementación de un programa de cocción eficiente (PEC) en los hogares de los ecuatorianos, promoviendo el cambio de las cocinas convencionales de gas por cocinas eléctricas que funcionan utilizando el principio de inducción eléctrica [20].

2.5.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA POR COCCIÓN – MÉTODO EEQ-MEER

A partir de la implementación del programa PEC, la demanda máxima diversificada (DMD) concerniente al sistema de distribución tenderá a presentar un gran incremento [21].

Los tipos de usuarios divididos por estratos han sido clasificados por la EEQ y se muestran en la Tabla 2.2 [21].

Tabla 2.2: Estratos de consumo

Categoría de Estrato de Consumo	Escalas de consumo (kWh/mes/cliente) sin considerar la influencia de las cocinas de inducción para usuarios
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500
A1	501 – 900

Se debe especificar que la EEQ establece demandas DMD para una cantidad a partir de 5 clientes, mediante la siguiente ecuación [21]:

$$DMD_{CI} = 0.6 \times N_{CI} \times FC_{CI} \times DMU_{CI} \qquad (2.28)$$

Donde:

DMD_{CI} : Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción.

N_{CI} : Número de cocinas de inducción.

FC_{CI} : Factor de coincidencia para cocinas de inducción.

DMU_{CI} : Demanda máxima unitaria de una cocina de inducción equivalente a 2.4 kW.

El valor de la Demanda Máxima Unitaria (DMU) para la cocina de inducción se la obtiene en base a la siguiente ecuación [21]:

$$DMU_{CI} = CI \times FD \tag{2.29}$$

Donde:

CI : Carga instalada de una cocina de inducción equivalente a 3 kW.

FD : Factor de demanda de una cocina de inducción equivalente a 0.8.

El Factor de Coincidencia (FC) para cocinas de inducción se lo determina mediante la siguiente expresión matemática [21]:

$$FC_{CI} = e^{-0.7243} \times N_{CI}^{-0.128443} + 0.037 \tag{2.30}$$

2.6 HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

El sistema de distribución al ser la parte que se encuentra en contacto directo con los clientes, está sujeto a cambios importantes de la carga (comercial, residencial, industrial), ingreso de nuevos elementos, modificaciones en la configuración de la red, fallas y demás situaciones que hacen del sistema de distribución un conjunto eléctrico complejo y que por tanto necesita de herramientas computacionales para su correcto análisis.

Para el presente estudio, ha sido necesaria la utilización del programa computacional denominado CYMDIST.

2.6.1 PROGRAMA COMPUTACIONAL CYMDIST

El paquete CYMDIST es un programa computacional creado y desarrollado por la empresa CYME INTERNATIONAL, orientado al análisis de sistemas eléctricos de distribución de todo tipo; ofrece funciones de flujos de potencia, análisis de fallas, estudio de cargas, ubicación de condensadores, y cuenta con un editor de red completo con la capacidad de modelado de redes eléctricas desde cero o a partir de plantillas preestablecidas o bases de datos previamente creadas [22].

Además de las tareas anteriores, el programa cuenta con módulos adicionales para estudios de detalle en el área de confiabilidad, contingencias, análisis de armónicos, módulos de optimización de redes eléctricas, y una herramienta de scripting con Phyton diseñada para programar funciones adicionales, procedimientos repetitivos, obtención de resultados a placer del programador, etc. [22].

CYMDIST presenta sus datos almacenados tanto en tablas SQL como en archivos de orden XML, que pueden ser abiertos y editados por programas externos independientes de CYMDIST para un tratamiento más eficiente. Es posible la interconexión entre CYMDIST y otros sistemas computacionales como SCADA, GIS, OMS, AM, FM y funciones compatibles con el formato COM [22].

A continuación se detallan algunos de los módulos principalmente usados para el presente estudio.

2.6.1.1 FLUJO DE POTENCIA Y CAÍDA DE VOLTAJE

El programa CYMDIST cuenta con una herramienta que permite el cálculo de flujos de potencia como se observa en la Figura 2.9 a partir de diferentes métodos matemáticos para la obtención de valores de voltajes por fase, flujos de potencia y corrientes, de manera equilibrada y desequilibrada [22].

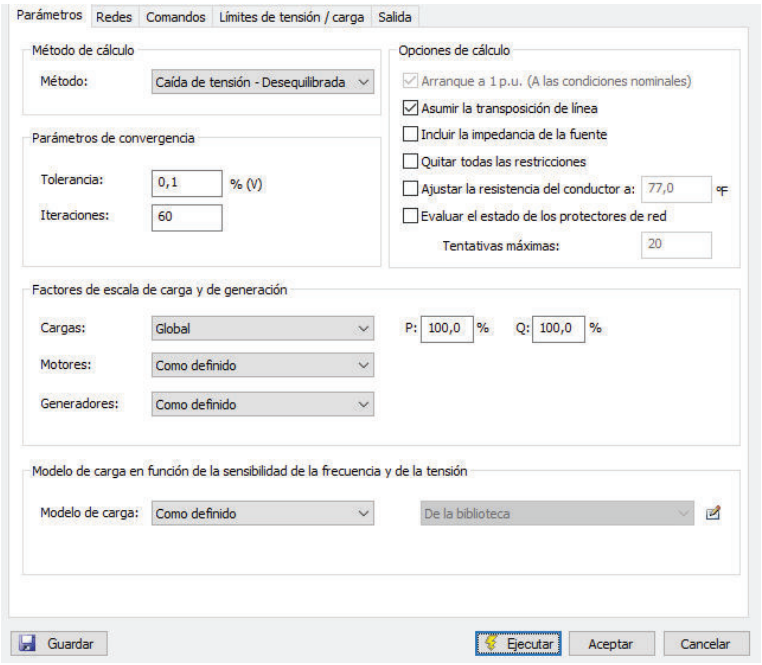


Figura 2.9: Herramienta de flujo de potencia, ventana de parámetros [22]

Otra facilidad que presenta esta herramienta, es el establecimiento de límites de trabajo de los distintos elementos del sistema eléctrico lo que permite estimar el comportamiento del sistema, las condiciones a las que debe trabajar y las correcciones en caso de sobrecargas o circunstancias anormales. La Figura 2.10 muestra la ventana de trabajo de los diferentes elementos [22].

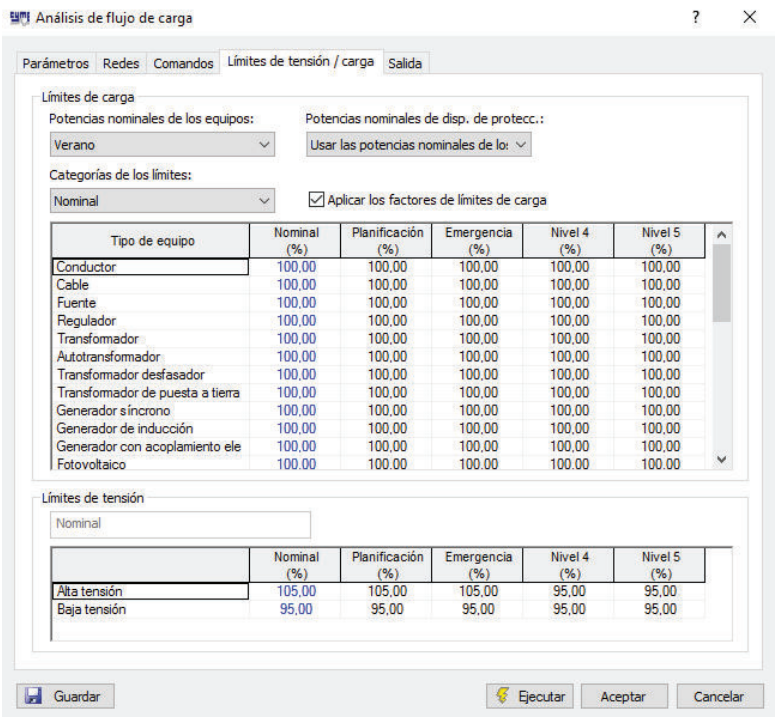


Figura 2.10: Herramienta Flujo de potencia, ventana de límites [22]

Una aplicación de la herramienta es referente a los reportes de resultados que presenta, y a la facilidad que proporciona para la estimación de todas las variables de sistemas como voltajes, corrientes, sobrecargas, entre otros, tanto para estudios por circuitos (o alimentadores) primarios, por zonas, y además con límites establecidos previamente por el usuario de acuerdo a la necesidad.

2.6.1.2 DISTRIBUCIÓN DE CARGA

Esta herramienta desempeña la función de ajuste de la carga conectada para que corresponda con la demanda definida a partir de mediciones o datos estimados para un determinado alimentador, realiza la repartición de la demanda a cada fase de cada tramo de la red eléctrica dependiendo de la potencia instalada de cada carga, de factores de potencia y utilización, y del tipo de carga conectada.

Los métodos de distribución de carga van de acuerdo a la potencia del transformador conectado, distribución que es regulada: con el factor de utilización a la energía consumida, al número de consumidores, y a la potencia instalada de la carga.

Los datos necesarios para la distribución de carga son la demanda en términos de potencia aparente y factor de potencia, potencia activa y reactiva, potencia activa y factor de potencia o potencia aparente y activa. En la Figura 2.11 se muestra la pantalla principal del módulo de distribución de carga.

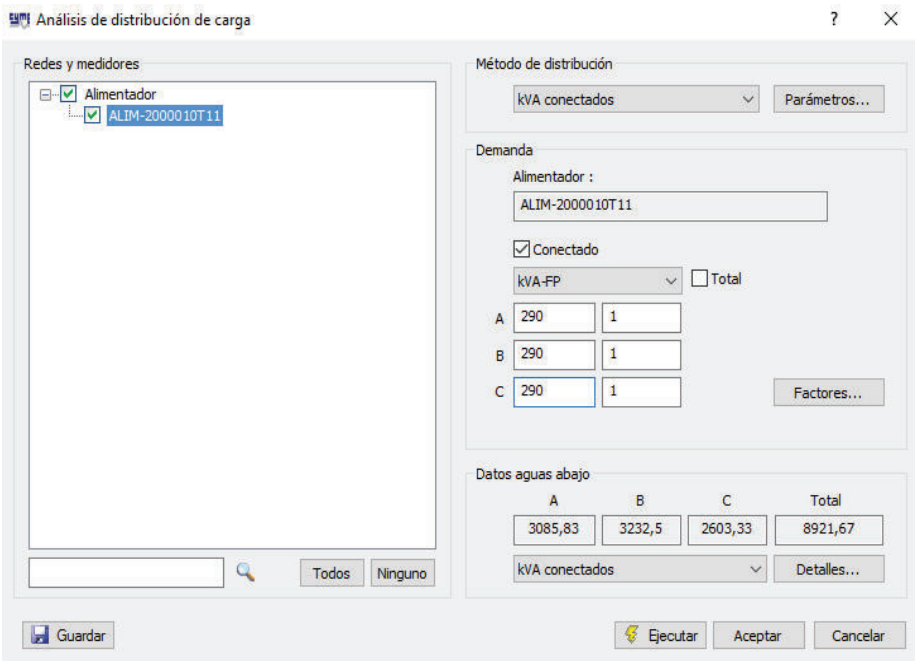


Figura 2.11: Herramienta de distribución de carga [22]

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

En base a los antecedentes de operación que durante los últimos años fueron recopilados por el Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas (DCCPPT) de la EEQ, se observa que el comportamiento de la demanda en los cantones en estudio ha adquirido un crecimiento acelerado de una manera dispersa principalmente en sus periferias, provocando la modificación de la red eléctrica de manera que se pueda llegar hasta todos los sectores que requieren del suministro de energía eléctrica, obligando a los conductores a recorrer distancias que sobrepasan los 60 km desde la S/E 49 Los Bancos, lo cual ha ocasionado que el sistema eléctrico tenga problemas en cuanto a pérdidas de potencia y caídas de voltaje excesivas.

El problema de caída de voltaje se ve reflejado en el voltaje secundario de servicio. La eficiencia de los equipos eléctricos, la vida útil, y el correcto funcionamiento de éstos, son algunos de los parámetros que se ven comprometidos por los problemas eléctricos encontrados en la red.

3.1.1 INFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La información proporcionada por parte de la empresa contiene datos de diferentes alimentadores, y ha sido consolidada en el transcurso de los años en base a simulaciones correspondientes que muestran parámetros como: fecha y hora, voltaje, corriente, demanda, energía consumida, potencia activa y reactiva y factor de carga, que se presentaron a partir del año 2009 hasta el 2015.

La determinación de los parámetros consistió en filtrar y almacenar la información necesaria para el presente estudio como:

- Demanda máxima del medio día en kW.
- Demanda máxima de la noche en kW.
- Energía consumida en kWh/mes.
- Factor de carga.

Parámetros que fueron almacenados y agrupados para cada tipo de consumidor tanto residencial, comercial, industrial y otros, por cada mes del intervalo de tiempo (2009-2015) en cada uno de los cuatro primarios de la S/E 49 Los Bancos. Además se contó con información acerca de estudios anteriores realizados por parte de la EEQ y relacionados con el tema. Los datos obtenidos son utilizados para el desarrollo del presente trabajo de titulación.

3.1.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV

El sistema eléctrico de distribución de los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos pertenece al área de cobertura eléctrica de la EEQ, que se encarga de alimentar a este sistema a través de la S/E 49 Los Bancos y que maneja un área de servicio de 2900 km^2 aproximadamente y con 4 alimentadores primarios (A, B, C, D).

La S/E 49 Los Bancos tiene dos transformadores de potencia de las siguientes características:

- Transformador 1 (T1), potencia nominal 10 MVA, de doble devanado con un nivel de voltaje de 46/13.8 kV y se conecta a la línea de transmisión que viene de la S/E 19 Cotocollao a un voltaje de 46 kV, y en la barra de 13.8 kV de la S/E 49 Los Bancos. Actualmente la interconexión entre la S/E 19 Cotocollao y la S/E 49 Los Bancos se encuentra abierta por fallas eléctricas en uno de los transformadores de la S/E 19 Cotocollao por lo que el Transformador 1 se encuentra fuera de servicio.

- Transformador 2 (T2), potencia nominal 16 MVA, de 3 devanados con un nivel de voltaje de 69/23/13.8 kV, conecta la línea de transmisión que viene de la S/E Santo Domingo a un nivel de voltaje de 69 kV y la barra de 13.8 kV de la S/E Los Bancos.

La capacidad instalada total de la S/E 49 Los Bancos es de 26 MVA, pero desde enero del año 2015 el Transformador 1 se encuentra desconectado como se especificó anteriormente; por tal motivo la capacidad actual de la subestación es de 16 MVA correspondiente únicamente al Transformador 2.

Es necesario mencionar que la configuración actual de la S/E 49 Los Bancos suministra un voltaje de servicio de 13.8 kV, pero el voltaje del sistema eléctrico en los transformadores de distribución es de 13.2 kV; la EEQ ha tomado esta medida para tratar de reducir las caídas de voltaje existentes, pero esto resulta en un exceso de voltaje en los lugares cercanos a la subestación, que se corrige en cada transformador de distribución del sistema bajando el tap al mínimo y así evitar sobrevoltajes que deriven en daño de los equipos eléctricos de los usuarios conectados a la red.

Las 3 subestaciones (Santo Domingo, Los Bancos y Cotocollao) conforman un sistema eléctrico en anillo que sirve de respaldo en caso de cualquier eventualidad o mantenimiento principalmente para la S/E 49 Los Bancos, la misma que actualmente se encuentra conectada únicamente de manera radial alimentada por la S/E Santo Domingo.

El diagrama unifilar de la S/E 49 Los Bancos se muestra en la Figura 3.1

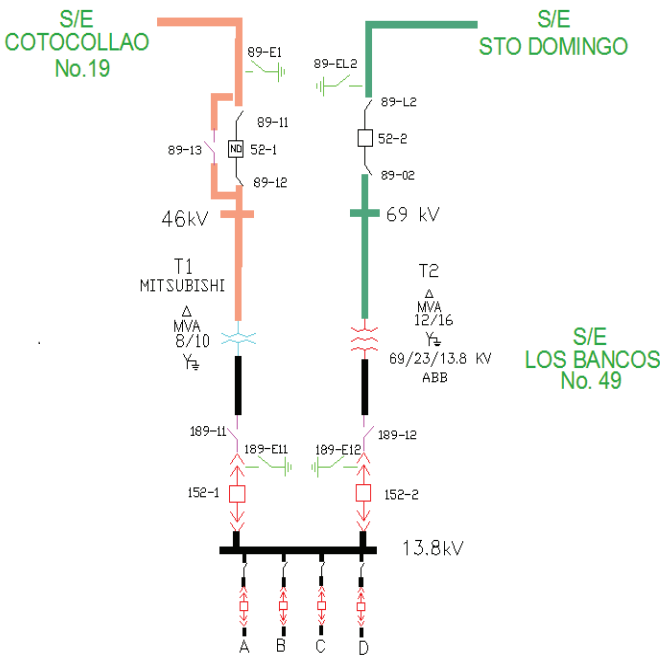


Figura 3.1: Diagrama unifilar S/E 49 Los Bancos [23]

La Figura 3.2 muestra las líneas de subtransmisión para la interconexión de la S/E 49 Los Bancos.

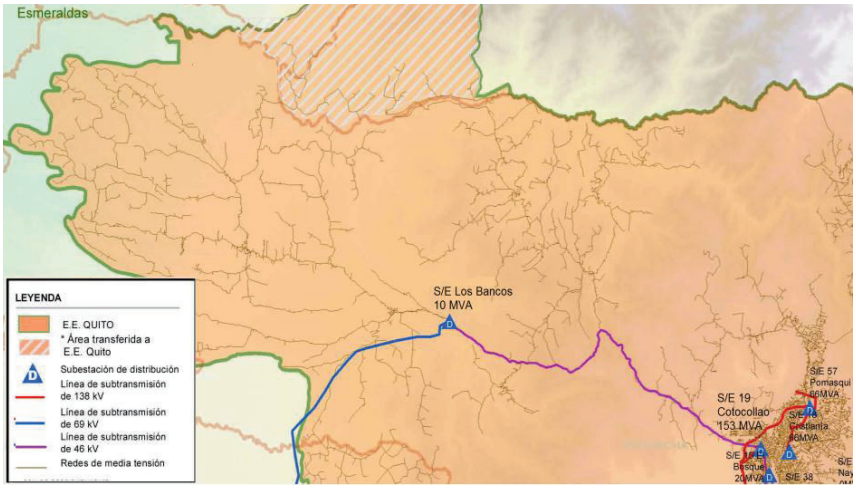


Figura 3.2: Conexión de la S/E Los Bancos al sistema de subtransmisión [24]

La topología de los primarios de la red eléctrica a nivel de distribución es básicamente radial, además se ha ido modificando y extendiendo con el propósito

de llegar a los clientes periféricos ubicados en recintos alejados de la S/E 49 Los Bancos.

Los 4 alimentadores primarios se distribuyen la carga del noroccidente de Quito por recintos de la siguiente manera:

- El área de servicio del primario A, atiende los centros poblados y recintos Villaflora, Manduriacu, El Corazón, Cielo Verde, Guayabillas, Masphi, Pacto, Nanegal, Sahuangal, La Armenia, El Limón. En la Figura 3.3 se muestra el área geográfica de cobertura, siendo en su mayoría un servicio para una población rural. La distancia máxima recorrida por este alimentador hasta el último nodo de entrega de energía eléctrica es de 60.8 km.

- El primario B, suministra energía eléctrica a los usuarios que pertenecen al cantón San Miguel de los Bancos. La longitud máxima recorrida por el alimentador es 39.7 km y en la Figura 3.4 se observa el área de cobertura.

- El servicio del primario C como se ilustra en la Figura 3.4, cubre a los poblados Puerto Quito y Pedro Vicente Maldonado recorriendo una distancia máxima de 67.4 km desde la S/E 49 Los Bancos hasta el último punto con el nivel de voltaje más bajo.

- La cobertura del primario D se centra en los poblados y recintos de la Nanegalito y Nanegal. El recorrido del primario se observa en la Figura 3.3 con una longitud máxima de 60.5 km.

Los datos mencionados han sido proporcionados por la EEQ, hasta el mes de agosto de 2015 [25].

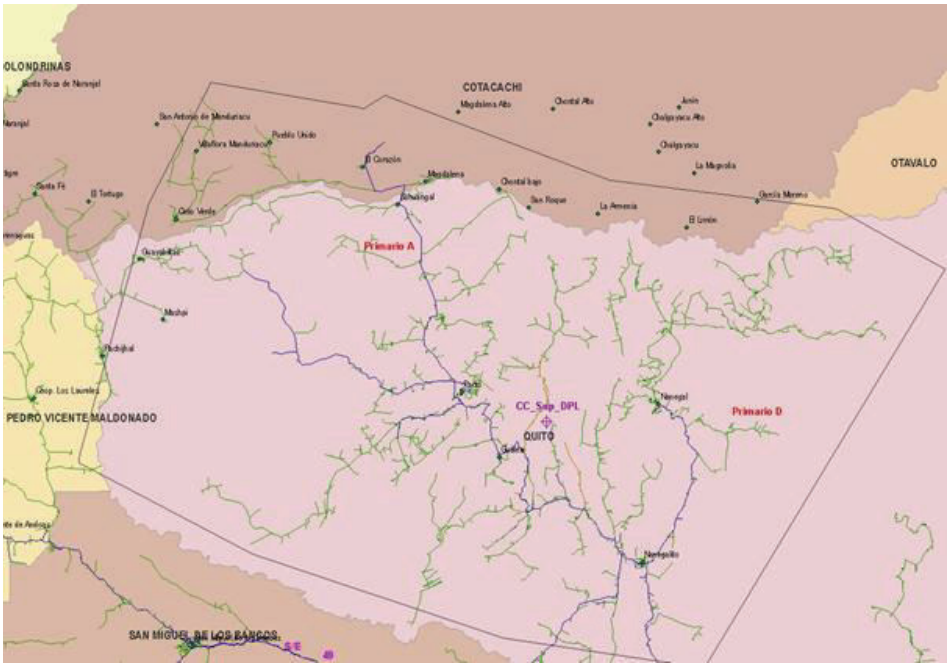


Figura 3.3: Área de servicio de los primarios A y D de la S/E Los Bancos [23]

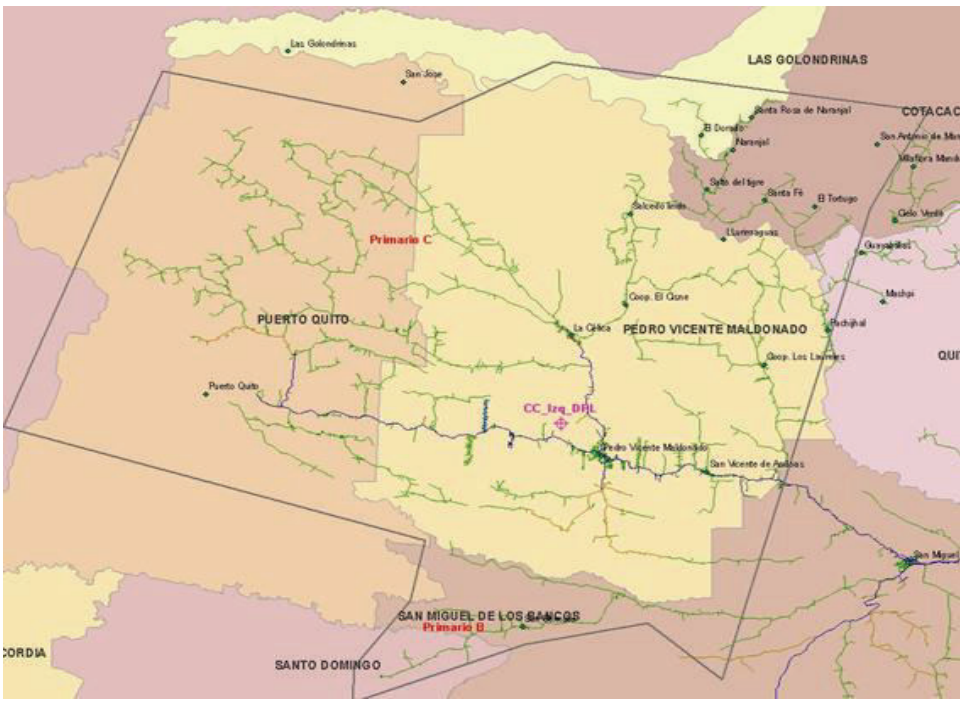


Figura 3.4: Área de servicio de los primarios B y C de la S/E Los Bancos [23]

3.1.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para la modelación del sistema se utilizó el programa ArcGIS donde se realiza la actualización de la información mensualmente, ingresando los nuevos usuarios, equipos y redes de alimentación por parte de la EEQ.

La información ingresada en el ArcGIS es la base empleada por la EEQ para la actualización de las redes eléctricas; este proceso se realiza mediante la exportación del sistema al programa CYMDIST para la simulación del comportamiento aproximado bajo las nuevas condiciones que se han presentado en los últimos años.

Para lograr este proceso se debe realizar varias etapas, respetando las condiciones que tiene cada equipo de la red para evitar alguna información errónea que pueda distorsionar la modelación. Dichas etapas se realizaron con la finalidad de exportar la información adecuadamente las mismas que se dividieron de la siguiente manera:

- Se selecciona el alimentador que se va exportar, para lo cual se inicia con la selección de los transformadores de distribución que representan las cargas del sistema. Para completar el proceso, se debe finalizar el ingreso de todas las cargas que el sistema tiene y poder así exportar el alimentador y los transformadores.

- Una vez completada la información se procede a almacenarla en CYMDIST creándose su respectiva base de datos.

- El programa CYMDIST por defecto coloca nombres a los alimentadores y a la subestación así como una fecha de exportación, por lo cual para proceder a simular se debe corregir estos cambios. Además, durante la exportación el estado de los interruptores cambia a cerrado por lo cual se requiere localizarlos y abrirlos para obtener el correcto funcionamiento del programa. Otro cambio automático que se realiza durante el proceso de exportación, está relacionado con el tipo de carga, todas las cargas del sistema se colocan como cargas residenciales con lo cual se procede a

verificar cuales son comerciales e industriales para obtener el sistema real esperado.

Para este trabajo de titulación se ha empleado el procedimiento anterior con la finalidad de determinar la situación del sistema al mes de agosto del año 2015, que para el presente estudio se considerará como el estado actual del sistema debido a que los datos más recientes proporcionados por la EEQ fueron precisamente los de este mes y año.

De esta manera se crea una base de datos con las modificaciones respectivas para cada primario de la S/E 49 Los Bancos.
En la Figura 3.5 se muestra el sistema eléctrico de los cantones en estudio, alimentados por la S/E 49 Los Bancos al estado actual.

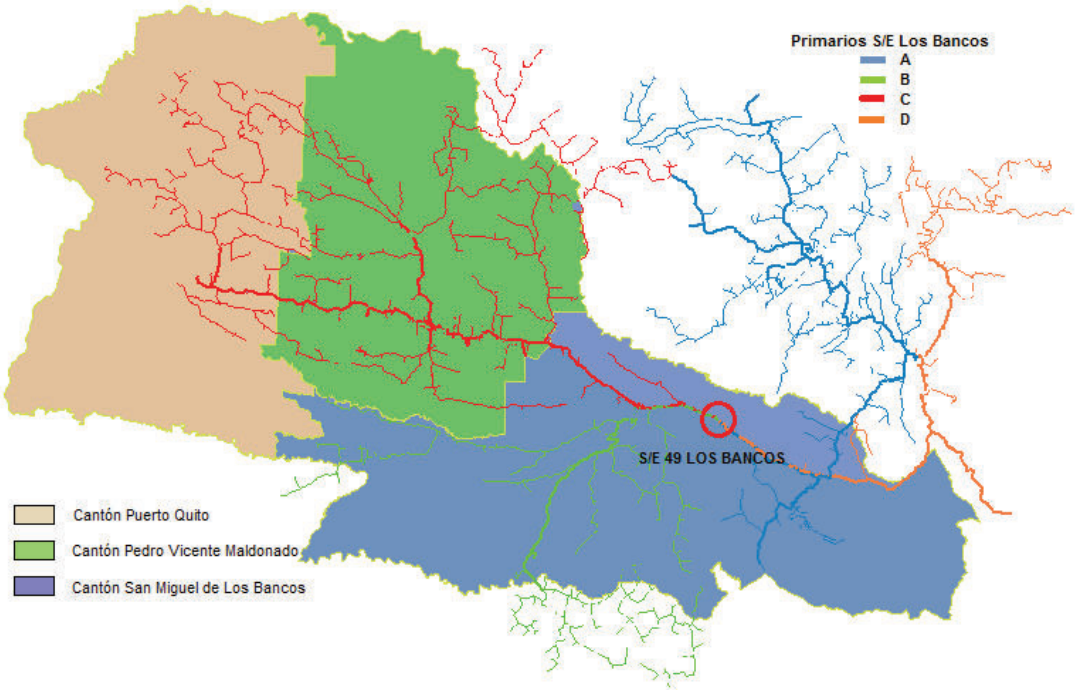


Figura 3.5: Red Eléctrica del Noroccidente de Pichincha [Elaboración propia].

Los datos correspondientes a la demanda por primario para la situación actual se presentan en la Tabla 3.1, donde los valores que se muestran son los máximos a una fecha y hora.

Tabla 3.1: Demanda máxima no coincidente por primarios, S/E Los Bancos, año 2015

Primario	Fecha	Hora	Demanda	Demanda	Factor de potencia
	dd/mm/aa	h:min:seg	[kW]	[kVA]	
A	28/08/2015	19:15:00	2719.04	2863.05	0.95
B	09/06/2015	19:00:00	855.56	888.66	0.96
C	**28/08/2015**	**19:15:00**	**3360.41**	**3601.53**	**0.93**
D	16/02/2015	19:45:00	808.68	830.14	0.97

Los cantones son provistos de energía eléctrica en su totalidad por los 4 primarios de la S/E 49 Los Bancos. El primario C cubre la mayor parte de carga de la zona en estudio, en relación a los otros primarios, recorriendo una gran distancia para llegar con el producto eléctrico hasta todos los usuarios de su zona.

Hasta enero de 2015 el primario C presentó las mayores caídas de voltaje [25], por lo que para realizar una modelación correcta se ha optado por tomar el valor de demanda máxima del mes de agosto de 2015 de este primario a la fecha y hora dadas. Por otra parte se procedió a obtener la demanda coincidente de la subestación tomando como referencia la del primario C, y asumiendo ésta como la condición más crítica de demanda de la S/E 49 Los Bancos.

Los datos de demanda coincidente para la subestación a nivel de primario se muestran en la Tabla 3.2 para el mes de agosto de 2015.

Tabla 3.2: Demanda máxima coincidente por primarios, S/E Los Bancos, año 2015

Primario	Fecha	Hora	Demanda	Demanda	Factor de potencia
	dd/mm/aa	h:min:seg	[kW]	[kVA]	
A	28/08/2015	19:15:00	2719.23	2863.25	0.95
B	28/08/2015	19:15:00	845.11	874.44	0.97
C	28/08/2015	19:15:00	3360.41	3601.53	0.93
D	28/08/2015	19:15:00	115.91	115.91	1.00

De la información obtenida, la demanda total de la S/E 49 Los Bancos es de 7455.13 kVA ó 7040.66 kW, por lo que se puede decir que para el estado actual la potencia instalada en la subestación (16 MVA) es suficiente para cubrir la demanda exigida por los cantones en estudio sin ningún problema. Además, es importante conocer otros datos a nivel de primario que se detallan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Datos relevantes a nivel de primario, S/E Los Bancos

Primario	kVA Instalados	Nº Transformadores	Factor de Coincidencia de Transformadores	Factor de Uso Transformadores (%)
A	10 627	762	0.4344	0.2547
B	4 839	406	0.3738	0.1769
C	18 668	1210	0.4106	0.1781
D	3 996	288	0.4646	0.1922
TOTAL	38 130	2666	---	---

Considerando los constantes cambios y las soluciones a corto plazo que se pueden aplicar, la red eléctrica cuenta con un regulador de voltaje trifásico ubicado en el primario C, que tiene la función de elevar el nivel de voltaje en cada fase en un rango máximo de ± 10%, buscando mejorar el nivel de voltaje presente en la zona bajo estudio. En la Tabla 3.4 se presentan las características del regulador de voltaje instalado.

Tabla 3.4: Características del regulador de voltaje

Marca	TOSHIBA
Nº de Serie	2756-2734-2737
Fases (banco)	3
Potencia [kVA]	114
Medio voltaje [V]	13200
Bajo voltaje [V]	0
Subestación	49 LOS BANCOS
Primario	C

Este regulador trifásico se encuentra ubicado en el cantón Pedro Vicente Maldonado, consta de un banco de 3 reguladores monofásicos como se muestra en la Figura 3.6, ubicado en el sector Arasha, coordenadas GIS (712903.56-10010570.96). Instalado en el sitio con un previo análisis eléctrico realizado por la EEQ con el propósito de mejorar los niveles de voltaje presentes en todos los sectores alimentados por el primario C de la S/E 49 Los Bancos.

Figura 3.6: Banco de reguladores monofásicos [25]

3.2 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE 2015

El objetivo de esta sección es obtener valores eléctricos de interés como el voltaje y las pérdidas de potencia de la red eléctrica que alimenta los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos, con el propósito de conocer la situación actual a nivel cantonal y por primario, para obtener un panorama de estudio más amplio.

La simulación correspondiente realizada con la modelación descrita en la sección 3.1.3, se llevó a cabo con la ayuda del programa computacional CYMDIST, en base a los siguientes datos:

- El ingreso de la demanda eléctrica se efectuó con los datos de demanda máxima mostrados en la Tabla 3.5 que fueron introducidos a nivel de cabecera para cada primario, con las potencias y factores de potencia coincidentes tomadas de la misma tabla y divididas para las 3 fases de cada primario de acuerdo a los datos proporcionados por la EEQ.

Tabla 3.5: Demanda máxima coincidente por fase

Demanda					
Primario	Fase A [kVA]	Fase B [kVA]	Fase C [kVA]	Total [kVA]	Factor de potencia
A	984.51	933.66	945.07	2863.25	0.95
B	259.16	355.38	259.90	874.44	0.97
C	1248.58	1093.28	1259.68	3601.53	0.93
D	45.73	38.67	31.50	115.91	1.00

- Posteriormente se realizó la distribución de carga para los 4 primarios de la red eléctrica. En Figura 3.7 se muestra la herramienta de distribución de carga correspondiente.

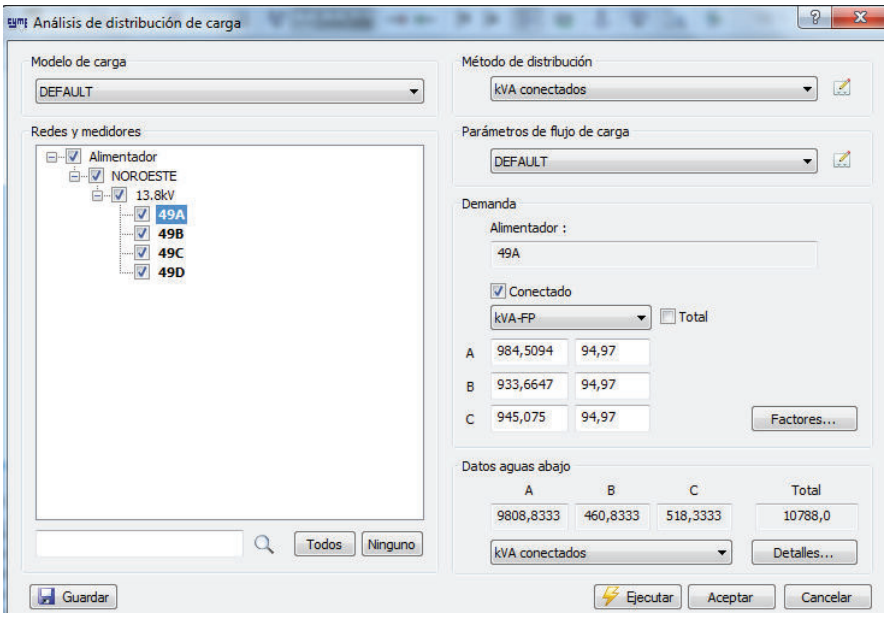


Figura 3.7: Herramienta de distribución de carga [22]

La herramienta consta de 4 tipos de métodos para realizar la distribución de carga, mencionados en el Capítulo 2. Para la distribución de carga de los primarios de la S/E 49 Los Bancos se utilizó el método de "kVA conectados" el cual reparte la demanda ingresada en la cabecera proporcionalmente a la capacidad instalada para cada transformador de distribución conectado a la red.

- Una vez realizada la distribución se procedió a efectuar al análisis de los valores eléctricos de interés a partir de simulaciones de flujo de potencia con el módulo correspondiente.

3.2.1 ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE

Para el estudio de perfiles de voltaje se consideraron todos los nodos de medio voltaje (monofásico, bifásico y trifásico) de la red eléctrica de la S/E 49 Los Bancos que cubre los cantones en estudio. El voltaje de los nodos que se presentan en esta sección se encuentran expresados en por unidad en relación a un voltaje nominal de 13.2 kV que es el voltaje nominal de los transformadores de distribución de la red eléctrica.

3.2.1.1 Análisis por primario

Para el análisis de la situación actual es necesario realizar un estudio de los voltajes a nivel de subestación, con el propósito de conocer el estado de cada primario que alimenta los cantones en estudio.

En la Figura 3.8 se observa el perfil de voltaje para el nodo 83865MA (código: numeración aleatorio según del ingreso del nodo al sistema GIS, MA significa Medio Voltaje Aéreo) que resultó ser el de mayor caída de voltaje del primario A, con una distancia recorrida desde la cabecera de 60 km aproximadamente.

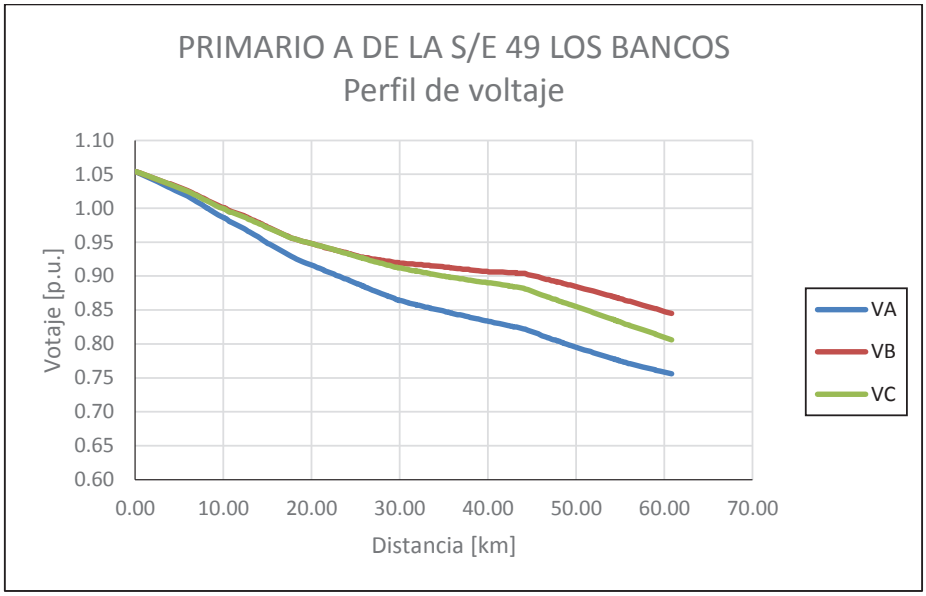


Figura 3.8: Perfil de voltaje del primario A [Elaboración propia]

Se debe mencionar que los voltajes de las 3 fases del primario A parten desde un valor de 1.07 p.u. en la cabecera, ya que aunque el valor nominal relacionado a estos voltajes es de 13.2 kV, el voltaje actual que proporciona la S/E 49 Los Bancos es de 13.80 kV, y además se encuentra operando con un paso positivo del tap en el transformador de potencia de la subestación.

Del perfil obtenido (Figura 3.8) también se observa la relación directa existente entre la distancia recorrida por el primario y el aumento en la caída de voltaje para mayores longitudes.

Para el primario C la Figura 3.9 muestra el perfil de voltaje de las 3 fases, desde la cabecera hasta el nodo con mayor caída de voltaje, que en este caso es el nodo 132191MA con una distancia recorrida por el alimentador primario de 67 km aproximadamente.

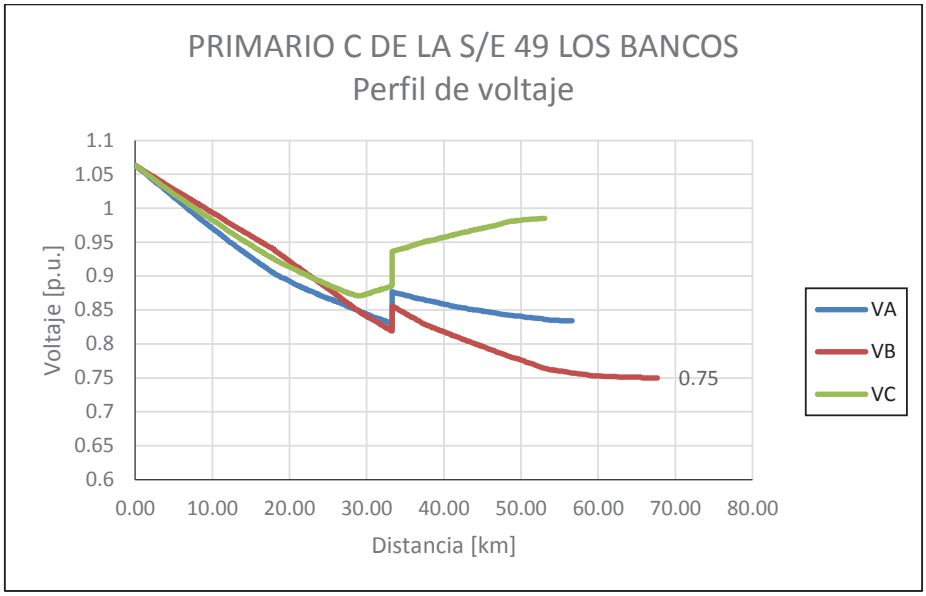


Figura 3.9: Perfil de voltaje del primario C [Elaboración propia]

El perfil de voltaje del primario C mantiene una forma de caída continua y similar para las 3 fases hasta el nodo 569939MA, ubicado a una distancia de 33 km aproximadamente desde la fuente y donde se encuentra conectado el regulador especificado en la sección 3.1.3, mismo que al operar elevó el nivel de voltaje en un rango de +5% aproximadamente para cada fase.

Los perfiles de los primarios A y C resultaron ser los que presentan los peores voltajes del sistema eléctrico correspondiente a la S/E 49 Los Bancos que cubre los cantones en estudio, con distancias recorridas por los alimentadores mayores a 60 km, que provocan la caída excesiva del voltaje principalmente en las periferias. Los perfiles de voltaje correspondientes a los primarios B y D se adjuntan en el Anexo 2.

En la Tabla 3.6, se muestran los resultados obtenidos a partir de la simulación correspondiente considerando voltajes expresados en p.u. para todos los primarios de la S/E 49 Los Bancos.

Tabla 3.6: Voltajes por primario en p.u. a 13.2 kV, año 2015

Primarios	Cantidad de nodos	Fase A [p.u.]	Fase B [p.u.]	Fase C [p.u.]
A	2844	0.756	0.845	0.86
B	1716	1.005	1.049	1.051
C	4590	0.817	0.750	0.763
D	1178	1.06	1.067	1.066

En base a los resultados obtenidos, se puede observar que los primarios A y C pertenecientes a la S/E 49 Los Bancos, presentan reducciones de voltaje de hasta 24% para el primario A y de 25% para el primario C, valores que indican el mal estado de la red eléctrica sobrepasando el límite establecido de ± 7%.

El primario C tiene el estado más crítico de toda la subestación, debido a la extensa distancia que debe recorrer el conductor y a la demanda que debe suministrar, siendo este primario el que tiene el mayor número de clientes.

3.2.1.2 Análisis por cantón

Los perfiles de voltaje de la situación actual a demanda máxima obtenidos, se presentan en la Figura 3.10 para el cantón con la caída de voltaje más alta, que en este caso es el cantón Puerto Quito, donde los niveles más bajos se encuentran en el nodo 132191MA que resulta ser uno de los más alejados de la S/E 49 Los Bancos y pertenece al primario C, con una distancia recorrida de 67 km aproximadamente.

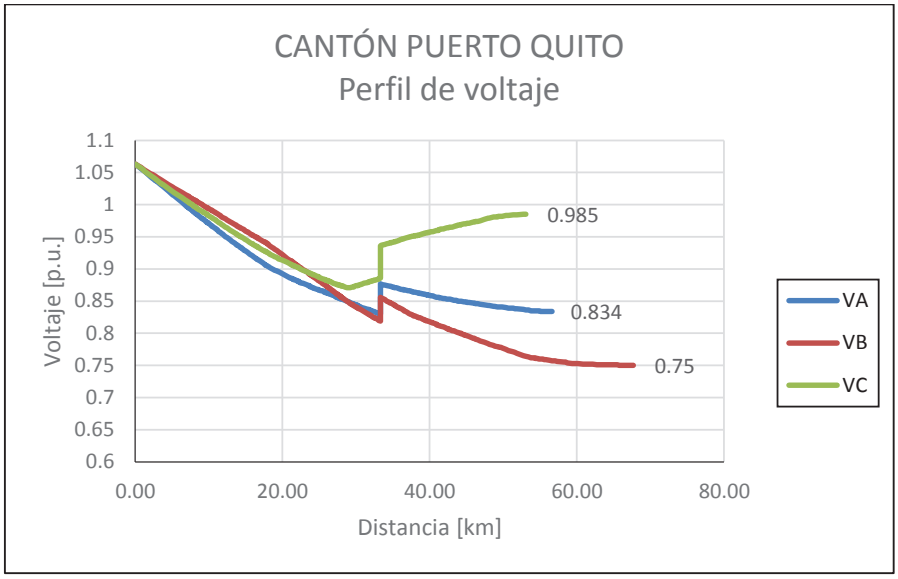


Figura 3.10: Perfiles de voltaje para el cantón Puerto Quito. [Elaboración propia]

Los perfiles de voltaje mostrados en la Figura 3.10 inician en un valor de 1.07 p.u. para las 3 fases, y a medida que aumenta la distancia recorrida por el alimentador que cubre el cantón Puerto Quito, su caída de voltaje se va intensificando. Para los otros dos cantones en estudio, los perfiles de voltaje se detallan en el Anexo 2.

A continuación en la Tabla 3.7 se presentan los valores de voltaje más críticos para cada cantón, obtenidos de la simulación del sistema eléctrico en por unidad.

Tabla 3.7: Voltajes por cantón al año 2015

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A [p.u.]	Fase B [p.u.]	Fase C [p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2718	0.830	0.752	0.774
Puerto Quito	946	0.824	0.75	0.762
San Miguel de Los Bancos	2390	0.837	0.943	0.929

Al examinar los resultados obtenidos a partir de la simulación, se evidencia la situación que atraviesan los cantones en cuanto a caídas de voltaje. Los valores críticos de la Tabla 3.7 están en un rango del 7% al 25%, presentando en el cantón Puerto Quito caídas del 17.60% al 25%, como consecuencia de la distancia que recorre el primario para dar servicio a sus usuarios periféricos. El cantón Pedro Vicente Maldonado tiene caídas de voltaje del 17% al 24.8% que continúan siendo muy significativas, mientras que en San Miguel de Los Bancos,

están un rango del 5.7% al 16.3% siendo menores debido a la cercanía que tienen las cargas a la S/E 49 Los Bancos.

La EEQ ha tomado como referencia la regulación de la ARCONEL 004/01 explicada en detalle en el Capítulo 2, que indica que para nodos de medio voltaje (MV) la variación permitida con respecto al valor nominal debe ser de ± 8%, y la ha aplicado a su normativa interna de regulación, realizando una modificación que indica que la variación máxima permitida debe ser de ± 7%, es decir ± 0.07 en valores en p.u. Esto con la finalidad de asegurar un producto de calidad al usuario, tomando en cuenta que además de las caídas de voltaje propias de la red en MV, también existen caídas en bajo voltaje (BV) provocadas por la distancia que recorre esta red desde el transformador de distribución hasta los usuarios.

Analizando los voltajes de acuerdo a la regulación, se observa que a excepción del nodo más crítico de la fase B del primario que alimenta al cantón Los Bancos, ninguno de los nodos más críticos en los 3 cantones estudiados cumple con los límites de variación de voltaje establecidos.

3.2.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

El segundo aspecto relevante para el análisis de la situación que el sistema presenta, son las pérdidas de potencia a nivel de cabecera para todos los primarios de la S/E 49 Los Bancos, detalladas en la Tabla 3.8 en base a la simulación correspondiente.

Tabla 3.8: Pérdidas de potencia por primario

Potencia Total = 7 596 [kW]			
Subestación	**Primario**	**Pérdidas del conductor**	**Pérdidas totales**
		[kW]	**[kW]**
49 Los Bancos	A	327.14	427.75
	B	13.42	48.40
	C	552.29	619.08
	D	0.58	20.22
		893.43	1115.45

Dentro del análisis de la simulación se establece que las pérdidas de potencia son 11.76% en comparación a la potencia total debido a la distancia que deben recorrer los alimentadores para dar servicio a usuarios que se encuentran muy alejados de la S/E 49 Los Bancos. Las pérdidas de potencia pueden ser de dos clases: pérdidas del conductor y pérdidas totales, siendo las primeras provocadas por el efecto Joule relacionadas con la impedancia y la corriente que circula por el conductor, por lo que su calibre influye de manera directa en la cantidad de pérdidas que puedan aparecer [1], mientras que las pérdidas totales también toman en cuenta las pérdidas en transformadores de distribución y demás elementos de la red eléctrica aguas abajo de la subestación.

La S/E 49 Los Bancos, tiene una demanda activa total de 7 040.66 kW al estado actual obtenida de la suma de los datos de demanda máxima coincidente para cada primario mostrados en la Tabla 3.2. El sistema presenta pérdidas en los conductores de 893.43 kW que son el 12.69% respecto a la demanda de la subestación, mientras que las pérdidas totales del sistema corresponden a 1115.45 kW que expresan el 15.84% de la demanda total.

3.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

3.3.1 INTRODUCCIÓN

La idea principal para el cálculo de la demanda eléctrica surge por la necesidad de estimar el comportamiento de un determinado sector. La demanda se representa mediante valores aproximados, permitiendo modelar el sistema eléctrico para trabajar en condiciones desfavorables; por lo tanto dicha demanda debe tener el máximo valor que podría presentar el sistema a lo largo del horizonte de proyección.

3.3.2 METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Debido a la importancia de la proyección de la demanda para el presente estudio, a continuación, se detalla de una manera general el proceso empleado para determinar la demanda eléctrica futura de los primarios de la S/E 49 Los Bancos:

- Con el fin de establecer el análisis respecto a la demanda, el primero paso, es determinar el caso más crítico en relación a su comportamiento. Para determinar esta condición es necesario comparar las circunstancias de cada primario, es decir con la demanda máxima presente a medio día y en la noche de un primario, se debe realizar una comparación tendencial.

- En base a los datos históricos de energía se debe observar la clasificación de los consumidores que el sector presenta tanto para clientes residenciales, comerciales, industriales y otros.

- La energía por clientes industriales en el sector es del 15%, porcentaje que en el análisis se los excluirá debido a que no representará la energía real consumida de los cantones. Además, el sector no es de carácter atractivo para la minería; siendo ésta la principal forma de consumo industrial; la misma que ha alcanzado la saturación de los lugares idóneos para este tipo de negocio.

- La energía real consumida (total) de los cantones se determina mediante las bases históricas del tipo residencial, comercial y otros. Se excluyeron los valores en el transcurso de los años en los cuales pueda existir un pico de consumo que no esté acorde, producido por una posible transferencia entre primarios. A partir de esta información y mediante el método de regresión simple descrito en el Capítulo 2, y con la ayuda de la herramienta computacional Excel, se determinará el número de clientes y los consumos promedio para cada tipo de cliente.

- El consumo promedio mencionado en el párrafo anterior, es la relación entre la energía consumida en kWh/mes y el número de clientes. Los

consumos promedios a partir del 2009 al año 2015 que fueron estimados con la información histórica, ayudarán a determinar una proyección anual para una planificación a 10 años, las tendencias máximas del consumo promedio y el número de clientes para los años en estudio determinarán los consumos de energía total tanto residencial, comercial, y otros.

- El consumo total de energía que el sistema puede presentar es igual a la sumatoria de los tres tipos de consumidores. La determinación de la demanda [kW/año] por energías se rige a la ecuación (2.4) estudiada en el Capítulo 2, y toma en cuenta varios factores como:

    - La energía consumida máxima para cada año.
    - El factor de carga.
    - El periodo de tiempo que se representa en horas por año.

- Una vez obtenida la demanda por energía consumida, se procederá a buscar el resultado final que determina la proyección para cada primario, el mismo que agrupa el crecimiento propio del sector y por cocción que se describirá en la sección 3.3.2.3 La determinación de la demanda total se efectúa en relación a la coincidente máxima que presentan los primarios de la S/E 49 Los Bancos al año 2015 (año con datos históricos actualizados). El primario C tiene la máxima demanda coincidente con respecto a los otros primarios, debido a que este primario distribuye energía a una mayor cantidad de clientes que representan una gran demanda eléctrica.

- La máxima demanda del primario C proporciona una fecha y hora, datos que son utilizados para obtener las demás demandas coincidentes de los otros primarios al año 2015 y mediante los porcentajes de demanda determinados, obtener las demandas coincidentes que se podrían presentar en los años próximos para todos los primarios de la subestación.

Para validar lo descrito anteriormente, se utilizará a manera de ejemplo los datos del primario C para determinar el cálculo de demanda.

3.3.2.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA

Para la proyección de la demanda eléctrica a la peor condición del sistema, es necesario tener en consideración los horarios en los que se presentan los picos de demanda más altos. Para los cantones noroccidentales de Quito se tomó en cuenta dos aspectos fundamentales que fueron la demanda eléctrica máxima de medio día (horario considerado de 10:30 a 12:30 horas) y la noche (horario considerado de 18:30 a 22:00 horas), para los años 2010 a 2015, datos mostrados en la Tabla 3.9 para el primario C de la S/E 49 Los Bancos. La información de los otros primarios se encuentra en el Anexo 3.

Tabla 3.9: Demanda máxima medio día y noche [25]

Año	Demanda máx. medio día [kW]	Demanda máx. noche [kW]
2009	1599.27	2373.30
2010	1658.38	2414.32
2011	2051.00	2607.70
2012	2133.04	2736.62
2013	2092.02	2836.24
2014	2467.06	3140.96
2015	2666.30	3360.41

En base a los datos anteriores, fue necesario realizar la comparación del comportamiento del sistema eléctrico del primario C para demanda máxima al medio día y la noche. Las condiciones que se muestran en la Figura 3.11 son para ambos escenarios, y en el Anexo 3 se muestran las figuras para los 4 primarios de la S/E Los Bancos.

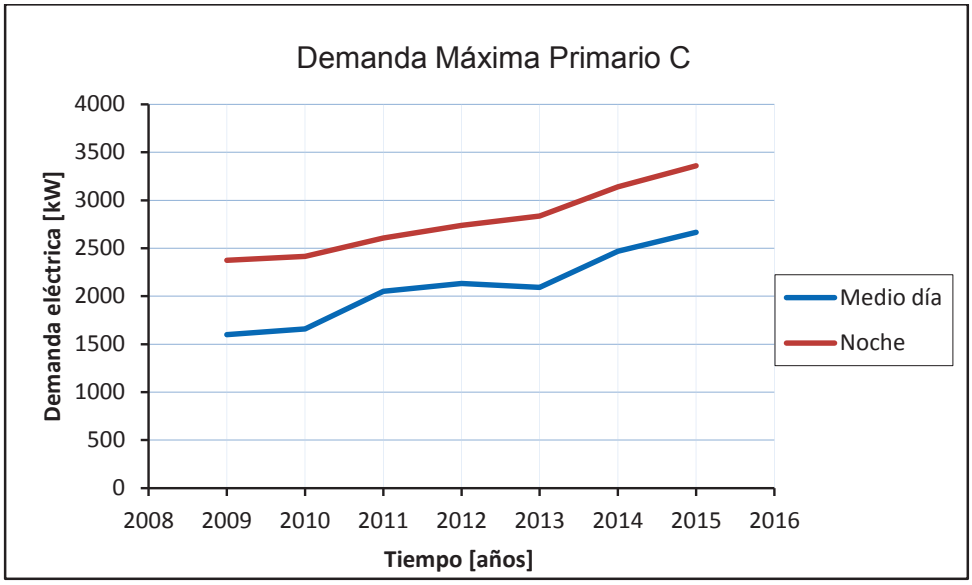


Figura 3.11: Tendencia de demanda máxima al año 2015 [Elaboración propia]

Como se puede apreciar, las tendencias de crecimiento al medio día y la noche resultan ser similares para los años 2010 a 2015. El comportamiento en ambos horarios tiene un crecimiento constante, siendo factible determinar la proyección de demanda en base al caso más crítico (demanda en la noche).

3.3.2.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA S/E 49 LOS BANCOS

La información proporciona en la sección 3.3.2.1 estableció la condición a la que el sistema debe ser analizado; siendo el caso más crítico el de la demanda en la noche, lo cual se da de manera similar para todos los primarios de la subestación. Para comenzar el análisis es necesario comparar de una manera grupal el comportamiento de la energía consumida de los primarios en relación al tipo de consumidor, para los años de las bases históricas.

En el caso de estudio del primario C se realizará la comparación de la información para el año 2015 proporcionada por el departamento de Comercialización de la EEQ. Los datos se detallan en la Tabla 3.10 donde se indica la energía consumida por primario para cada tipo de consumidor.

Tabla 3.10: Energía Consumida por primario S/E 49 Los Bancos, año 2015 [25].

Primario	CLIENTES				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTALES
	[kWh/año]	[kWh/año]	[kWh/año]	[kWh/año]	[kWh/año]
A	4 046 062	1 914 500	2 451 588	678 949	9 091 099
B	2 063 145	1 081 993	286 187	287 547	3 718 872
C	6 693 914	2 901 417	1 468 382	1 393 105	12 456 818
D	1 753 129	885 476	117 674	278 087	3 034 366
TOTAL	14 556 250	6 783 386	4 323 831	2 637 688	28 301 155

Los valores obtenidos para el primario C se pueden visualizar en la Figura 3.12, la misma que representa el consumo de energía anual por tipo de cliente. La energía consumida en este primario es de tipo residencial y cubre a una demanda del 54%, además se observa que el consumo de tipo industrial representa una demanda del 12%, porcentaje bastante elevado para la zona que cubre el primario, correspondiente a los cantones Puerto Quito y Pedro Vicente Maldonado, lo que proporciona una idea de la saturación existente a nivel de la gran industria, conociendo que el único atractivo industrial es el minero, y se encuentra casi agotado en este sector.

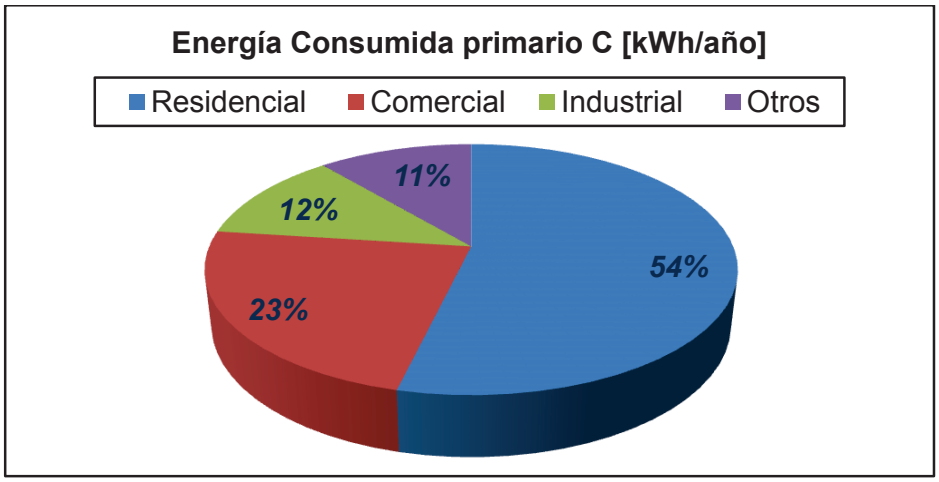


Figura 3.12: Energía según del tipo de consumidor [Elaboración propia]

A nivel de subestación, la energía total consumida por la S/E 49 Los Bancos es de 28 301 155 kWh/año, en la Figura 3.13 se observa que el 52% es de tipo

residencial, mientras que el 24%, 15% y el 9% representan a los usuarios Comercial, Industrial y Otros, respectivamente.

El tipo de consumo industrial ha llegado al punto de saturación, debido a las condiciones geográficas no viables para este tipo de clientes, por lo cual el crecimiento por este tipo de consumo para los próximos años no será posible en toda la zona alimentada por la subestación. Las figuras de la energía consumida para los otros primarios se las muestra en el Anexo 4.

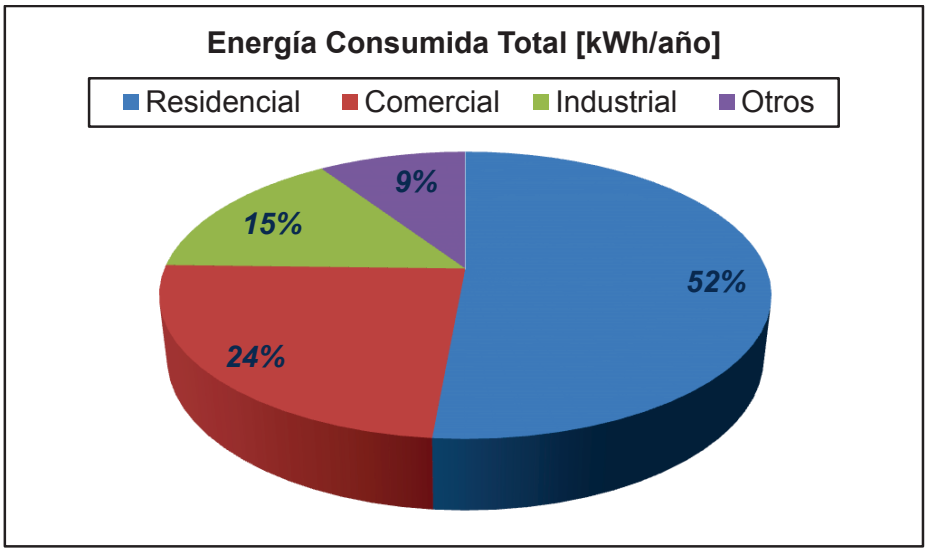


Figura 3.13: Energía total consumida en porcentaje S/E Los Bancos [Elaboración propia]

En base a lo anterior, se debe agrupar los tipos de consumidores (residencial, comercial y otros) con su respectiva energía por año. En el ejemplo, los datos del primario C correspondientes al tipo de clientes residenciales son necesarios para determinar la energía promedio, la misma que se obtiene de la relación entre la energía consumida y el número de clientes por año, dichos resultados se muestran en la Tabla 3.11.

En el Anexo 5 se presenta el análisis completo para los clientes tanto residencial, comercial y otros de los 4 primarios de la S/E 49 Los Bancos.

Tabla 3.11: Datos referentes al tipo de cliente residencial, primario C de la S/E Los Bancos [25]

Año	X	N° de Clientes por año	Energía promedio	Energía por año
		[clientes/año]	[kWh]	[kWh/año]
2009	**1**	51 649	88	4 554 963
2010	**2**	50 968	90	4 597 042
2011	**3**	55 442	84	4 668 932
2012	**4**	55 428	74	4 808 990
2013	**5**	63 102	86	5 402 746
2014	**6**	71 248	87	6 228 896
2015	**7**	73 424	91	6 693 914

Para la estimación de la energía proyectada a 10 años, es necesario calcular una línea de tendencia aproximada para cada tipo de consumidor, tanto del número de clientes como de la energía promedio en base a los datos históricos presentados en la Tabla 3.11. En la Figura 3.14 se muestra la tendencia del número de clientes, y la Figura 3.15 presenta el comportamiento de la energía promedio residencial estimada. La tendencia adecuada fue calculada mediante la herramienta computacional Excel, que maneja la teoría de regresiones simples especificada en el Capítulo 2, para el ajuste de curvas a datos históricos reales.

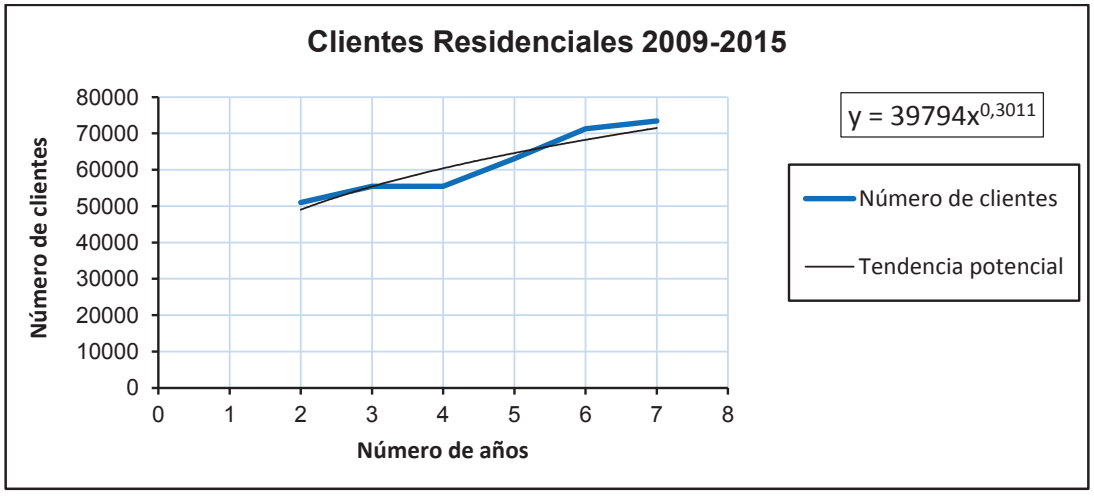


Figura 3.14: Tendencia de clientes residenciales [Elaboración propia]

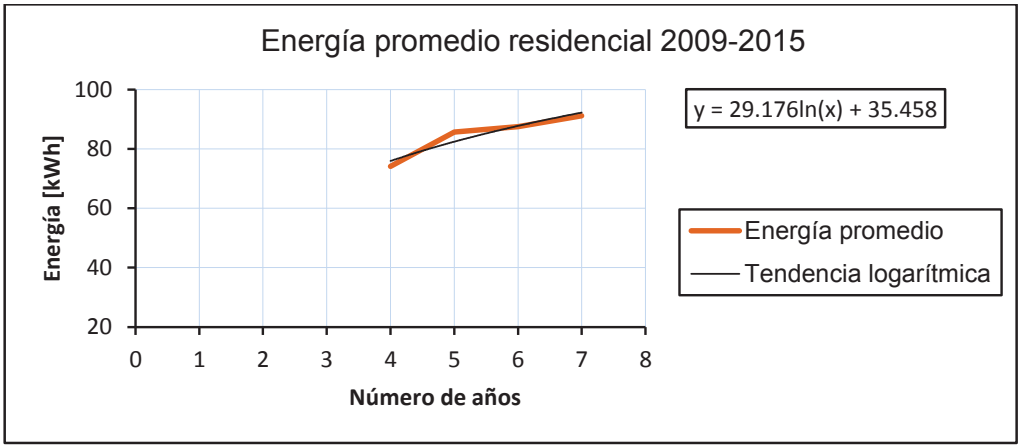


Figura 3.15: Tendencia de energía promedio consumida, clientes residenciales [Elaboración propia]

Una vez definidas las tendencias necesarias, se obtuvo las respectivas fórmulas que se muestran a continuación para los años 2009 a 2015. La ecuación (3.1) expresa la tendencia de crecimiento de clientes residenciales, y la ecuación (3.2) describe el comportamiento aproximado del crecimiento de la energía promedio residencial.

$$y = 39794x^{0.3011} \quad \text{[kWh/año]} \quad (3.1)$$

$$y = 29.176\ln(x) + 35.458 \quad \text{[kWh/año]} \quad (3.2)$$

Definidas las ecuaciones correspondientes se procedió al cálculo de la energía promedio y número de clientes para un horizonte de 10 años. A partir de estos resultados se determinó la energía anual en kWh/año. En la Tabla 3.12 se muestran los datos correspondientes a la proyección de este alimentador para los clientes de tipo residencial correspondientes al primario C.

Tabla 3.12: Proyección de la energía residencial anual

Año	X	N° de clientes por año	Energía promedio	Energía por año
		[Clientes/año]	[kWh]	[kWh/año]
2009	**1**	51649	88	4 554 963

Tabla 3.12 Continuación

Año	X	N° de clientes por año	Energía promedio	Energía por año
		[Clientes/año]	[kWh]	[kWh/año]
2010	**2**	50 968	90	4 597 042
2011	**3**	55 442	84	4 668 932
2012	**4**	55 428	74	4 808 990
2013	**5**	63 102	86	5 402 746
2014	**6**	71 248	87	6 228 896
2015	**7**	73 424	91	6 693 914
2016	**8**	74 428	96	7 154 626
2017	**9**	77 115	100	7 677 916
2018	**10**	79 601	103	8 170 088
2019	**11**	81 918	105	8 635 745
2020	**12**	84 093	108	9 078 465
2021	**13**	86 144	110	9 501 097
2022	**14**	88 088	112	9 905 948
2023	**15**	89 937	114	10 294 922
2024	**16**	91 702	116	10 669 607
2025	**17**	93 391	118	11 031 348

La proyección de energía anual expresada en kWh/año y el número de clientes se determina para los diferentes tipos de clientes (residencial, comercial y otros), ver Anexo 5. El cálculo realizado de la energía total anual fue establecido por la sumatoria de los tres tipos de consumidores. Con esta información y el factor de carga calculado por medio de la tendencia anual, se determinó la proyección de demanda correspondiente para el primario C de la S/E 49 Los Bancos indicado en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Proyección de demanda eléctrica, primario C

Año	X	Energía total (res+com+otros)	Factor de carga	Demanda proyectada	Porcentaje de crecimiento de demanda
		[kWh/año]	-	[kW]	[%]
2009	**1**	7 397 730.64	0.53	1 592.60	-
2010	**2**	7 755 914.00	0.61	1 448.34	-9.06%
2011	**3**	8 031 419.00	0.63	1 462.14	0.95%
2012	**4**	8 740 440.63	0.65	1 532.36	4.80%
2013	**5**	9 488 443.92	0.64	1 680.01	9.64%

Tabla 3.13 Continuación

Año	X	Energía total (res+com+otros)	Factor de carga	Demanda proyectada	Porcentaje de crecimiento de demanda
		[kWh/año]	-	[kW]	[%]
2014	**6**	15 581 621.00	0.61	2 938.57	74.91%
2015	**7**	10 988 436.00	0.63	1 980.77	-32.59%
2016	**8**	12 236 702.82	0.65	2 156.34	8.86%
2017	**9**	13 060 369.92	0.65	2 287.49	6.08%
2018	**10**	13 847 066.18	0.66	2 412.08	5.45%
2019	**11**	14 603 258.74	0.66	2 531.27	4.94%
2020	**12**	15 333 905.39	0.66	2 645.97	4.53%
2021	**13**	16 042 904.55	0.66	2 756.86	4.19%
2022	**14**	16 733 387.10	0.67	2 864.49	3.90%
2023	**15**	17 407 913.03	0.67	2 969.33	3.66%
2024	**16**	18 068 607.95	0.67	3 071.74	3.45%
2025	**17**	18 717 260.73	0.67	3 172.04	3.27%

Al determinar la proyección de demanda del primario C de la S/E 49 Los Bancos, fue necesario calcular los porcentajes de aumento año a año, los mismos que son necesarios en la herramienta computacional CYMDIST para realizar el crecimiento de demanda respectivo. Este programa ofrece varios métodos para realizar el aumento de demanda que se describen en la sección 2.3. El método seleccionado para el aumento de demanda es “por primario” debido a que este caso de estudio tiene datos históricos completos y confiables acerca de los 4 primarios de la subestación.

3.3.2.3 INCLUSIÓN DE LA DEMANDA DEL PROGRAMA PEC

Actualmente, se está llevando a cabo el programa de cocción eficiente (PEC) impulsado por el gobierno central, el cual se mencionó en el Capítulo 2, el mismo que contempla el cambio de cocinas que utilizan como combustible el gas licuado de petróleo (GLP), por cocinas de inducción a energía eléctrica. La determinación de la demanda por cocción que la EEQ ha asimilado se basa a criterios como: número de clientes de cada sector que cubre el primario, el factor de utilización y el consumo real a demanda máxima que las cocinas van a presentar.

El gobierno central ha anunciado que eliminará el subsidio destinado al gas licuado de petróleo utilizado para la cocción en todo el país a inicios del año 2018, lo que derivará en un incremento del precio del gas a valores muy superiores a los actuales, siendo entonces la solución más viable la del cambio a cocinas de inducción, razón por la que se estima que el programa PEC se concluya a finales del año 2018 en todo el país.

La EEQ ha proporcionado los datos de número de clientes que se cambiarán al PEC en los años 2015 y 2016 para los 4 primarios, mientras que para los años 2017 y 2018 se pudo estimar un porcentaje de ingreso de clientes, que resulta de la relación entre los nuevos clientes del programa PEC a nivel de toda la empresa y los consumidores totales de la EEQ.

Estos valores son correspondientes para cada primario de la S/E 49 Los Bancos, en la Tabla 3.14 se presenta el número total de clientes del programa PEC de cada primario de 2015 a 2018.

Tabla 3.14: Número de clientes presentes en el PEC para cada año por primario, S/E Los Bancos

Primario	Número de clientes totales			
	2015	2016	2017	2018
A	492	876	1 470	4 074
B	93	166	692	1 917
C	507	903	1 747	4 839
D	211	376	619	1 716
Total	1 303	2 321	4 528	12 546

Al determinar el número de clientes totales que ingresan a formar parte del PEC, es necesario realizar el cálculo de la demanda total para observar el comportamiento del sistema eléctrico al ingresar dicha demanda por cocción. La proyección de la demanda eléctrica propia de las cocinas de inducción se la debe realizar bajo dos escenarios:

- El escenario de *Medio día* viene a ser donde se produce el consumo más alto del día, debido a que el periodo de tiempo entre las 10:30 a 12:30 horas es donde los usuarios cocinan los alimentos en casi la totalidad del

sector en estudio, tomando en cuenta que se trata de un lugar comercial en su mayoría, donde la comida además de ser una necesidad básica, resulta ser una de las fuentes de ingreso de los habitantes.

- El segundo escenario es en la *Noche*, con un intervalo de tiempo de 18:30 a 22:00 horas, en el cual la demanda por cocción disminuye aproximadamente un 60% de la demanda del medio día, dato asumido y considerado[3] para el cálculo de demanda por cocción en el presente estudio.

La demanda por cocción se calcula mediante la diversificación de los clientes y el consumo mensual, a través de las fórmulas expresadas en el Capítulo 2 y basadas en la metodología desarrollada por la REA (Rural Electrification Administration) y adoptada por la EEQ para las estimaciones correspondientes. A continuación, se muestra en la Tabla 3.15 algunos factores importantes para el cálculo de la demanda.

Tabla 3.15: Factores para el cálculo de demanda (cocinas de inducción)

Factor	Valor
$FU_{medio-día}$	0.60
$CI[kW]$	3.00
$DMU_{CI}[kW]$	2.40
FD	0.80

Determinada la demanda por cocción para ambos horarios, se contrastó con la demanda propia del sector para poder elegir la demanda total que se utilizará en la proyección, resultando ser la demanda total de la noche la que presentó los valores más altos, y con la cual se procedió a realizar la proyección total de demanda a 2025.

En la Tabla 3.16 se detallan las demandas por cocción calculadas tanto para el medio día como para la noche, en los 4 primarios de la S/E 49 Los Bancos, a partir del 2015 hasta el 2018.

[3] Estudio realizado por la OLADE sobre usos finales de la Energía y adoptado como referencia por el MEER

Tabla 3.16: Demanda por primario referente al programa PEC

Año	2015		2016		2017		2018	
Demanda	Medio día	Noche	Medio día	Noche	Medio día	Noche	Medio día	Noche
Primario	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
A	241.46	144.88	435.13	261.08	640.89	384.54	1593.73	956.24
B	54.96	32.97	99.29	59.58	327.36	196.42	812.32	487.39
C	248.00	148.80	447.05	268.23	747.68	448.61	1859.13	1115.48
D	113.73	68.24	205.14	123.08	296.42	177.85	735.82	441.49
Total	658.15	394.89	1186.62	711.97	2012.35	1207.41	5001.00	3000.60

3.3.2.4 ESTIMACIÓN DE DEMANDA TOTAL A 2025

Una vez concluida la proyección tanto de demanda propia del sector noroccidente de Quito, como la demanda proveniente del programa de cocción eficiente, se presenta en la Tabla 3.17 la demanda máxima total coincidente estimada del sistema eléctrico de la S/E 49 Los Bancos a nivel de primario.

Tabla 3.17: Demanda máxima coincidente total por primario, año 2025

Primarios	Potencia Activa	Potencia Aparente	Factor de potencia
	[kW]	[kVA]	
A	5 823.72	6 130.23	0.95
B	1 951.50	2 054.21	0.95
C	6 848.34	7 208.78	0.95
D	739.42	778.34	0.95
S/E Los Bancos	15 362.98	16 171.56	0.95

En cuanto al factor de potencia, el valor mínimo establecido en la Regulación 004/01 es de 0.92, pero la EEQ ha establecido un valor del 3% adicional para mantener un sistema de distribución con las mejores condiciones posibles, por lo que para este trabajo el límite mínimo para el factor de potencia será de 0.95, y para la proyección de demanda éste es el valor asumido para la estimación a 10 años.

3.3.3 INCORPORACIÓN DE CARGAS ESPECIALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En el transcurso de los años, el sector ha presentado un crecimiento importante tanto residencial como comercial en el área de cobertura correspondiente a la S/E 49 Los Bancos. En el DCCPPT de la EEQ han sido solicitadas y aprobadas varias factibilidades de servicio[4] consideradas importantes (mayores a 100 kVA), que actualmente se encuentran conectadas al sistema eléctrico, y otras factibilidades previstas a ingresar a la red eléctrica hasta el año 2017.

Este tipo de cargas vienen a ser, conjuntos residenciales y hoteles. A diferencia de las cargas pequeñas que ingresan gradualmente en el sistema, los elementos mencionados, al presentar una demanda elevada influyen notablemente en la red eléctrica causando variaciones importantes en el producto eléctrico si no se toman las precauciones necesarias. Las factibilidades se muestran en la Tabla 3.18 con sus respectivos datos de demanda final.

Tabla 3.18: Factibilidades de servicio, S/E 49 Los Bancos

Factibilidad de servicio	Primario	Cantón	Año de ingreso	Demanda máxima proyectada [kVA]	Factor de potencia
Balcones de Alcalá	C	P.V. Maldonado	2017	327	0.95
La Providencia	C	P.V. Maldonado	2017	171	0.95
Hotel Maspi	A	Quito D.M.	2016	209	0.95

Las factibilidades de servicio planificadas serán ingresadas al sistema eléctrico en el periodo 2016 – 2017 como cargas puntuales[5], las mismas que entran al sistema con una demanda final planificada y mostrada en la Tabla 3.18. Estas cargas a partir del año 2018 serán bloqueadas por tener una demanda proyectada alta evitando tener valores erróneos en las simulaciones siguientes.

[4] Proyectos puntuales solicitados con una demanda máxima proyectada.
[5] Es la representación de un conjunto de cargas como hoteles, hosterías o urbanizaciones que tienen su propio transformador de potencia.

CAPÍTULO 4

PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN Y SIMULACIÓN

El principal objetivo en este capítulo es desarrollar las diversas alternativas para mejorar los niveles de voltaje y reducir las pérdidas de potencia que se tiene en los diferentes primarios que cubren los cantones en estudio, mediante las simulaciones correspondientes, tomando en cuenta el incremento propio de la demanda, el programa PEC (Programa Eficiente de Cocción) y las factibilidades de servicio que ingresarán en los próximos años.

4.1 REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El estudio de esta primera alternativa de repotenciación del sistema eléctrico, llevada a nivel de simulación con el programa computacional CYMDIST, encierra a los 4 primarios de la S/E 49 Los Bancos, y tiene como finalidad conseguir una mejora a través del robustecimiento del sistema de distribución a partir del cambio de calibres de conductor y cambio de redes monofásicas por trifásicas en varios tramos de la red eléctrica.

Para cada año se considera el crecimiento de la demanda proyectada en el Capítulo 3; a nivel de simulación el programa computacional CYMDIST ingresa el crecimiento de carga para cada primario, año a año, para una zona, tramo, alimentador primario, subestación o red secundaria, a través de porcentajes que indican la proporción de crecimiento de una carga en relación a su valor inicial.

Los porcentajes de crecimiento pueden ser ingresados para cada tipo de carga (residencial, industrial, comercial, otros) presente en la red eléctrica. En la Figura 4.1 se muestra el módulo de crecimiento de carga utilizado para la simulación respectiva de cada año.

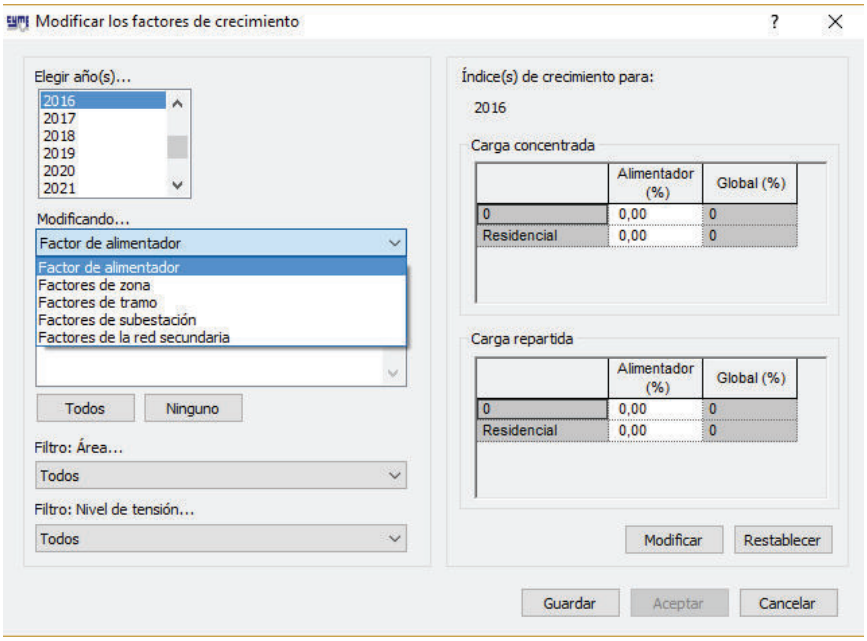


Figura 4.1: Módulo de crecimiento de carga para proyección [22]

El módulo cuenta además con filtros para definir el crecimiento por sectores o áreas definidas con anterioridad, lo que ayuda a tener un análisis de crecimiento más cercano a la realidad.

4.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV PARA 2017

Se considera al 2017 como un año de análisis de la alternativa de repotenciación planteada, debido a que conforme al cronograma de ingreso de factibilidades de servicio establecido en el Capítulo 3, en este año se tendrá la incorporación total de las cargas especiales y consideradas de alta influencia en el sistema eléctrico de los cantones en estudio.

Por otra parte, la repotenciación de la red eléctrica considerada para este año ya presenta un avance importante, el mismo que se lo ha representado de un color amarillo como se observa en la Figura 4.2. Varios tramos de la red monofásica han sido modificados a trifásica. El aumento de los calibres de conductor también ha sido contemplado en la simulación en un porcentaje bastante alto (69% aproximadamente), sobre todo en la red correspondiente al alimentador C de la S/E 49 Los Bancos, que según el análisis realizado en el Capítulo 3, resulta ser el

que presenta las peores condiciones de entre los 4 alimentadores de la subestación.

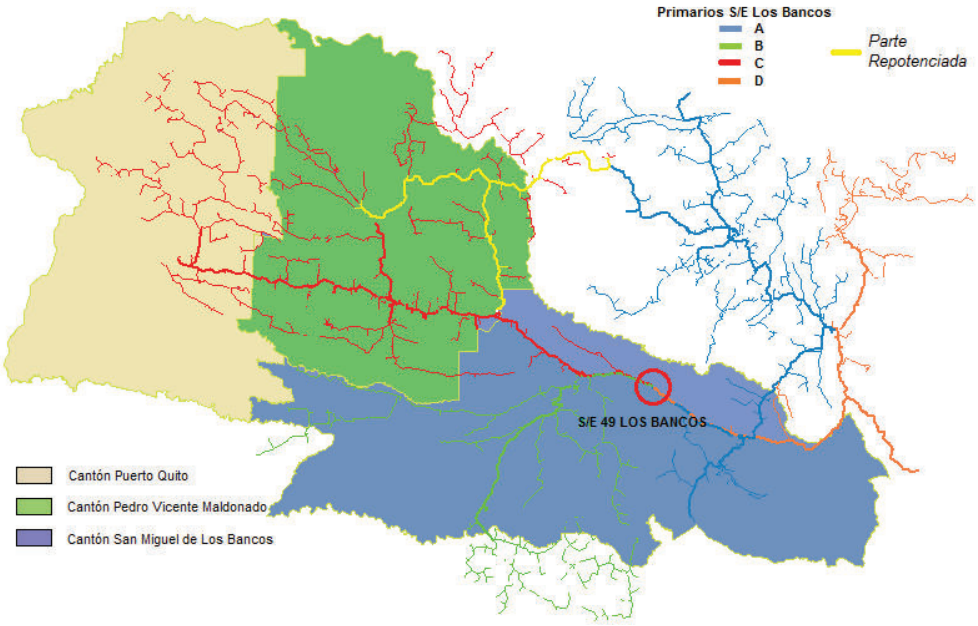


Figura 4.2: Red eléctrica del Noroccidente de Pichincha, repotenciación S/E 49 Los Bancos año 2017. [Elaboración propia]

Con estas condiciones el sistema resulta ser más robusto y confiable para afrontar condiciones adversas debido al incremento que la demanda tendrá en los próximos años. Esta propuesta se detalla completamente en la siguiente sección.

4.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO A 13.2 kV PARA 2018

La simulación de esta alternativa se realizó hasta el 2018 como se tenía previsto por parte de la EEQ, con la repotenciación de varios tramos de red, como se observa en la Tabla 4.1. Los resultados de la simulación permiten concluir que esta condición ayudará a solventar en gran parte las problemáticas que se ha obtenido para el 2018.

Tabla 4.1. Repotenciación de los alimentadores de la S/E 49 Los Bancos

Alimentador	Longitud de Repotenciación [m]	Fases iniciales	Fases finales	Conductor inicial Fases	Conductor final Fases	Conductor inicial Neutro	Conductor final Neutro
A	898.20	B	ABC	AAAC6201.2	ACSR 4/0	AAAC6201.2	ACSR 4/0
B	67	AB	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR 4	ACSR 4/0
B	16 317.20	A	ABC	AAAC6201.1/0	ACSR 4/0	AAAC6201.2	ACSR 4/0
C	5 952	C	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR4	ACSR 4/0
C	14 776	C	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR4	ACSR 4/0
C	1280	AB	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR4	ACSR 4/0
C	4 759	ABC	ABC	AAAC6201.2	ACSR 4/0	AAAC6201.2	ACSR 4/0
C	6 546	ABC	ABC	ACSR 4/0	ACSR 4/0	ACSR 2/0	ACSR 4/0
C	30 216	A	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR 4	ACSR 4/0
C	10 881	C	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR 4	ACSR 4/0
C	1 352	AB	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR 4	ACSR 4/0
C	89	AB	ABC	AAAC6201.2	ACSR 4/0	AAAC6201.2	ACSR 4/0
D	356.80	AC	ABC	ACSR 4/0	ACSR 4/0	ACSR 2/0	ACSR 4/0
D	5 039.10	A	ABC	ACSR 2	ACSR 4/0	ACSR 2	ACSR 4/0

4.1.2.1 ANÁLISIS DE PERFILES DE VOLTAJE

El comportamiento del sistema bajo condiciones tanto de demanda futura como de repotenciación de primarios, es muy irregular, debido a la manera de servir la demanda. Se puede observar en la Figura 4.3 que los primarios C y B alimentan una gran parte de los cantones en estudio mientras que los primarios A y D alimentan a usuarios que ese encuentra muy cerca de la S/E 49 Los Bancos.

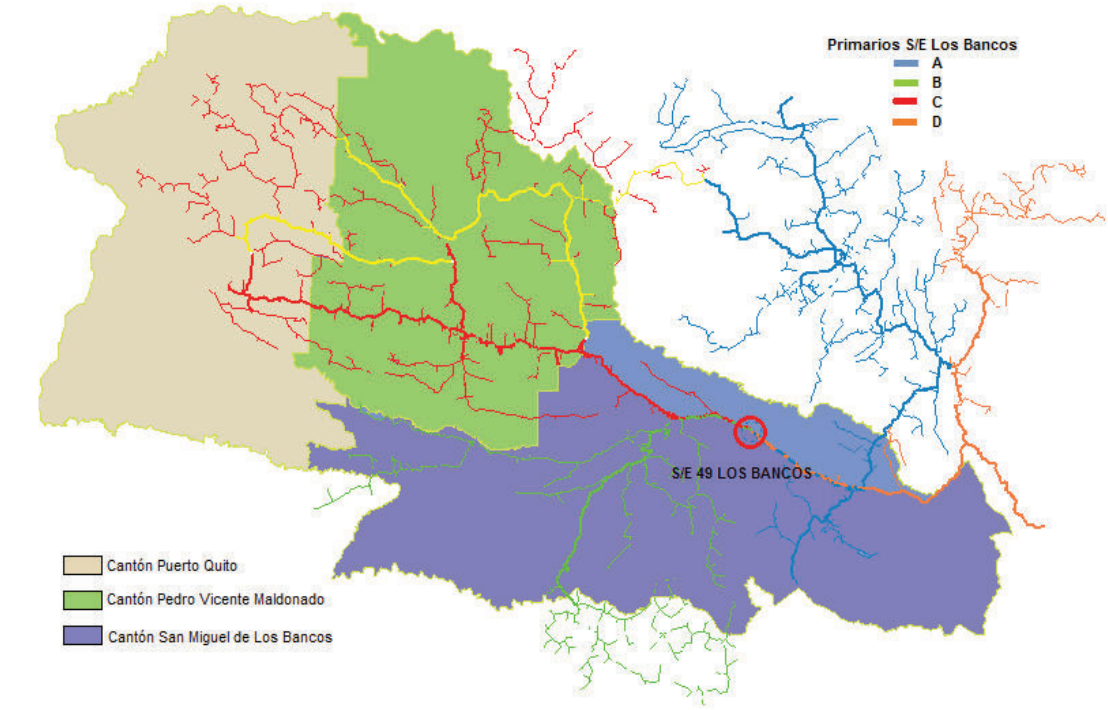


Figura 4.3: Sistema eléctrico S/E 49 Los Bancos a 2018 [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos a partir de la simulación, en la Figura 4.4 se muestran los perfiles de cada fase para el cantón con los voltajes más bajos o las peores condiciones, que para este caso es Pedro Vicente Maldonado. El nodo con mayor caída de voltaje es el 111258MA, perteneciente al primario C, que recorre una distancia aproximada de 63 km.

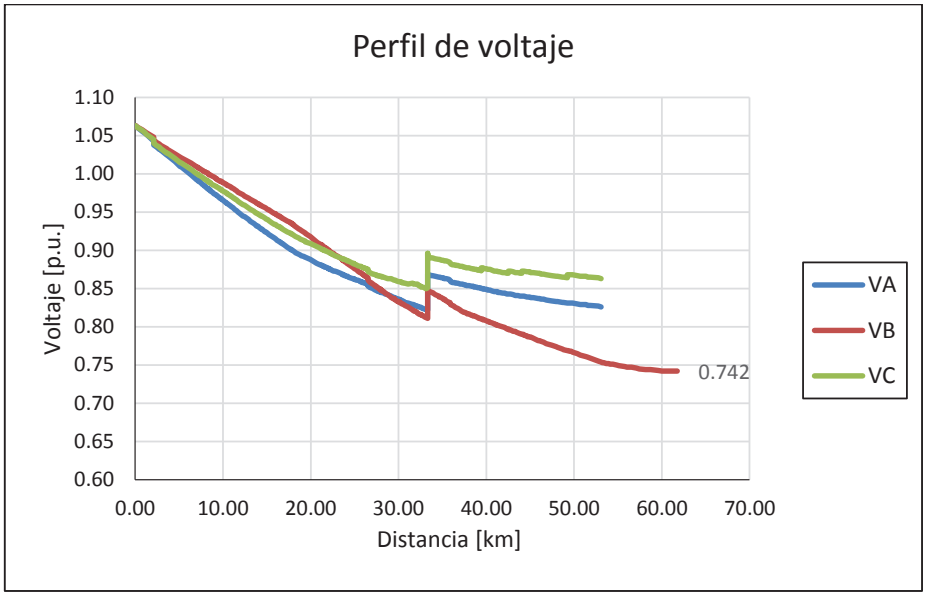


Figura 4.4: Perfil de voltaje, Pedro Vicente Maldonado [Elaboración propia]

Los perfiles correspondientes a los cantones Puerto Quito y San Miguel de Los Bancos para esta alternativa se encuentran en el Anexo 6.

A continuación en la Tabla 4.2 se muestran los valores de voltaje de la simulación, en los nodos de MV más críticos del sistema eléctrico para cada cantón en estudio.

Tabla 4.2: Voltajes más críticos por cantón al año 2018

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A [p.u.]	Fase B [p.u.]	Fase C [p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2720	0.751	0.742	0.748
Puerto Quito	946	0.759	0.753	0.761
San Miguel de Los Bancos	2390	0.832	0.847	0.841

De los resultados obtenidos se puede apreciar que la caída de voltaje en cada cantón es alarmante, llegando al 25.80% para el cantón Pedro Vicente Maldonado que resulta ser el cantón con mayores caídas. Bajo estas condiciones el sistema aún funciona, pero sus valores de voltaje se encuentran totalmente fuera de la regulación establecida, teniendo consecuencias importantes como daños, reducción de la vida útil y reducción de la eficiencia de los equipos eléctricos en caso de mantener estos problemas en la red eléctrica real. Estos voltajes no son

convenientes si se desea una planificación adecuada. El análisis complementario bajo diferentes condiciones para esta alternativa se las encuentra en el Anexo 7.

4.1.2.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

Los valores de la Tabla 4.3 muestran las pérdidas de potencia del sistema, visualizando que éstas son altas para el año 2018, teniendo 1507.46 MW no suministrados que se pierden por efecto Joule en los conductores de la red, los mismos que representan 11.17% en relación a la demanda total del sistema eléctrico estudiado al año 2018. En la simulación, la repotenciación que adoptan ciertos sectores del sistema, ayuda a reducir las pérdidas producidas en los conductores.

Tabla 4.3: Pérdidas de potencia al año 2018

Nivel de voltaje = 13.2 [kV]	
Demanda Total a 2018 = 13 490 [kW]	
S/E 49 Los Bancos	
Pérdidas de Potencia Conductor	**Pérdidas de Potencia Totales**
[kW]	**[kW]**
1 507.46	1 757.71

Para el análisis de esta alternativa de expansión se debe considerar que el regulador de voltaje colocado por la EEQ el cual se detalla en el Capítulo 3, se encuentra conectado en todos los años de simulación hasta 2018.

4.1.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

De acuerdo a los resultados obtenidos de esta alternativa de solución, se puede manifestar que tanto los perfiles de voltaje como las pérdidas de potencia tienen valores no adecuados para el sistema de distribución, que ponen en riesgo los equipos eléctricos y generan pérdidas de carácter económico a los clientes asociados a la red eléctrica, debido a la gran cantidad de cargas de tipo comercial presentes en los cantones en estudio; y que derivan en pérdidas importantes para la EEQ.

Para el análisis de esta alternativa al año 2025, se realizó el aumento de la demanda proyectada en el Capítulo 3, a través del programa computacional CYMDIST, pero no se obtuvieron resultados debido a que por la gran distancia de recorrido de los alimentadores y por el aumento de demanda ingresada, el flujo de potencia no converge, lo que indica que esta opción no es técnicamente viable.

4.2 UBICACIÓN DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN

Se planteó una segunda alternativa para corregir el problema existente en el sector como consecuencia del extenso recorrido que presenta en particular el alimentador C desde la S/E 49 Los Bancos hasta el punto de entrega más alejado, ubicado en los límites del cantón Puerto Quito.

Un estudio anterior realizado a nivel de subtransmisión en el año 2015 [23], ha dividido la S/E 49 Los Bancos en 3 centros de carga mostrados en la Figura 4.5. Estos centros fueron calculados en relación a un crecimiento de carga estimado a nivel de subestación del 3% anual, contemplando criterios de demanda máxima a nivel de subestaciones de distribución, puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y sistemas de potencia.

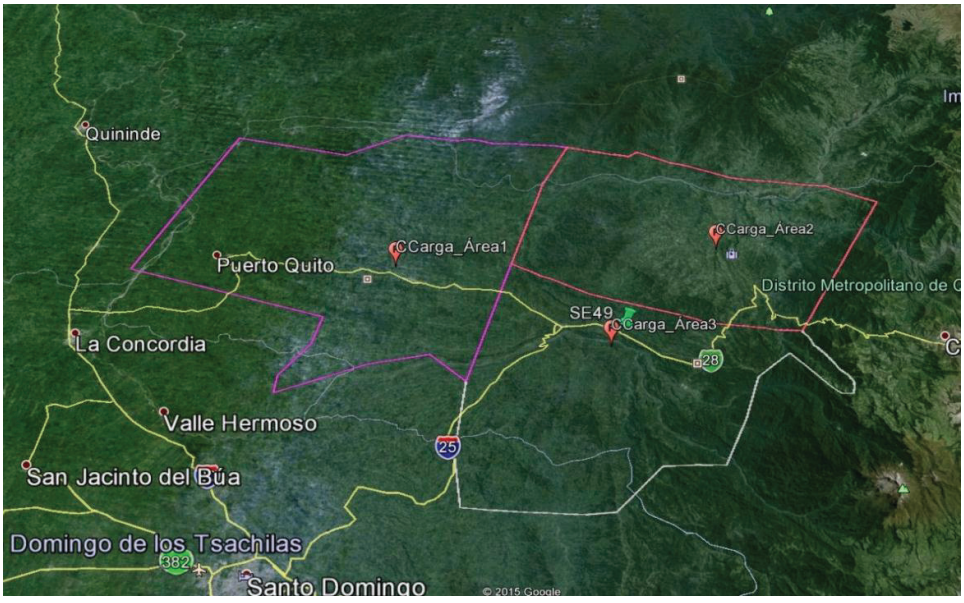


Figura 4.5: Centros de carga, S/E 49 Los Bancos [23]

Con la tasa de crecimiento establecida se calculó un crecimiento de demanda a 10 años, para luego utilizar la división de la zona por microáreas al año horizonte (2025) y definir los centros de carga [23]. Las coordenadas de los centros de carga se muestran en la Tabla 4.4 para las 3 áreas.

Tabla 4.4: Coordenadas de los centro de carga. [23]

Coordenadas UTM	Centro Carga Área 1	Centro Carga Área 2	Centro Carga Área 3
X	714594.00 m E	752952.00 m E	739762.00 m E
Y	11594.00 m N	14179.00 m N	9999673.00 m S

En definitiva, la ubicación de una nueva subestación es un tema problemático, que depende de diversas condiciones en relación a la localización de las poblaciones, del centro de carga y de las condiciones geográficas y económicas para la ubicación de la subestación, por lo cual se debe adoptar las modificaciones de acuerdo a un análisis en campo en el caso de que existan.

Para el caso de la subestación propuesta en este trabajo de titulación, si bien el centro de carga para la zona uno (correspondiente al área de cobertura del primario C) es el apropiado para la ubicación, se debe mencionar que el punto calculado se encuentra en una zona montañosa y de difícil acceso, por lo que resulta imposible la construcción de una subestación en ese sector. Se ha propuesto la ubicación de la subestación en un terreno de propiedad de la EEQ y que se encuentra a 3 km al noroeste del centro de carga calculado, en las coordenadas UTM (710539.18 mE; 15953.493 mN).

La subestación propuesta tendrá un transformador de potencia de las siguientes características:

- Transformador (T1) de potencia 16 MVA, de 3 devanados con un nivel de voltaje de 69/23/13.8 kV, que se conectaría a la línea de transmisión de la S/E 49 Los Bancos a un nivel de voltaje de 69 kV.

Para finalizar con lo propuesto se ha considero que la nueva subestación ubicada en el cantón Pedro Vicente Maldonado tenga inicialmente 2 alimentadores (PV_A y PV_B), asumiendo así gran parte de la carga que tiene actualmente el

alimentador C de la S/E 49 Los Bancos. Es decir, el alimentador tomará carga desde la nueva subestación (punto inicial) hasta las poblaciones Célica y Pedro Vicente Maldonado (puntos finales).

Las secciones de corte fueron establecidas mediante el módulo "*Optimización de la configuración de las redes eléctricas*"[6] que cumple con la ubicación de puntos de corte entre primarios para tener una carga y un recorrido similares, minimizando las pérdidas, mejorando el balance de carga entre primarios y los niveles de voltaje de todos los primarios involucrados. El módulo que se observa en la Figura 4.6 cuenta además con diversas opciones como la elección de los primarios para la toma de carga en cada caso, límites de cargabilidad, voltajes, corrientes, etc.

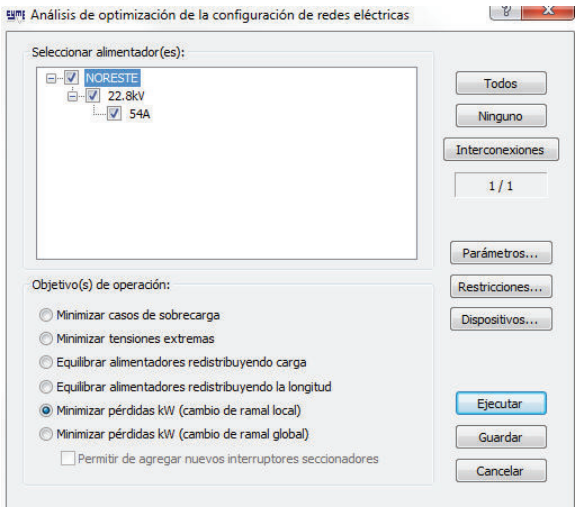


Figura 4.6 Módulo de Optimización de la configuración de redes eléctricas [22]

Adicionalmente se consideró limitar el recorrido del primario A de la S/E 49 Los Bancos, que también presenta problemas de caídas de voltaje y de pérdidas, a través de una nueva subestación denominada Gualéa Cruz y ubicada en el centro de carga del área 2 como se observa en la Figura 4.5 para el año 2018.

Se debe considerar que el estudio de esta subestación en el sistema eléctrico no se tomará en cuenta en el presente trabajo, solo se cortará la sección correspondiente a la S/E Gualéa Cruz quedando desconectada del sistema de la

[6] Módulo del paquete de simulación para sistemas eléctricos de distribución CYMDIST de CYME.

S/E 49 Los Bancos. La sección eliminada del análisis es el 66 % que corresponde a una demanda de 2734 kW del primario A.

En la Figura 4.7 se muestra la ubicación de la nueva subestación propuesta que se denominó Pedro Vicente Maldonado con los dos primarios establecidos y con la transferencia de carga para cada primario obtenida del módulo de optimización. Adicionalmente se muestra el corte de la S/E Gualéa Cruz en el nodo 731 MA.

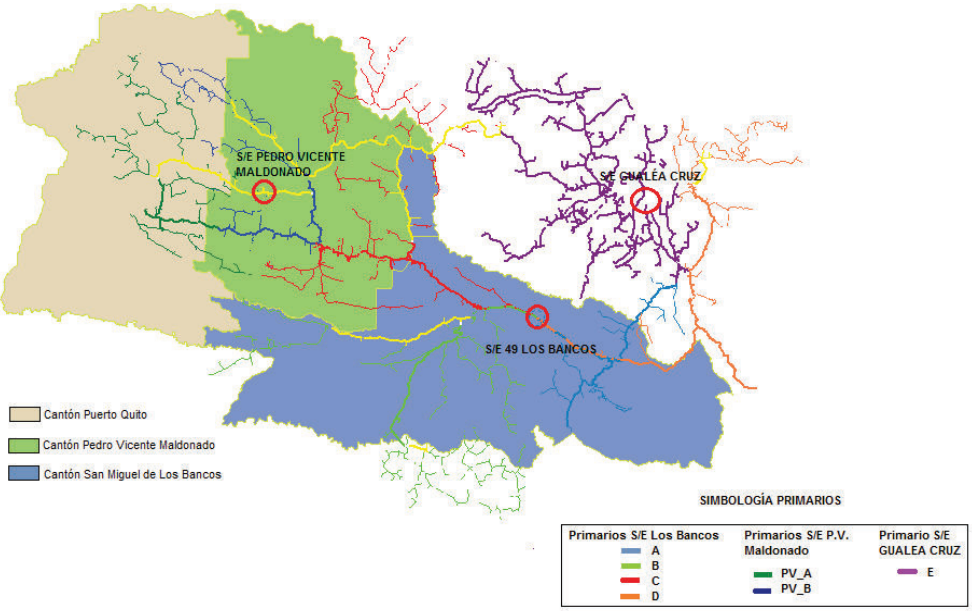


Figura 4.7: Sector noroccidente de Quito con nueva reconfiguración y nueva S/E a 2018. [Elaboración propia]

Para la nueva Subestación Pedro Vicente Maldonado, el alimentador PV_A parte hacia el cantón Puerto Quito, mientras que el alimentador PV_B da servicio a gran parte del cantón Pedro Vicente Maldonado respetando la configuración existente del sistema alimentado anteriormente por el alimentador C de la S/E 49 Los Bancos.

4.2.1 ANÁLISIS DE LA NUEVA CONFIGURACIÓN AL 2018

El propósito del módulo de optimización utilizado es obtener las mejores condiciones de servicio, entonces la ubicación adecuada de la subestación y el corte en los puntos apropiados relacionando el recorrido y la cargabilidad que

deben tener sus alimentadores, es uno de los puntos más importantes de la simulación. En la Tabla 4.5, se presentan valores relacionados a estas condiciones para cada primario, los cuales manejan los recorridos óptimos de los alimentadores.

Tabla 4.5: Demanda y longitud óptima de alimentadores 49C, PV_A y PV_B.

Nombre del Alimentador	Demanda Inicial	Demanda Final	Distancia Inicial	Distancia Final
	[kVA]	[kVA]	[km]	[km]
C	1236.2	1320.9	205.0099	210.8895
PV_A	769.3	3464.8	125.8755	203.2898
PV_B	6638.4	3505	294.1438	210.8499

La Distancia Inicial de cada primario representa el recorrido propuesto para cada alimentador, el mismo que mediante el módulo de optimización se modificó de manera que los tres alimentadores (C, PV_A, PV_B) puedan manejar recorridos aproximadamente similares y obtener así una Distancia Final apropiada para cada alimentador. Dicha distancia, es la sumatoria de los diversos ramales que tiene cada primario el mismo que busca ser igual para cada uno de estos como se observa en la Tabla 4.5.

4.2.1.1 Análisis de perfiles de voltaje

En primer lugar, la simulación se la realiza a un nivel de voltaje de 13.2 kV como voltaje nominal, y con los nuevos primarios y la demanda final proyectada para el año 2018, considerando los cambios que se describieron en la sección 4.1.

La Figura 4.8 muestra el comportamiento de las fases del primario que cubre el cantón que tiene las peores condiciones, siendo el nodo 17296MA el que se ubica más alejado de la subestación 49 Los Bancos.

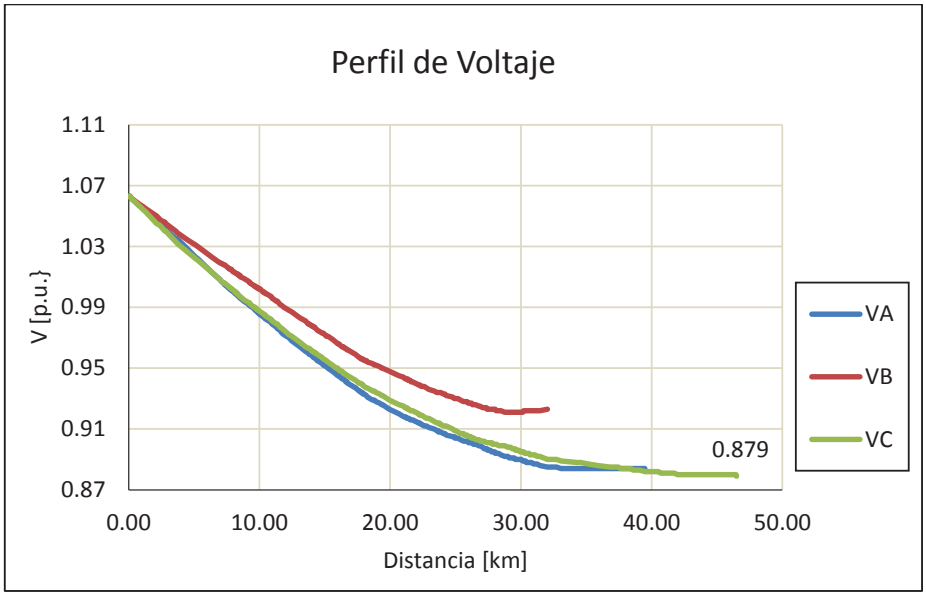


Figura 4.8: Perfil de voltaje, San Miguel de Los Bancos. [Elaboración propia]

Los perfiles de voltaje de los otros cantones para esta opción se muestran en el Anexo 6. En la Tabla 4.6 se muestran los niveles de voltaje en los nodos de MV más críticos obtenidos a nivel de simulación para esta alternativa de solución.

Tabla 4.6: Voltajes más críticos por cantón al año 2018

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A [p.u.]	Fase B [p.u.]	Fase C [p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2769	0.881	0.881	0.88
Puerto Quito	954	0.950	0.955	0.929
San Miguel de Los Bancos	2390	0.931	0.958	0.879

De los resultados obtenidos se observa que el cantón Pedro Vicente Maldonado tiene mayores caídas de voltaje que los otros cantones (caída en las tres fases) y están fuera de lo aceptable en relación a la normativa para medio voltaje expresada por la Empresa Eléctrica Quito.

La mayor caída de voltaje que se presenta en el cantón Los Bancos es en la fase C con un valor del 12.10%, además el comportamiento de las otras fases que cubren este cantón es la adecuada ya que se tienen caídas del 6.90% y 4.20%. También existen variaciones similares en los otros cantones con valores del

12.00% en los nodos que corresponden a poblaciones alejadas del centro de carga que a su vez no cumple con la norma establecida descrita anteriormente.

4.2.1.2 Análisis de pérdidas de potencia

Los resultados de pérdidas de potencia totales y en los conductores obtenidas a través de la simulación correspondiente, sin reguladores de voltaje al año 2018 se presentan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Pérdidas de potencia totales y por conductores al año 2018

	Nivel de voltaje = 13.2 [kV]	
	Demanda Total = 12 882 [kW]	
Subestación	**Pérdidas de potencia Conductor**	**Pérdidas de potencia Totales**
	[kW]	**[kW]**
49 Los Bancos	516.24	797.39
P. V. Maldonado	302.33	371.31
	818.57	1168.70

El sistema presenta pérdidas del 818.57 kW en relación a la potencia total transmitida, mismas que se encuentran en un rango del 6.35% que resulta aceptable relacionado al extenso recorrido de los conductores. El programa utilizado proporciona las pérdidas de todo el sistema y no de una manera detallada por primario como sería lo más recomendable, pero en base a las caídas de voltaje que el sistema tiene en esta alternativa, se puede afirmar que las pérdidas se producen en los primarios 49C y PV_B debido al comportamiento de la demanda y a su recorrido, ya que cubren la mayor área de los cantones.

4.2.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA AL 2025

Con el propósito de completar el estudio se analizará el comportamiento del sistema eléctrico con una demanda proyectada al año 2025, mostrando los problemas de caídas de voltaje y pérdidas de potencia que se presentan en estas condiciones.

4.2.2.1 Análisis de caídas de voltaje

El análisis se realizó en base a las consideraciones anteriores y el aumento de la demanda para el estudio decenal propuesto en los cantones. Las caídas de voltaje se observan en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Voltajes por cantón en p.u. a 13.2 kV año 2025

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A	Fase B	Fase C
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2768	0.812	0.831	0.816
Puerto Quito	954	0.912	0.92	0.886
San Miguel de Los bancos	2390	0.88	0.921	0.815

La solución propuesta tiene caídas de voltaje en las zonas periféricas que van del 7.90% al 18.80%. El cantón Pedro Vicente Maldonado presentó caídas de voltaje entre 16.90% - 18.80% siendo valores significativos que llevan al sistema a operar en condiciones no aceptables. Además el comportamiento del sistema en los otros cantones no es el adecuado, por lo que las caídas de voltaje para el año 2025 son superiores al límite del 7% establecido para primarios rurales.

El análisis decenal realizado indica que el sistema no soportaría la demanda proyectada y se podría llegar a un apagón general en el sector por la sobrecarga a la que el sistema se expondría. En términos generales, las caídas de voltaje al año 2025 con el incremento de la demanda considerado, son más evidentes. Los diversos escenarios para la condición con la nueva subestación a 13.2 kV se presentan en el Anexo 7.

El perfil de voltaje para el año 2025 se muestra en la Figura 4.9, donde se muestra que el nodo 110874MA perteneciente al cantón Pedro Vicente Maldonado tiene un voltaje de servicio no aceptable debido a que el recorrido del primario es aproximadamente 40 km hasta dicho nodo.

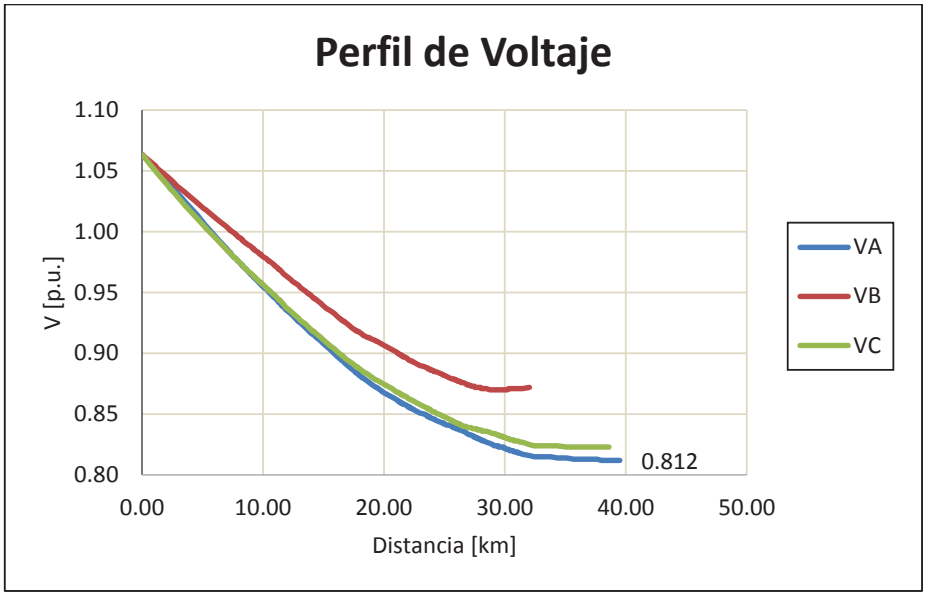


Figura 4.9: Perfil de voltaje, Pedro Vicente Maldonado. [Elaboración propia]

Los perfiles de voltaje para los cantones Puerto Quito y Los Bancos al año 2025 se observan en el Anexo 6.

4.2.2.2 Análisis de pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia en condiciones de demanda al 2025 se presentan en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Pérdidas de potencia totales y por conductores al año 2025

	Nivel de voltaje = 13.20 [kV]	
	Demanda Total = 16 486.96 [kW]	
Subestación	**Pérdidas de potencia Conductor**	**Pérdidas de potencia Totales**
	[kW]	**[kW]**
49 Los Bancos	679.64	1128.38
P.V. Maldonado	269.34	482.37
	948.98	1610.75

El sistema presenta pérdidas en relación a la potencia total transmitida de 948.98 kW, las mismas que representan un 5.75% y que es aceptable en relación a la demanda proyectada y al recorrido de los conductores que cubren los cantones. Las pérdidas por conductores en relación al año 2018 han aumentado en un

13.74% y las pérdidas totales en 27.44% siendo un incremento moderado en estas condiciones.

4.2.2.3 Análisis de resultados

Para el estudio se podría colocar reguladores de voltaje en puntos estratégicos de los primarios que cubren la demanda de estos cantones con mayores complicaciones (C de la S/E 49 Los Bancos y PV_B de la S/E P. V. Maldonado) ayudando a mejorar sus perfiles de voltaje, aunque para la planificación de un sistema tanto los reguladores como capacitores no son una solución muy recomendable debido a que su ubicación solo soluciona el problema a corto plazo, pero no lo elimina.

4.3 CAMBIO DE NIVEL DE VOLTAJE

Desde la perspectiva analizada en los casos anteriores, tanto las caídas de voltaje como las pérdidas de potencia en los conductores indican que las soluciones propuestas para una planificación a largo plazo no son satisfactorias, lo que conlleva a proponer una tercera alternativa de solución, que consiste en el cambio de nivel de voltaje a 22.8 kV en todo el sistema correspondiente a la S/E 49 Los Bancos y S/E Pedro Vicente Maldonado.

4.3.1 ANÁLISIS DE LA ALTERNATIVA DE EXPANSIÓN

La nueva configuración que se propone en términos generales es similar a la detallada en la sección 4.2 pero con un cambio de nivel de voltaje de 13.2 kV a 22.8 kV, y afecta a todo el sistema que cubren los tres cantones. Para llevar a cabo esta alternativa y analizar su comportamiento, se debe realizar cambios importantes a nivel de los transformadores de distribución por nuevos que estén relacionados a este nuevo nivel de voltaje.

Del trabajo de campo realizado y en base a la información archivada por la EEQ se concluye que:

- Para el cambio del sistema a un nivel de voltaje de 22.8 kV es absolutamente necesario cambiar en un 85% los transformadores de distribución de 13.2kV/220-110V a un trasformador auto-protegido de distribución a 22.8 kV/220-110 V respetando las potencias de cada uno de ellos.

- Además, los conductores para los primarios mantienen su configuración y modelo hasta ahora propuesto debido a que estos equipos tienen un aislamiento para un nivel de voltaje 22.8 kV.

La simulación mostró el comportamiento del sistema en relación a condiciones aproximadas a la realidad. Los resultados de la simulación se presentan a continuación.

4.3.1.1 Análisis de perfiles de voltaje

Las caídas de voltaje obtenidas en la nueva configuración comparada con el análisis anterior tienen una mejoría evidente, siendo así una opción recomendable para la resolución del problema que se genera a partir del año 2018.

La simulación realizada a este nivel de voltaje bajo condiciones al 2018, proporcionó resultados aceptables para la posibilidad de acoger esta alternativa. Los resultados correspondientes se presentan en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Voltajes por cantón en p.u. a un nivel de voltaje 22.8 kV año 2018

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A	Fase B	Fase C
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2768	0.945	0.95	0.948
Puerto Quito	954	0.971	0.971	0.963
San Miguel de Los Bancos	2390	0.96	0.971	0.948

Después de las consideraciones aclaradas anteriormente y en el marco de los resultados a un voltaje de 22.8 kV, se observa valores de caídas de voltaje dentro de los límites establecidos por la regulación de la ARCONEL. Los cantones Puerto Quito y San Miguel de Los Bancos tienen caídas del 2.9% al 5.2%, la peor condición se produce en el cantón Pedro Vicente Maldonado con caídas de

voltaje en el rango del 5.0% y 5.5%, entonces es evidente que los primarios de las dos subestaciones que cubren los cantones proporcionan un producto eléctrico de calidad en cuanto a niveles de voltaje.

4.3.1.2 Análisis de pérdidas de potencia

El porcentaje de pérdidas de potencia en los conductores ha mejorado considerablemente en relación al análisis realizado en las secciones 4.1.2.2 y 4.2.1.2, debido al aumento del nivel voltaje de la subestación. Las pérdidas totales del sistema se observa en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Pérdidas de potencia totales y por conductores a 22.8 kV año 2018

	Nivel de voltaje = 22.8 [kV]	
	Demanda Total = 11 853 [kW]	
Subestación	**Pérdidas de potencia por conductor**	**Pérdidas de potencia totales**
	[kW]	**[kW]**
49 Los Bancos	158.32	440.14
P.V. Maldonado	94.83	158.86
	253.15	599.00

Las pérdidas de potencia en conductores a 22.80 kV han disminuido un 69% en relación a las pérdidas que se obtuvieron a un voltaje de 13.20 kV bajo las mismas condiciones. Además el porcentaje por perdidas en comparación a la potencia total suministrada es de 2.13% siendo estas aceptables.

4.3.1.3 Análisis de los resultados obtenidos

Los límites que expresan estos resultados al año 2018 son eléctricamente aceptables, haciendo absolutamente necesario completar el estudio decenal para verificar el comportamiento del sistema al año 2025, con la finalidad de demostrar que es una alternativa de solución del problema a largo plazo.

4.3.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA AL AÑO 2024 Y 2025

Dada las condiciones que detalladas anteriormente y con la finalidad de completar el análisis, se procede a verificar el comportamiento del sistema con una demanda proyectada al año 2024 ya que presentan problemas en cuanto a caídas

de voltaje debido al aumento de la demanda siendo esto un antesala a las condiciones que se podría tener al 2025.

4.3.2.1 Análisis de caídas de voltaje

4.3.2.1.1 Análisis de caídas de voltaje del sistema al año 2024

Para completar el análisis al año 2025 resulta oportuno verificar lo que ocurre con el sistema al año 2024. El resumen del análisis completo se muestra en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Voltajes por cantón en p.u. a 22.8 kV año 2024

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A	Fase B	Fase C
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2768	0.928	0.932	0.930
Puerto Quito	954	0.961	0.962	0.953
San Miguel de Los bancos	2390	0.948	0.960	0.930

Estos resultados revelan que el comportamiento de los primarios a 22.80 kV están acordes a los establecido en la regulación, es necesario mencionar que a pesar que el sistema funciona adecuadamente existe pequeñas complicaciones en cuanto a caídas de voltaje del 7.02%, para el nodo 66478MA que se encuentra alejado de la S/E Pedro Vicente Maldonado y pertenece al primario PV_A.

Las caídas de voltaje de la Tabla 4.12 son aceptables, a pesar de esto con una demanda al año 2025 se tendrá mayores caídas afectando el servicio de dichos cantones de manera mínima.

Si se considera esta problemática se tendría que realizar un nuevo estudio de planificación para este año y así poder solucionarlo, existe sin embargo, varias acciones emergentes de solución como colocar capacitores y reguladores de voltaje o inclusive variar el tap del transformador de la subestación Pedro Vicente Maldonado, siendo esta solución la más viable y aplicada para solventar el problema.

4.3.2.1.2 Análisis de caídas de voltaje con cambio el tap del transformador, año 2024

Al colocar el tap al 2,5 % en el transformador de la subestación se tiene nuevas caídas de voltaje, y el resumen en esta condición se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Voltaje por cantón en p.u. a 22.8 kV año 2024 con tap al 2.5%

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A	Fase B	Fase C
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2768	0.939	0.943	0.941
Puerto Quito	954	0.961	0.962	0.953
San Miguel de Los bancos	2390	0.959	0.971	0.941

Como se puede observar, al cambiar el tap se obtuvieron mejores condiciones en el cantón Pedro Vicente Maldonado con caídas de voltaje que no superan el 6.10%. Además, se puede observar que el cantón San Miguel de Los Bancos, en cuanto a sus caídas de voltaje, ha mejorado en 1.14% a la condición anterior, mientras que el cantón Puerto Quito no se ve afectado debido a que su carga es relativamente pequeña y su ubicación es bastante próxima a la S/E 49 Los Bancos.

Las caídas de voltaje en el cantón Pedro Vicente Maldonado han disminuido considerablemente de un 7.2% a un 6.1% que en relación al tamaño del sistema es una mejora muy aceptable, comprobando así que el cambio del tap de la subestación es una solución acorde a las necesidades que el sistema presenta a corto plazo. El análisis realizado muestra que el servicio eléctrico que se puede tener al año 2025 mejorará relativamente y se espera que las caídas de voltaje estén acordes a la regulación.

4.3.2.1.3 Análisis de caídas de voltaje con cambio el tap del transformador, año 2025

Esta situación es analizada en base a las consideraciones anteriores y con la demanda proyecta al año 2025, año horizonte para el estudio decenal propuesto para los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y San Miguel de los Bancos. El resumen del análisis de las caídas de voltaje se observa en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14: Voltajes por cantón en p.u. a 22.8 kV año 2025

Cantones	Cantidad de nodos	Fase A	Fase B	Fase C
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	2768	0.937	0.94	0.939
Puerto Quito	954	0.96	0.96	0.951
San Miguel de Los Bancos	2390	0.957	0.969	0.938

Finalmente las caídas de voltaje al año horizonte propuesto, cumplen con la regulación establecida, validando así en gran parte la solución propuesta debido a que se tiene niveles de voltaje adecuados en las zonas periféricas con caídas de voltaje inferiores al límite del 7% para primarios rurales. El cambio de nivel de voltaje conlleva varias complicaciones técnicas y económicas, pero sigue siendo la solución más adecuada a la problemática, ya que como se observó para los casos anteriores, las caídas de voltaje al 2018 para un voltaje nominal a 13.2 kV eran superiores a los límites establecidos en la regulación. Además para un análisis decenal, el sistema no soportaría dicha demanda proyectada y se podría llegar a un apagón general en dicho sector por la sobrecarga que el sistema mantendría.

El estudio con esta configuración se realizó para cada año a partir del 2018 con la finalidad de comparar los resultados, el mismo que se encuentra en el Anexo 7.

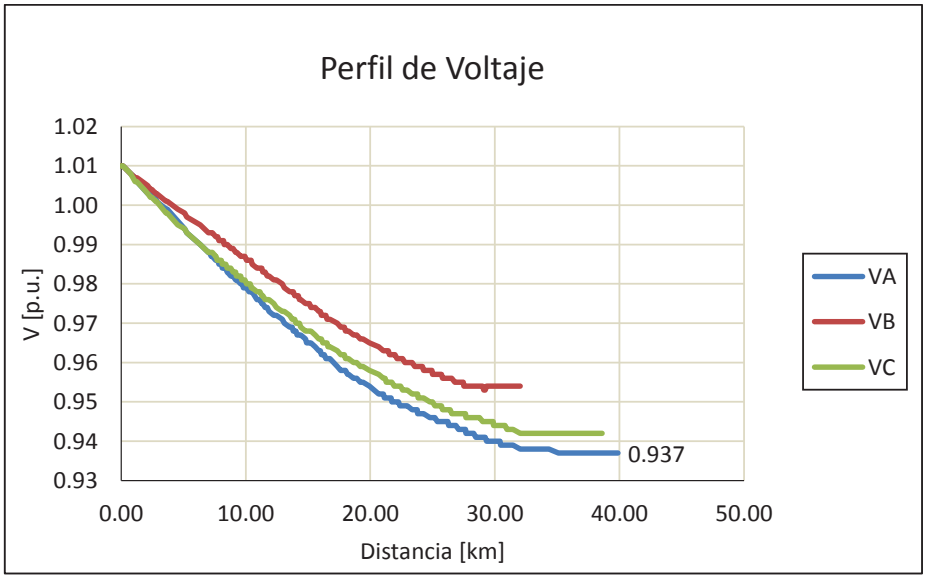


Figura 4.10: Perfil de voltaje, Pedro Vicente Maldonado. [Elaboración propia]

Uno de los perfiles de voltaje para el año 2025 se muestra en la Figura 4.10, donde se observa que el nodo 85818MA (que tiene un recorrido de 40 km) tiene un voltaje aceptable de servicio para el cantón Pedro Vicente Maldonado. Los perfiles de voltaje para los cantones Puerto Quito y Los Bancos se observan en el Anexo 6.

4.3.2.2 Análisis de pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia son analizadas bajo condiciones y modificaciones que se realizaron en el sistema para cumplir los límites establecidos en la normativa. El resumen de las pérdidas de potencia al 2025 se presenta en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15: Pérdidas de potencia totales y por conductores 2024 – 2025

Nivel de voltaje = 22.8 [kV]			
Año	**2024**	**2024**	**2025**
Característica	**Sin Tap S/E P.V. Maldonado**	**Tap S/E P.V. Maldonado**	**Tap S/E P.V. Maldonado**
Demanda Total [kW]	14 724	14 712	15 170
Pérdidas de potencia por conductor [kW]	398.68	395.11	421.79
Pérdidas totales [kW]	816.24	817.37	862.54

Las pérdidas de potencia obtenidas tienen relación a las condiciones que el sistema presenta para los años de estudio 2024 y 2025 las mismas que cumplen con la regulación establecida, realizando un análisis de manera general de las pérdidas que se presentan en las condiciones descritas en la Tabla 4.15.

Para el año 2024 sin tap se tienen pérdidas por conductor del 398.68 kW, pérdidas que son el 2.70% de la potencia activa total suministrada, valor que no es elevado para un sistema rural. El propósito de cambiar el tap al 2.5% en el transformador de la S/E se ve reflejado en las caídas de voltaje mas no en las pérdidas de potencia, ya que se tiene para el año 2024 con tap al 2.5% pérdidas muy similares a las obtenidas en el 2024 sin tap, con cierta variación del 0.0144%.

Para finalizar, al año 2025 con el tap al 2.5% se tienen pérdidas de potencia de 421.79 kW las mismas que se incrementan a las pérdidas del 2024 en un 5.2% y en comparación a la potencia total es de 2.78%. Esto se debe al aumento de la

demanda y a pesar de las circunstancias, las pérdidas son relativamente bajas en comparación a las obtenidas en el año 2018 a un voltaje de 13.2 kV, validando así que el cambio de nivel de voltaje es una solución técnicamente adecuada para el sector.

CAPÍTULO 5

SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA Y ESTUDIOS ELÉCTRICOS COMPLEMENTARIOS

En base a los estudios realizados en el Capítulo 4, se establece la selección de la alternativa adecuada para solucionar los problemas referentes a caídas de voltaje y pérdidas de potencia excesivas que se presentan en los cantones bajo estudio, manteniendo un enfoque netamente técnico.

5.1 COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

De acuerdo con los resultados técnicos obtenidos en las simulaciones de las distintas alternativas que se desarrollaron en el Capítulo 4, se tiene:

- Alternativa 1

  La primera alternativa consistió en la simulación del sistema eléctrico de los cantones en estudio a un nivel de voltaje de 13.2 kV, considerando la repotenciación de la red, la demanda eléctrica propia de cada cantón, la demanda del programa PEC, y la demanda correspondiente a las factibilidades de servicio planificadas y solicitadas a la EEQ.

- Alternativa 2

  La segunda alternativa consistió en la incorporación al año 2018 de una nueva subestación a un nivel de voltaje de 13.2 kV, ubicada en el centro de carga establecido en estudios anteriores [23]. A partir de estas modificaciones se realizaron las simulaciones correspondientes.

- Alternativa 3

  La tercera alternativa consistió en una nueva subestación en el mismo punto definido anteriormente con la variante de que ésta trabajará a un nivel de

voltaje de 22.8 kV, con lo cual se busca plantear una alternativa técnicamente más adecuada que las opciones anteriores.

Al establecer la mejor alternativa se debe comparar los peores resultados de las diferentes simulaciones tanto para el año 2018 como para el 2025.

- **Caídas de Voltaje**

En los resultados de la Tabla 5.1, los niveles de voltaje que se presentan al 2018 en la Alternativa 1 son muy bajos con caídas de voltaje que superan el 20%, mientras que para la Alternativa 2 las caídas de voltaje no superan el 12% mejorando a la alternativa anterior en un 8% aproximadamente. La Alternativa 3 para este año (2018) tiene caídas menores al 5.50%, que técnicamente se redujeron en 15.50% con la Alternativa 1 y 6.50% con la Alternativa 2.

Tabla 5.1: Voltajes por cantón de las diferentes Alternativas, 2018 y 2025

Cantones	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025
	[p.u]	[p.u]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Pedro Vicente Maldonado	0.742	NO CONVERGE	0.88	0.812	0.945	0.937
Puerto Quito	0.753		0.929	0.886	0.963	9.951
San Miguel de Los Bancos	0.832		0.879	0.815	0.948	0.938

Al comparar los resultados obtenidos al año 2025, se tiene que para la Alternativa 1 el sistema colapsa en esta configuración, siendo una alternativa no apta para solventar los problemas del sistema. La Alternativa 2 presenta caídas de voltaje menores al 19% teniendo un servicio inadecuado en los clientes periféricos; esta alternativa no es una solución que el sistema pueda adoptar. Para la última alternativa su caída máxima es 6.3% teniendo una mejoría en comparación a la alternativa anterior del 12%.

En resumen se puede apreciar que los porcentajes de caídas de voltaje para la Alternativa 3 se encuentran dentro de los límites establecidos por la Regulación del ARCONEL y mejoran notablemente respecto a la Alternativa 2 y consecuentemente a la Alternativa 1.

- **Pérdidas de potencia**

En la Tabla 5.2 las pérdidas de potencia al año 2018 para la Alternativa 2 en relación a la Alternativa 1 disminuyen en un 45.7%, mientras que la Alternativa 3 en comparación a las Alternativa 1 y 2 se redujeron en un 83.21% y 96.91% respectivamente, teniendo una mejora muy aceptable en cuanto a pérdidas en conductores para este año.

Al año 2025 las pérdidas de potencia de la Alternativa 3 mejoraron en un 55% en relación a la Alternativa 2, teniendo un producto eléctrico en cuanto a pérdidas de potencia, adecuado.

Tabla 5.2: Pérdidas de potencia en conductores y totales 2018-2025

Cantones	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
Pérdidas de potencia Conductor	1507.46	NO CONVERGE	818.57	948.98	253.15	421.79
Pérdidas de potencia Totales	1757.71		1168.70	1610.75	599.00	862.54

5.2 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE EXPANSIÓN

De acuerdo con la Regulación ARCONEL 004/01 referente a la calidad del servicio eléctrico resumida en el Capítulo 2, al comparar las diferentes alternativas técnicamente, la más favorable para solucionar los problemas existentes relacionados con caídas de voltaje y pérdidas de potencia de los cantones en estudio es la Alternativa 3, la misma que a nivel de simulación ha proporcionado valores adecuados tanto al año de estudio 2018, como al año horizonte planteado 2025, cumpliendo con la regulación establecida en cuanto a caídas de voltaje tolerables.

Por otra parte, esta alternativa no presenta la necesidad de ubicar equipos en la red como reguladores de voltaje o bancos de capacitores dentro del rango de proyección de 10 años planteado, incluso puede funcionar para un horizonte de tiempo mayor ya que es posible maniobrar el tap del transformador de la subestación Pedro Vicente Maldonado hasta un límite establecido, con lo cual se

obtienen los niveles de voltaje requeridos por la red; sin embargo, se debe tomar en cuenta el límite máximo establecido para niveles de medio voltaje que no debe superar el valor de 1.07 p.u.

Esto no es aplicable en las alternativas 1 y 2 debido a que el tap de la subestación 49 Los Bancos se encuentra simulado al máximo, y además existen reguladores de voltaje ubicados en la red para afrontar las necesidades y poder cumplir con el producto eléctrico bajo los límites establecidos.

5.2.1 SIMULACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA

Una vez determinada la alternativa más adecuada para solventar los problemas existentes, se realizaron simulaciones del sistema en condiciones de contingencia, con la finalidad de evaluar el sistema propuesto bajo condiciones adversas como desconexiones forzadas por fallas, eventos no programados, o por situaciones de mantenimiento programadas.

Se ha considerado analizar otros parámetros además de las caídas de voltaje, que son la demanda y las corrientes máximas en conductores debido a que para un caso de contingencia no se puede mantener el nivel de voltaje dentro de los límites establecidos por la regulación, pero resulta de mayor importancia procurar que la corriente que circule por los alimentadores primarios no sobrepase los límites eléctricos propios para cada tipo de conductor.

A continuación en la Tabla 5.3 se muestran los valores máximos de corriente para cada tipo de conductor que tienen los primarios de la S/E 49 Los Bancos y la nueva S/E Pedro Vicente Maldonado.

Tabla 5.3: Capacidad de conducción por tipo de conductor [26]

		CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN [A]			
TIPO DE CONDUCTOR	**PRIMARIO DE LAS S/E´s**	**SOL NO VIENTO**	**NO SOL NO VIENTO**	**SOL VIENTO**	**NO SOL VIENTO**
AAAC6201.2	A,C	115	135	190	200
AAAC6201.1/0	B	160	185	255	270
ACSR 266.8	A	300	345	450	480
ACSR 2	C,D	115	130	185	195
ACSR 4/0	C,D, PV_A,PV_B	240	275	360	385

De igual manera, la demanda que se maneja a nivel de primario y de subestación en caso de contingencias es fundamental, debido a que en caso de necesitar transferencias entre subestaciones, la subestación que va a servir de soporte debe estar en la capacidad de abastecer la demanda excedente que va manejar. La capacidad tanto de la S/E 49 Los Bancos y de la S/E Pedro Vicente Maldonado es de 16 MVA cada una.

Alternativa seleccionada, caso más crítico

Acerca del funcionamiento del sistema al año 2025 se puede decir que es el más crítico considerando que deberá soportar la demanda total proyectada del sistema a 10 años. De modo que, para estimar el comportamiento del sistema se ha elegido el caso de contingencia con los valores más críticos a nivel de simulación, estos resultados son obtenidos a partir de la transferencia de carga total de los primarios PV_A y PV_B de la S/E Pedro Vicente Maldonado al primario C de la S/E 49 Los Bancos. Los perfiles de voltaje y corriente proporcionados para cada primario se encuentran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Corrientes, Voltajes y Demanda por primario a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda [kW]	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	V_A [p.u.]	V_B [p.u.]	V_C [p.u.]
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.990	0.996	0.992
	C	8212	199.2	184.6	232.7	0.804	0.840	0.766
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pedro Vicente Maldonado	PVA	0	0.0	0.0	0.0	1.000	1.000	1.000
	PVB	0	0.0	0.0	0.0	1.000	1.000	1.000

Al valorar los resultados obtenidos a partir de la simulación, la corriente de la fase C del primario C presenta valores muy altos que se acercan a los límites eléctricos del conductor ACSR 4/0 que conforma el primario (ver Tabla 5.3). Por tanto, este caso de contingencia resulta peligroso para el sistema y podría darse en circunstancias de extrema emergencia y por tiempos muy cortos. Los demás casos de contingencia para la alternativa escogida se presentan en el Anexo 8.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El sector noroccidente de la Provincia de Pichincha ha obtenido un crecimiento horizontal elevado en comparación al visto en los años 90, disminuyendo así las condiciones de servicio del sistema debido a bajos voltajes y pérdidas de potencia, que presenta actualmente en horas picos donde en el escenario de demanda máxima se vuelve un problema.

- En el sistema de distribución rural de la S/E 49 Los Bancos, el causante del decadente nivel de voltaje existente, viene dado principalmente por el extenso recorrido de los alimentadores, mismos que al presentar bajos voltajes se ven obligados a llevar mayor corriente para cumplir con la demanda necesitada por los usuarios.

- La modelación del estado actual del sistema de los cantones noroccidentales de Pichincha, es la base fundamental para realizar un estudio de expansión adecuado, ya que con los datos obtenidos se puede estimar los problemas existentes, las condiciones de trabajo del sistema, y los parámetros que pueden definir la situación futura de la red.

- El estudio de expansión de un sistema de distribución rural como el de los cantones Pedro Vicente Maldonado, Puerto Quito y Los Bancos, ayuda a mejorar las condiciones actuales y futuras de la red eléctrica, planteando diversas alternativas y eligiendo la más adecuada, con el fin de llegar al cliente con la mejor calidad del producto y servicio eléctrico posible.

- Los datos históricos reflejan como se ha venido comportando el sistema que cubre la S/E 49 Los Bancos a partir del año 2009 al 2015, siguiendo un patrón aproximadamente definido, lo que asegura mediante el método

tendencial una proyección cercana a la realidad para un horizonte de 10 años.

- El Programa de Cocción Eficiente representa una demanda adicional en el sistema eléctrico, manteniendo un nivel de incidencia alto, que obedece al comportamiento de los clientes de la zona referente a los hábitos de cocción, generando un gran impacto debido a que los usuarios residenciales de la zona representan más del 50%, y analizando también el uso de la cocción como una fuente de trabajo por las condiciones turísticas que presenta el sector estudiado.

- Un estudio de expansión para solventar los problemas encontrados en los cantones estudiados es una de las soluciones más recomendables, ya que considera aspectos eléctricos, sociales, geográficos y económicos, que conllevan a tener un análisis más real.

- Para los primarios que alimentan los cantones en estudio, el calibre de sus conductores no es el adecuado, provocando pérdidas de efecto Joule excesivas, resultantes de la alta resistencia presente si se tiene un calibre menor que el correcto, por lo que la repotenciación logra una evidente mejoría.

- Al año 2018, el cambio de configuración de la red eléctrica de monofásica a trifásica viene a ser una opción adecuada, ayudando a balancear la carga en las 3 fases de cada alimentador primario, lo que conlleva a una mejora en perfiles de voltaje y pérdidas, evitando así una sobrecarga en una sola fase de cada primario del sistema eléctrico.

- El análisis del sistema para el año de proyección 2018 refleja que a un nivel de voltaje de 13.2 kV la red presenta falencias intensificadas por el ingreso de la demanda futura correspondiente al crecimiento del sector y la cocción, lo que conlleva a un colapso. Incluso la repotenciación de varios tramos de los alimentadores no son capaces de solventar estos problemas por lo que se hace ineficiente seguir trabajando bajo estas condiciones.

- Las condiciones que la demanda presenta sobre el sistema de la S/E 49 Los Bancos no son adecuadas, considerando la ubicación de una nueva subestación en el cantón Pedro Vicente Maldonado, optimizando el recorrido de los primarios y mejorando las caídas de voltaje del sistema al corto, mediano y largo plazo.

- Al realizar la reconfiguración del sistema de la S/E 49 Los Bancos se intenta disminuir el recorrido del primario C, cubriendo gran parte de la demanda de los cantones Puerto Quito y Pedro Vicente Maldonado por dos nuevos alimentadores que recorren menores distancias, cumpliendo así los límites de voltaje establecidos por la Regulación 004/01.

- El proceso de evaluación de la mejor alternativa que menciona la elevación del nivel de voltaje de 13,2 kV a 22,8 kV ha mostrado que se consigue mejores perfiles de voltaje tanto en los alimentadores de la S/E 49 Los Bancos como en la nueva S/E Pedro Vicente Maldonado, disminuyendo pérdidas de potencia y evitando la utilización de equipos adicionales como capacitores y reguladores en varios puntos de la red que proporcionan soluciones a corto plazo pero que tienden a presentar nuevamente problemas futuros por falta de una adecuada planificación.

- Los perfiles de voltaje para las diversas alternativas muestran el comportamiento del voltaje presente en los alimentadores y en relación a su recorrido, ayudando a determinar condiciones adversas presentes, así como posibles soluciones a adoptar para cumplir con un servicio adecuado a los clientes del sistema.

- Para una solución completa, no es suficiente con realizar un análisis de perfiles de voltaje y pérdidas de potencia, sino además analizar el sistema seleccionado en condiciones de transferencia de carga entre primarios de las dos subestaciones (S/E 49 Los Bancos y S/E Pedro Vicente Maldonado) permitiendo un servicio continuo en condición de emergencia.

RECOMENDACIONES

- Es recomendable en base a lo establecido en la Tabla 4.1. que el cambio de calibre y repotenciación de conductores de los primarios se licite y realice de manera inmediata, dado el aporte que en esos puntos ofrecen para solventar los problemas en cuanto a las caídas de voltaje y pérdidas que el sistema presenta por el recorrido extenso que tienen los conductores para cubrir la demanda existente en las periferias, independientemente de si se hace efectiva o no la implementación de alguna de las opciones planteadas en el presente trabajo referentes a la ubicación de nuevas subestaciones.

- La reconfiguración del alimentador C de la S/E 49 Los Bancos se la debe realizar en base a la distancia que recorre el alimentador, se muestra en el Tabla 4.5 la distancia de corte que debe tener este alimentador en base a la distancia que los nuevos alimentadores de la S/E Pedro Vicente Maldonado pueden cubrir para aliviar las condiciones del alimentador C.

- Se recomienda el uso del tap del transformador de la S/E 49 Los Bancos en un 2.5% para el año 2024 en vista de que el voltaje no es el adecuado en los terminales del alimentador C, y para ello se utilizaría esta opción evitando la ubicación de equipos adicionales como reguladores de voltaje y capacitores para mejorar las condiciones del sistema, además es importante tomar en cuenta que si el tap se aumenta demasiado puede en cambio provocar sobre voltajes en la red eléctrica, sobre todo en los lugares cercanos a la cabecera del primario, lo cual podría ocasionar daño en equipos eléctricos.

- En base a los datos históricos sobre la demanda se recomienda que el sistema de almacenamiento de datos por parte del área Comercial tengan mayor facilidad de adquisición de información para posteriormente derivar estudios que ayuden a un mejoramiento del sistema de distribución tanto a corto, mediano y largo plazo.

- Si llega a tener la posibilidad de implementar esta solución se recomienda poder hacer transferencias de carga entre primarios ya que esto ayuda a aumentar la confiablidad del mismo en caso de emergencia o cuando la red necesite un mantenimiento, permaneciendo con el servicio adecuado sin registro de caídas de voltaje y pérdidas de potencia considerables.

- Para que el comportamiento del sistema sea adecuado se debe llevar un registro tanto de transformadores de distribución a 22.8 kV existentes en la red como los que son a 13.2 kV ya que así se podría determinar la cantidad exacta de transformadores de distribución que deben ser remplazados para esta nueva configuración a 22.8 kV.

- Se recomienda para el cambio del nivel de voltaje de la red eléctrica de 13.2 kV a 22.8 kV, que los transformadores de distribución sean de doble devanado para que puedan trabajar en ambos niveles de voltaje y que se cambien paulatinamente priorizando los sectores con mayores deficiencias de voltaje, hasta llegar al cambio total de la red al nivel de 22.8 kV.

- Por último, se recomienda realizar un estudio completo de carácter económico a modo de continuación de este trabajo de titulación, tomando en cuenta gastos operativos, gastos de materiales y equipos para la repotenciación y cambio de nivel de voltaje, gastos de pérdidas técnicas y no técnicas, gastos de mano de obra y demás gastos adicionales que ayuden a estimar el costo aproximado del presente estudio

BIBLIOGRAFÍA

[1] R. C. Samuel, Distribución de la energía eléctrica, Colombia, 2009.

[2] J. D. J. Cervantes, Sistemas de distribución de energía eléctrica, Mexico: Sans Serif Editores, 1995.

[3] J. D. J. Cervantes, Sistemas de distribución de energía eléctrica, Mexico: Sans Serif Editores, 1998.

[4] W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, New Mexico State University Las Cruces, New Mexico: Taylor and Francis Group, 2012.

[5] T. Gönen, Electric Power Distribution System Engineering, California: CRC Press, 2007.

[6] M. S. S. Hossein Seifi, Electric Power System Planning, Tehran: Springer Heidelberg Dordrecht London New York, 2011.

[7] Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Universidad Nacional de Tucumán, «Facet,» 13 Septiembre 2016. [En línea]. Available: http://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Curvas-de-Carga-y-Generaci%C3%B3n.pdf. [Último acceso: 19 Octubre 2016].

[8] A. A. Sallam y O. P. Malik, ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS, New Jersey: IEEE Press Editorial Board, 2011.

[9] R. E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, New York: Taylor & Francis Group, 2009.

[10] Empresa Eléctrica Quito, «Consultoría para la elaboración de planes de expansión en redes de MV, EEQ.,» Gerencia de planificación, Quito, 2014.

[11] A. M. A. Ramírez, MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, Pereira, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.

[12] D. F. M. A. René Esteban Lara Vaca, «Proyección de la Demanda,» de *Planificación a largo plazo del sistema de Distribución del sector "La Mariscal" de la ciudad de Quito*, Quito, 2004, pp. 57-64.

[13] J. A. B. L. Ramón Antonio Rosales Álvarez, INTRODUCCIÓN A LA ECONOMETRÍA, Bogotá, D.C.: Uniandes, Universidad de los Andes, Facultad de Economía, Cede, 2006.

[14] E. U. Jiménez, El modelo de regresión simple: estimación y propiedades, Valencia: Universidad de Valencia , 2013.

[15] A. N. H. Federico C. Domínguez Sánchez, Probabilidad y estadística para ingeniería, México,D.F.: McGraw Hill Interamericana., 2009.

[16] X. B. Olabe, Redes neuronales artificiales y sus aplicaciones, Bilbao: Escuela Superior de Ingeniería de Bilbao, 2010.

[17] Westinghouse, Electric Utility Reference Book. Distribution Systems, USA: Westinghouse, 1965.

[18] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad,» Enero 2010. [En línea]. Available: http://www.regulacionelectrica.gob.ec/category/la-institucion/. [Último acceso: 27 Julio 2016].

[19] D. d. C. N. d. E. CONELEC, *Regulación No.CONELEC - 004/01 "CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN",* Quito, 2001.

[20] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable,» 2014. [En línea]. Available: http://www.energia.gob.ec. [Último acceso: Julo 2016].

[21] E. E. Quito, *Normas para Sistemas de Distribución parte A "Guía para Diseño de Redes para Distribución",* Quito, 2014.

[22] CYME INTERNATIONAL, «CYME, Programas de análisis de redes eléctricas,» [En línea]. Available: http://www.cyme.com/. [Último acceso: Julio 2016].

[23] Departamento de Planificación Técnica de Subtransmisión, «Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Subtransmisión, EEQ,» Quito, 2016-2025.

[24] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Quito, 2014.

[25] Departamento de control de calidad de producto y pérdidas técnicas, SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EEQ, Quito,

2015.

[26] Viakon, *Manual Eléctrico,* Monterrey, 2011.

ANEXOS

ANEXO 1

REGULACION No. CONELEC – 004/01

CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC

Considerando:

2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos. Toda la información deberá estar a disposición del CONELEC al momento que se le requiera.

2.1 Nivel de Voltaje

2.1.1 Índice de Calidad

$$\Delta V_k\ (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} X\ 100$$

Dónde:

ΔV_k : Variación de voltaje, en el punto de medición. en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : Voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n: Voltaje nominal en el punto de medición.

2.1.2 Mediciones

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:
    a. 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV. no menos de 3.
    b. 0.15% de los transformadores de distribución. no menos de 5.

c. 0.01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión. no menos de 10.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje. el tipo de zona (urbana. rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

2.1.3 Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

Subetapa	1	2
Alto Voltaje	± 7.0 %	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 10.0 %	± 8.0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10.0 %	± 8.0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13.0 %	± 10.0 %

2.2 Perturbaciones

2.2.1 Parpadeo (Flicker)

2.2.1.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (Pst), en intervalos de medición

de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Donde:

P_{st}: Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$. P_1 . P_3 . P_{10} . P_{50}: Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%. 1%. 3%. 10%. 50% del tiempo total del periodo de observación.

2.2.1.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0.15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje. el tipo de zona (urbana. rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto "Flicker" para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.1.3 Límites

El índice de severidad del Flicker Pst en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite Pst = 1 como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

2.2.2 Armónicos

2.2.2.1 Índices de Calidad

$$V_i^{´} = \left(\frac{V_i}{V_n}\right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40}(V_i)^2}}{V_n}\right) * 100$$

Dónde:

$V_i^{´}$; Factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: Factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_i : Valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para i = 2... 40) expresado en voltios.

V_n: Voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

2.2.2.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición. en un número equivalente al 0.15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje. no menos de 5.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje. el tipo de zona (urbana. rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. En cada punto de medición. para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7. Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.2.3 Límites

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (Vi') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (Vi´ y THD´) señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA |Vi´| o |THD´| (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V < 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.6	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores de 12	0.2	0.5
THD	3	8

2.3 Factor de Potencia

2.3.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

2.3.2 Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del

factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

2.3.3 Límite

El valor mínimo es de 0.92.

ANEXO 2

PERFILES DE VOLTAJE POR PRIMARIO SUBESTACIÓN 49 LOS BANCOS
AÑO 2015

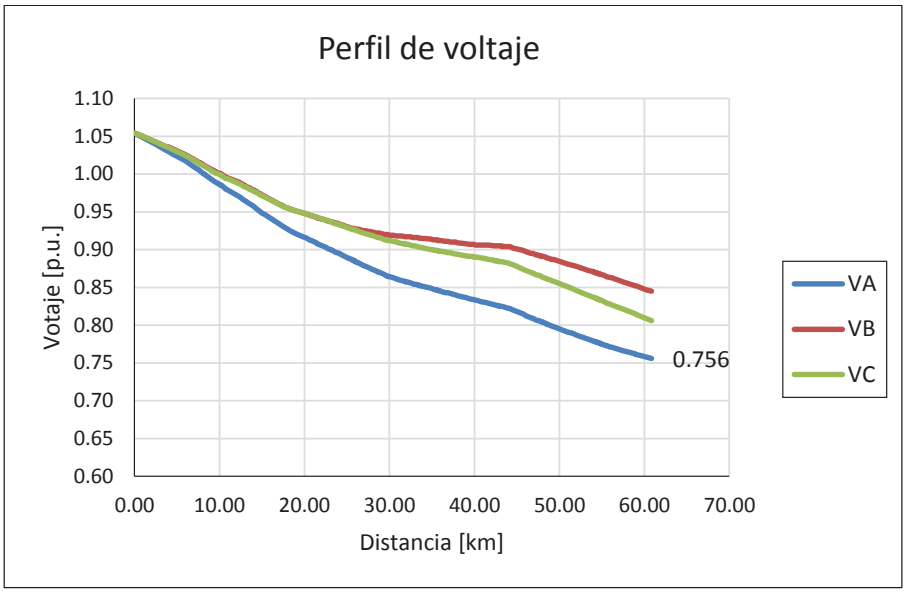


Figura A. 1: Perfil de voltaje del primario A. [Elaboración propia]

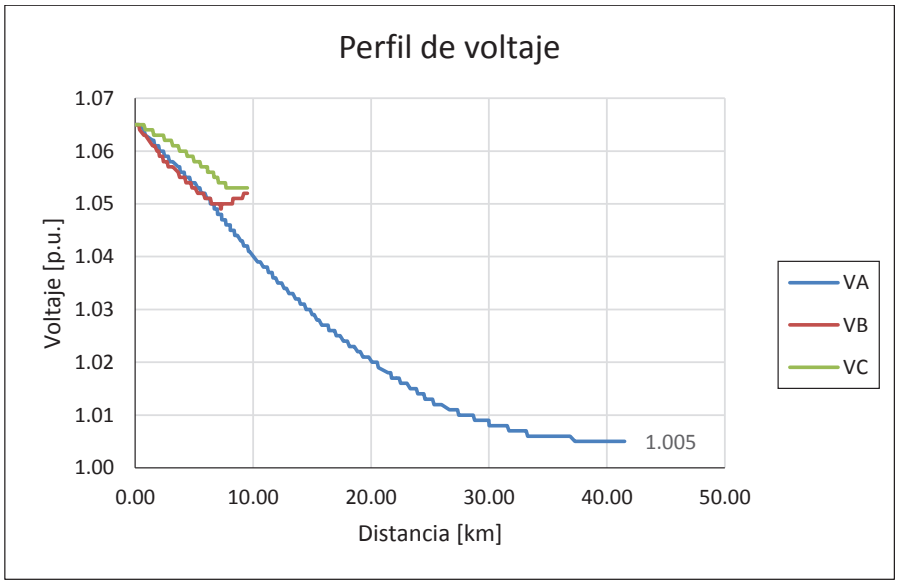


Figura A. 2: Perfil de voltaje del primario B. [Elaboración propia]

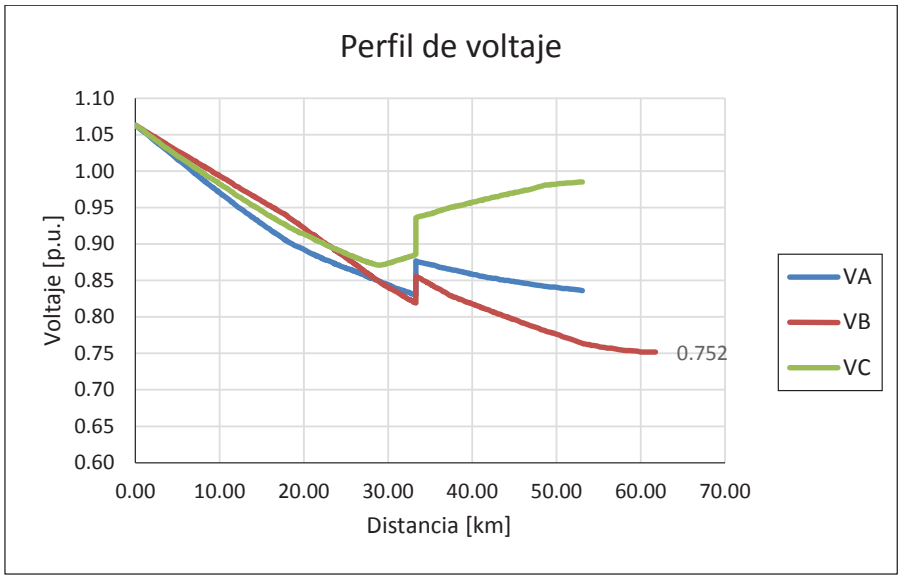


Figura A. 3: Perfil de voltaje del primario C. [Elaboración propia]

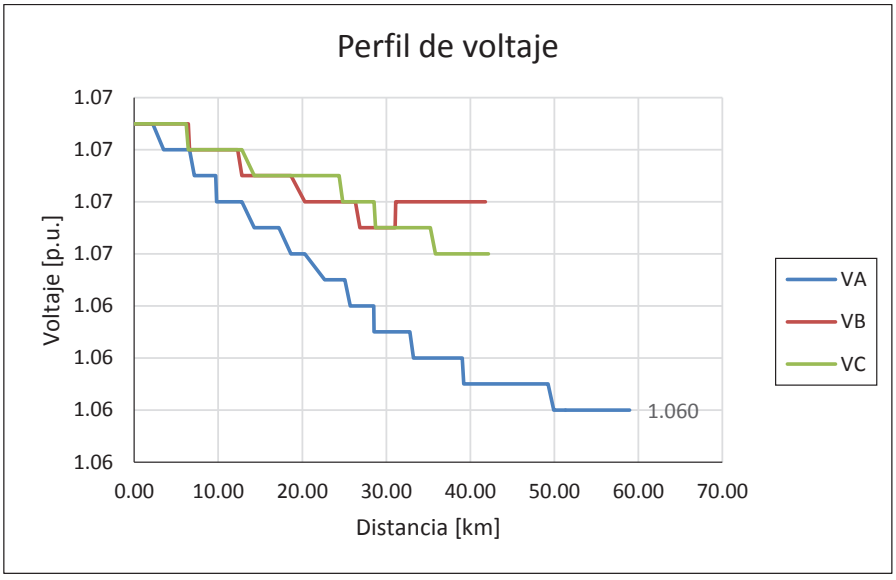


Figura A. 4: Perfil de voltaje del primario D. [Elaboración propia]

PERFLES DE VOLTAJE POR CANTÓN SUBESTACION 49 LOS BANCOS AÑO 2015

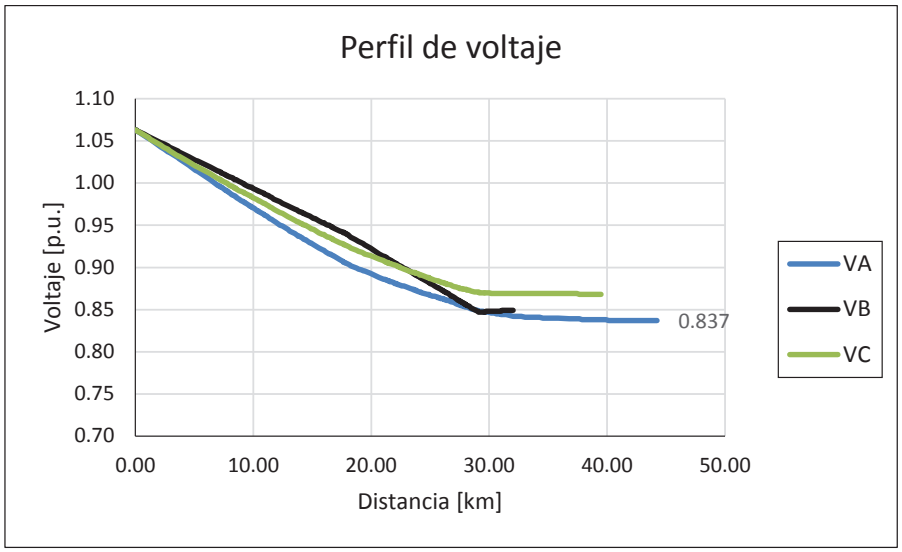


Figura A. 5: Perfil de voltaje. cantón San Miguel de Los Bancos. [Elaboración propia]

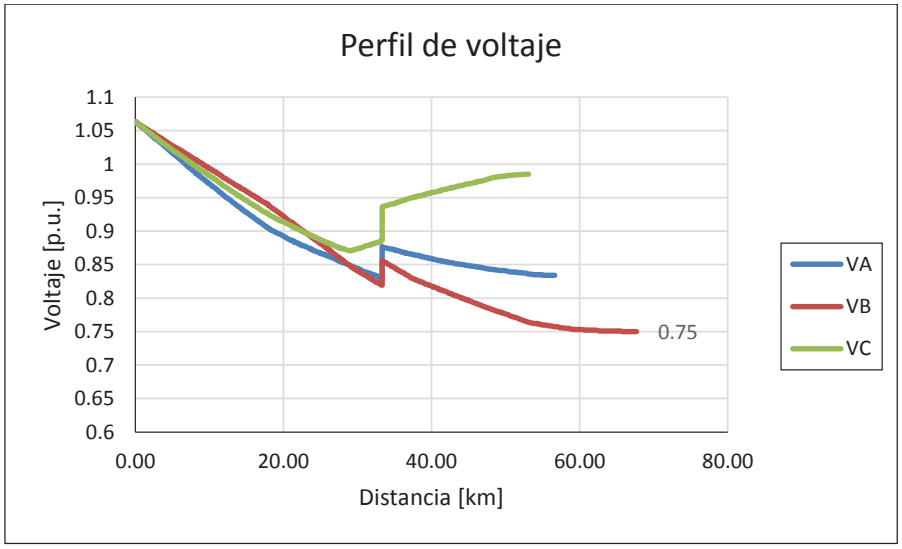


Figura A. 6: Perfil de voltaje. cantón Puerto Quito. [Elaboración propia]

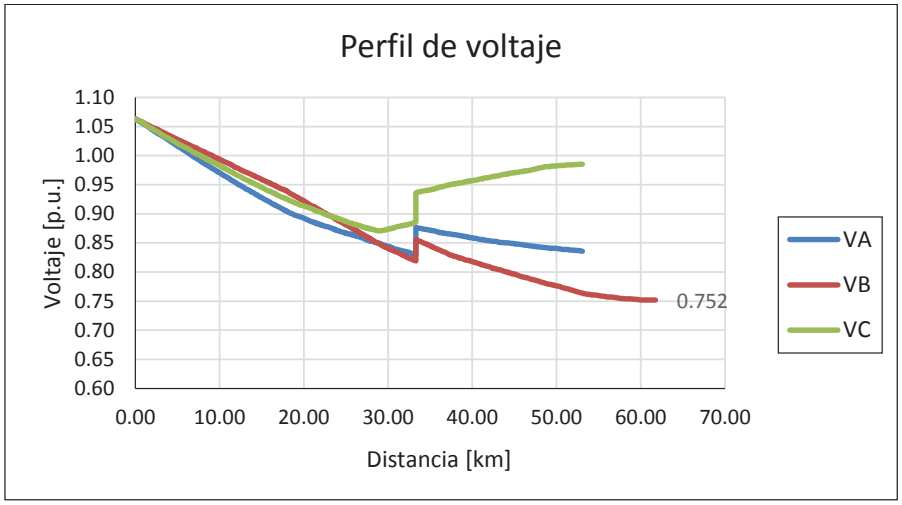


Figura A. 7: Perfil de voltaje. cantón Pedro Vicente Maldonado. [Elaboración propia]

ANEXO 3

Tabla A. 1: Demanda máxima medio día y noche, primario A

Año	Demanda máx. medio día	Demanda máx. noche
2009	819.61	1453.28
2010	961.04	1640.80
2011	1054.80	1629.08
2012	1189.58	1623.22
2013	1207.16	1687.68
2014	1588.87	2127.18
2015	1781.91	2719.04

Tabla A. 2: Demanda máxima medio día y noche, primario B

Año	Demanda máx. medio día	Demanda máx. noche
2009	447.15	697.34
2010	451.22	709.06
2011	509.82	679.76
2012	527.40	732.50
2013	539.12	755.94
2014	586.00	832.12
2015	615.30	855.56

Tabla A. 3: Demanda máxima medio día y noche, primario D

Año	Demanda máx. medio día	Demanda máx. noche
2009	402.78	703.2
2010	380.9	691.48
2011	398.48	726.64
2012	451.22	668.04
2013	474.66	703.2
2014	486.38	744.22
2015	480.52	808.68

GRÁFICAS DE COMPARACIÓN DE DEMANDA: MEDIO DÍA Y NOCHE, PRIMARIOS DE LA S/E LOS BANCOS

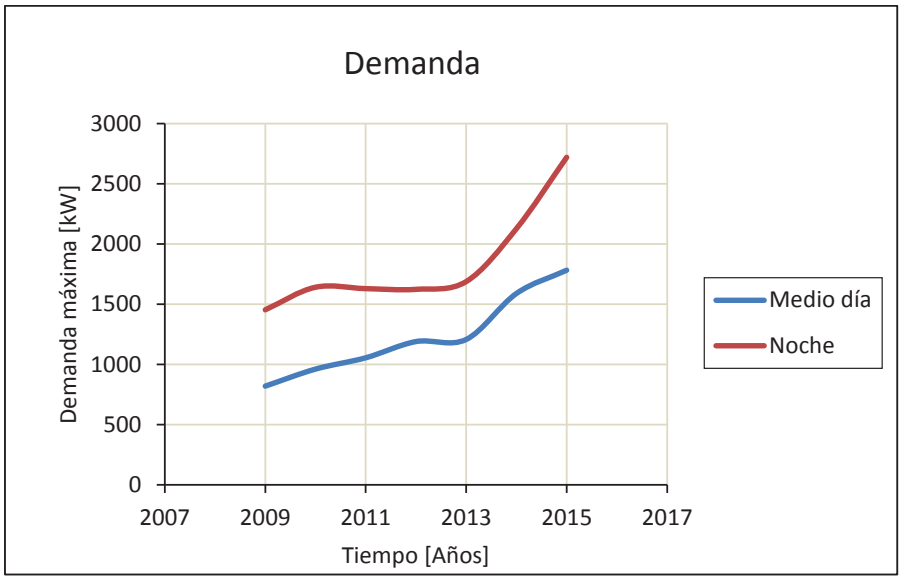


Figura A. 8: Tendencia de crecimiento de demanda. medio día y noche, primario A [Elaboración propia]

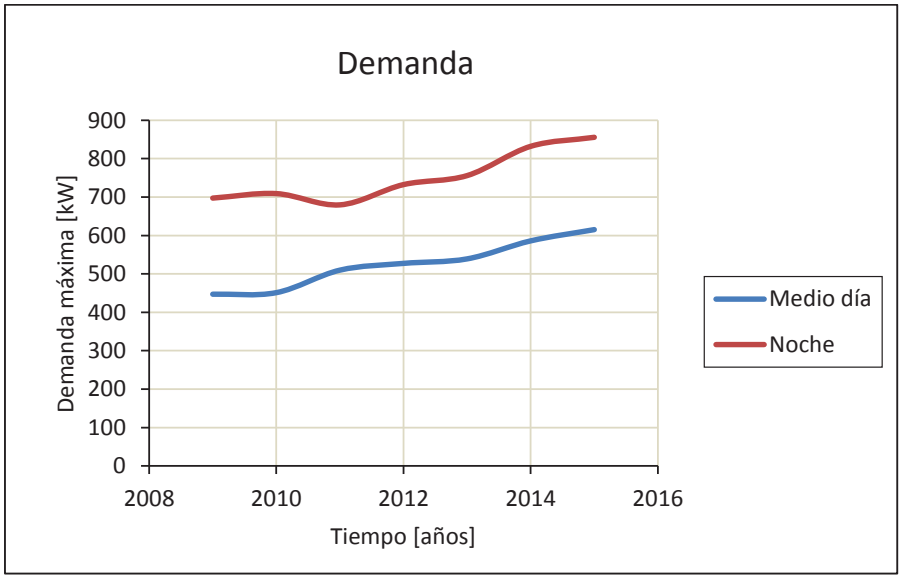


Figura A. 9: Tendencia de crecimiento de demanda. medio día y noche, primario B [Elaboración propia]

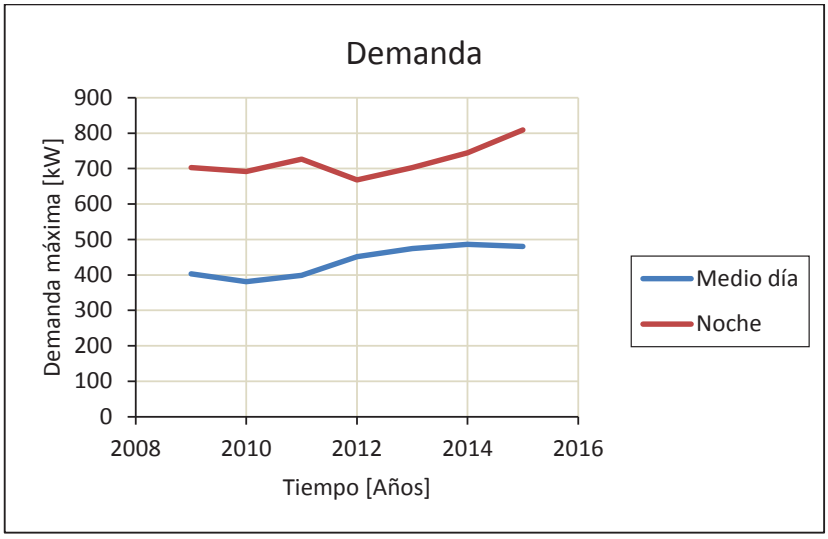


Figura A. 10: Tendencia de crecimiento de demanda. medio día y noche. primario D [Elaboración propia]

ANEXO 4

ENERGÍA CONSUMIDA POR PRIMARIO SUBESTACIÓN 49 LOS BANCOS

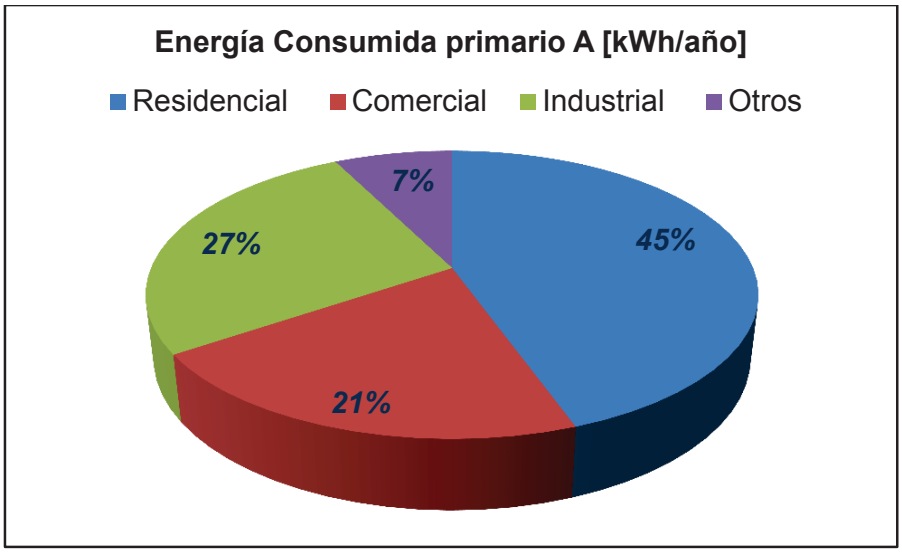


Figura A. 11: Energía según del tipo de consumidor primario A [Elaboración propia].

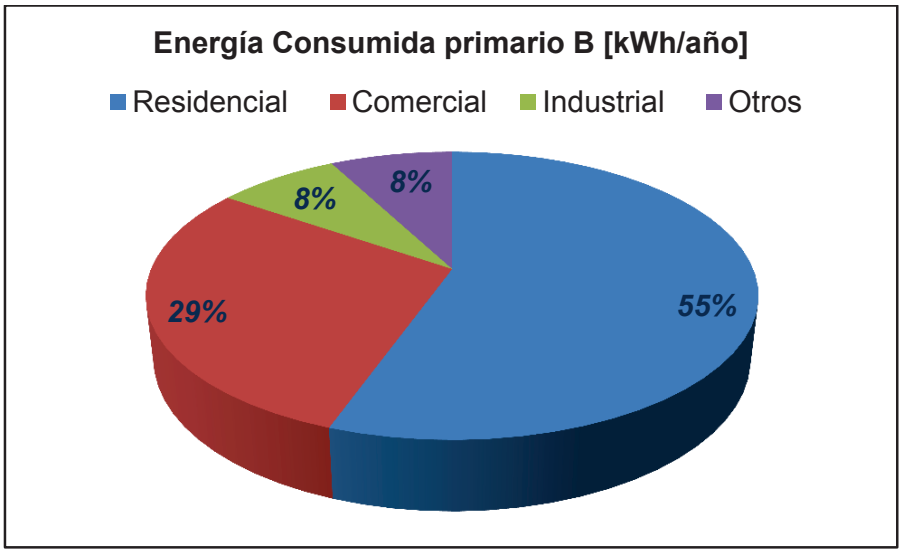


Figura A. 12: Energía según del tipo de consumidor primario B [Elaboración propia]

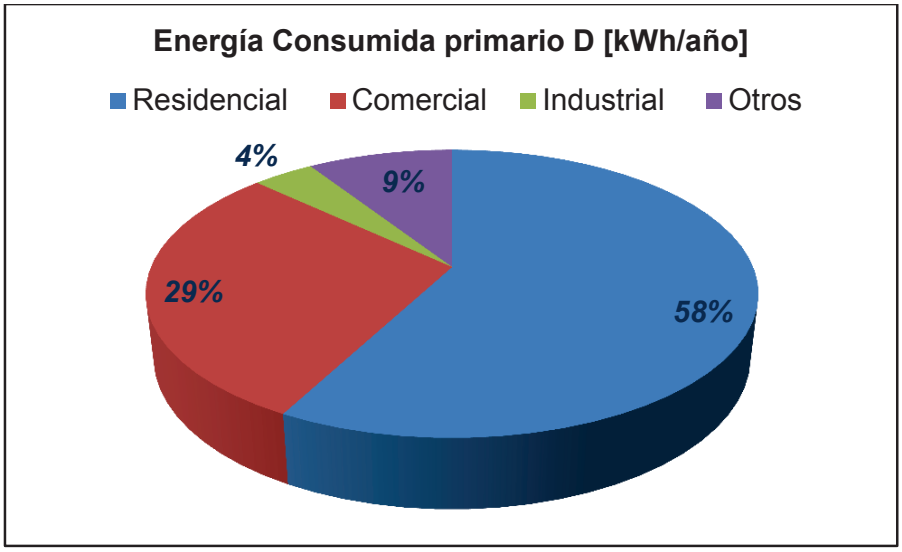


Figura A. 13: Energía según del tipo de consumidor primario D [Elaboración propia]

ANEXO 5

Tabla A. 4: Proyección de la demanda eléctrica. Primario A de la S/E Los Bancos

Año	X	Clientes residenciales			Clientes comerciales			Clientes otros			Demanda total			
		Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Energía total	Factor de carga	Demanda máxima anual	Porcentaje de crecimiento demanda
		clientes	[kWh]	[kWh/año]	clientes	[kWh]	[kWh/año]	Clientes	[kWh]	[kWh/año]	[kWh/año]	-	[kW]	%
2009	1	34270	82.04	2812885.64	2616	318.67	832685.00	644	219.22	140987.00	3786557.64	0.49	883.29	-
2010	2	34739	88.23	3066212.00	2954	338.01	982163.00	920	172.57	157259.00	4205634.00	0.51	950.56	7.62%
2011	3	38284	83.84	3027498.00	4109	350.34	1446119.00	1118	183.62	206331.00	4679948.00	0.53	1013.80	6.65%
2012	4	38081	70.56	2971046.33	4459	360.21	1670804.88	1162	229.42	264616.19	4906467.41	0.58	957.52	-5.55%
2013	5	42125	77.67	3271445.69	5239	340.35	1783254.33	1426	-	307392.46	5362092.49	0.61	1001.66	4.61%
2014	6	46899	79.72	3738567.00	5741	309.93	1746046.00	1746	-	671650.00	6156263.00	0.64	1098.51	9.67%
2015	7	48371	83.64	4046062.00	5812	329.31	1914500.00	1877	394.60	678949.00	6639511.00	0.57	1321.13	20.27%
2016	8	46825	89.18	4175767.19	6272	325.77	2043121.16	2079	432.21	898493.52	7117381.86	0.60	1348.28	2.06%
2017	9	47834	92.34	4417139.81	6616	323.70	2141581.81	2281	479.00	1092570.72	7651292.33	0.61	1437.54	6.62%
2018	10	48754	95.27	4644853.75	6940	321.86	2233671.80	2483	525.79	1305560.96	8184086.52	0.61	1526.36	6.18%
2019	11	49602	98.00	4860942.62	7246	320.21	2320384.09	2685	572.57	1537464.25	8718790.96	0.62	1615.29	5.83%
2020	12	50389	100.56	5066982.65	7538	318.71	2402482.25	2887	619.36	1788280.60	9257745.49	0.62	1704.74	5.54%
2021	13	51124	102.97	5264224.69	7817	317.34	2480567.94	3089	666.15	2058009.99	9802802.61	0.62	1795.03	5.30%
2022	14	51814	105.25	5453680.98	8084	316.07	2555124.85	3292	712.94	2346652.43	10355458.26	0.63	1886.44	5.09%
2023	15	52465	107.43	5636184.28	8341	314.89	2626548.53	3494	759.73	2654207.92	10916940.73	0.63	1979.15	4.91%
2024	16	53081	109.50	5812429.36	8589	313.80	2695167.17	3696	806.52	2980676.46	11488272.99	0.63	2073.36	4.76%
2025	17	53666	111.49	5983003.06	8828	312.77	2761256.50	3898	853.31	3326058.05	12070317.61	0.64	2169.19	4.62%

Tabla A. 5: Proyección de la demanda eléctrica. Primario B de la S/E Los Bancos

Año	X	Clientes residenciales			Clientes comerciales			Clientes otros			Demanda total			
		Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Energía total	Factor de carga	Demanda máxima anual	Porcentaje de crecimiento de demanda
		clientes	[kWh]	[kWh/año]	clientes	[kWh]	[kWh/año]	clientes	[kWh]	[kWh/año]	[kWh/año]	-	[kW]	%
2009	1	18045	84.34	1547115.64	1823	268.54	484461.00	270	361.90	97924.00	2129500.64	0.50	484.40	
2010	2	15905	85.85	1447095.00	1736	272.78	478158.00	250	383.81	85318.00	2010571.00	0.59	392.16	-19.04%
2011	3	22236	81.11	1803682.00	2598	315.92	821725.00	297	438.01	129502.00	2754909.00	0.62	507.98	29.53%
2012	4	23024	72.31	1897428.71	2782	337.23	938476.80	318	416.71	127367.25	2963272.76	0.60	561.70	10.57%
2013	5	25900	82.13	2093427.15	2986	337.99	990658.22	411	490.98	200565.06	3284650.44	0.66	568.12	1.14%
2014	6	23774	83.46	1957716.00	2482	358.05	892065.67	507	559.88	290211.00	3139992.67	0.67	537.69	-5.36%
2015	7	23269	89.81	2063145.33	2791	392.80	1081993.00	553	533.55	287547.00	3432685.33	0.62	632.54	17.64%
2016	8	26365	84.52	2228415.13	3019	406.96	1228611.64	575	544.16	312864.90	3769891.67	0.61	705.38	11.51%
2017	9	27440	84.97	2331658.19	3113	427.15	1329862.03	621	558.53	346857.51	4008377.74	0.62	742.70	5.29%
2018	10	28439	85.42	2429354.47	3200	447.34	1431587.18	665	571.71	380382.86	4241324.51	0.62	778.28	4.79%
2019	11	29373	85.88	2522457.10	3281	467.53	1533921.65	708	583.90	413493.34	4469872.09	0.63	812.39	4.38%
2020	12	30254	86.33	2611691.15	3356	487.72	1636953.47	750	595.25	446231.23	4694875.85	0.63	845.21	4.04%
2021	13	31087	86.78	2697622.03	3427	507.92	1740740.22	790	605.89	478631.34	4916993.59	0.64	876.90	3.75%
2022	14	31878	87.23	2780699.87	3494	528.11	1845319.01	829	615.91	510722.82	5136741.69	0.65	907.58	3.50%
2023	15	32633	87.68	2861289.27	3558	548.30	1950712.87	868	625.38	542530.37	5354532.51	0.65	937.35	3.28%
2024	16	33356	88.13	2939690.00	3618	568.49	2056934.98	905	634.38	574075.23	5570700.21	0.66	966.30	3.09%
2025	17	34049	88.58	3016151.68	3676	588.68	2163991.53	942	642.95	605375.81	5785519.02	0.66	994.50	2.92%

Tabla A. 6: Proyección de la demanda eléctrica. Primario C de la S/E Los Bancos

Año	X	Clientes residenciales			Clientes comerciales			Clientes otros			Demanda total			
		Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Energía total	Factor de carga	Demanda máxima anual	Porcentaje de crecimiento de demanda
		clientes	[kWh]	[kWh/año]	clientes	[kWh]	[kWh/año]	clientes	[kWh]	[kWh/año]	[kWh/año]	-	[kW]	%
2009	1	51649	88.49	4554962.64	5731	411.22	2387087.00	754	590.39	455681.00	7397730.64	0.53	1592.60	
2010	2	50968	90.47	4597042.00	6456	417.41	2690385.00	816	574.67	468487.00	7755914.00	0.61	1448.34	-9.06%
2011	3	55442	84.20	4668932.00	6427	423.05	2719672.00	940	681.18	642815.00	8031419.00	0.63	1462.14	0.95%
2012	4	55428	74.06	4808989.88	6520	467.68	3043754.68	1261	704.18	887696.07	8740440.63	0.65	1532.36	4.80%
2013	5	63102	85.61	5402745.84	7125	413.33	2945583.62	1679	679.16	1140114.47	9488443.92	0.64	1680.01	9.64%
2014	6	71248	87.43	6228896.00	-	-	2631795.00	-	-	6720930.00	15581621.00	0.61	2938.57	74.91%
2015	7	73424	91.17	6693914.00	7751	428.73	2901417.00	2079	630.70	1393105.00	10988436.00	0.63	1980.77	-32.59%
2016	8	74428	96.13	7154625.93	8002	438.09	3505694.41	2275	692.98	1576382.47	12236702.82	0.65	2156.34	8.86%
2017	9	77115	99.56	7677915.53	8310	440.81	3663192.93	2437	705.42	1719261.46	13060369.92	0.65	2287.49	6.08%
2018	10	79601	102.64	8170087.70	8618	443.56	3822514.89	2582	718.09	1854463.58	13847066.18	0.66	2412.08	5.45%
2019	11	81918	105.42	8635744.69	8926	446.31	3983676.90	2714	730.99	1983837.15	14603258.74	0.66	2531.27	4.94%
2020	12	84093	107.96	9078465.27	9234	449.09	4146695.67	2834	744.11	2108744.46	15333905.39	0.66	2645.97	4.53%
2021	13	86144	110.29	9501096.76	9541	451.88	4311588.06	2944	757.48	2230219.73	16042904.55	0.66	2756.86	4.19%
2022	14	88088	112.46	9905948.02	9849	454.69	4478371.09	3046	771.08	2349068.00	16733387.10	0.67	2864.49	3.90%
2023	15	89937	114.47	10294921.61	10157	457.52	4647061.87	3142	784.93	2465929.54	17407913.03	0.67	2969.33	3.66%
2024	16	91702	116.35	10669607.02	10465	460.37	4817677.71	3231	799.03	2581323.22	18068607.95	0.67	3071.74	3.45%
2025	17	93391	118.12	11031348.08	10773	463.23	4990236.00	3314	813.38	2695676.65	18717260.73	0.67	3172.04	3.27%

Tabla A. 7: Proyección de la demanda eléctrica. Primario C de la S/E Los Bancos

Año	X	Clientes residenciales			Clientes comerciales			Clientes otros			Demanda total			
		Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía promedio total	Cantidad de clientes	Energía promedio individual	Energía Promedio total	Energía total	Factor de carga	Demanda máxima anual	Porcentaje de crecimiento de demanda
		clientes	[kWh]	[kWh/año]	cliente	[kWh]	[kWh/año]	cliente	[kWh]	[kWh/año]	[kWh/año]	-	[kW]	%
2009	1	16991	89.23	1527382.64	1359	261.95	340189.00	485	475.38	230490.00	2098061.64	0.45	534.44	-
2010	2	17604	90.77	1592562.00	1630	251.25	409265.00	663	401.46	265207.00	2267034.00	0.45	576.97	7.96%
2011	3	19367	80.18	1553358.00	2187	290.08	637391.00	765	443.09	340574.00	2531323.00	0.54	532.49	-7.71%
2012	4	19074	69.23	1544450.53	2273	301.89	684144.07	753	550.37	413522.41	2642117.01	0.62	490.40	-7.91%
2013	5	20839	78.87	1643093.95	2558	282.77	723168.24	-	495.34	422891.95	2789154.14	0.62	511.78	4.36%
2014	6	20414	81.10	1655501.00	-	306.26	829973.00	829	378.20	313719.00	2799193.00	0.56	568.46	11.08%
2015	7	20532	85.37	1753129.00	2648	334.47	885476.00	869	319.27	278087.00	2916692.00	0.60	558.50	-1.75%
2016	8	21202	85.63	1815474.58	2799	335.56	939269.78	906	328.00	297189.65	3051934.01	0.60	580.66	3.97%
2017	9	21597	87.85	1897349.20	2884	346.99	1000744.25	942	370.00	348633.61	3246727.05	0.60	613.87	5.72%
2018	10	21992	90.08	1980981.34	2960	358.43	1060951.16	978	377.39	369249.44	3411181.94	0.60	644.67	5.02%
2019	11	22386	92.30	2066371.00	3029	369.87	1120215.75	1015	372.60	378046.69	3564633.44	0.61	670.11	3.95%
2020	12	22781	94.53	2153518.18	3091	381.30	1178770.85	1051	368.28	386991.31	3719280.34	0.61	695.82	3.84%
2021	13	23176	96.76	2242422.88	3149	392.74	1236787.79	1087	364.35	396047.41	3875258.09	0.61	721.81	3.74%
2022	14	23571	98.98	2333085.11	3203	404.18	1294395.44	1123	360.75	405188.35	4032668.89	0.62	748.08	3.64%
2023	15	23966	101.21	2425504.86	3252	415.62	1351692.57	1159	357.43	414393.90	4191591.33	0.62	774.63	3.55%
2024	16	24361	103.43	2519682.13	3299	427.05	1408756.09	1196	354.35	423648.50	4352086.71	0.62	801.47	3.46%
2025	17	24756	105.66	2615616.92	3342	438.49	1465646.64	1232	351.48	432940.00	4514203.55	0.62	828.59	3.38%

ANEXO 6

PERFILES DE VOLTAJE DE LOS CANTONES PEDRO VICENTE MALDONADO.
PUERTO QUITO Y SAN MGUEL DE LOS BANCOS.
SISTEMA ELECTRICO CON REPOTENCIACIÓN AÑO 2018

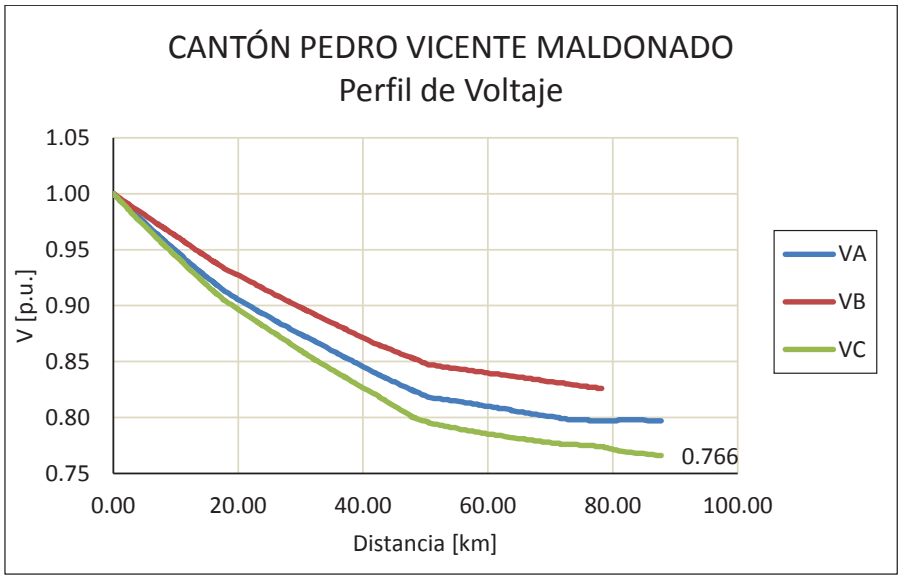


Figura A. 14: Perfil de Voltaje, Pedro Vicente Maldonado [Elaboración propia]

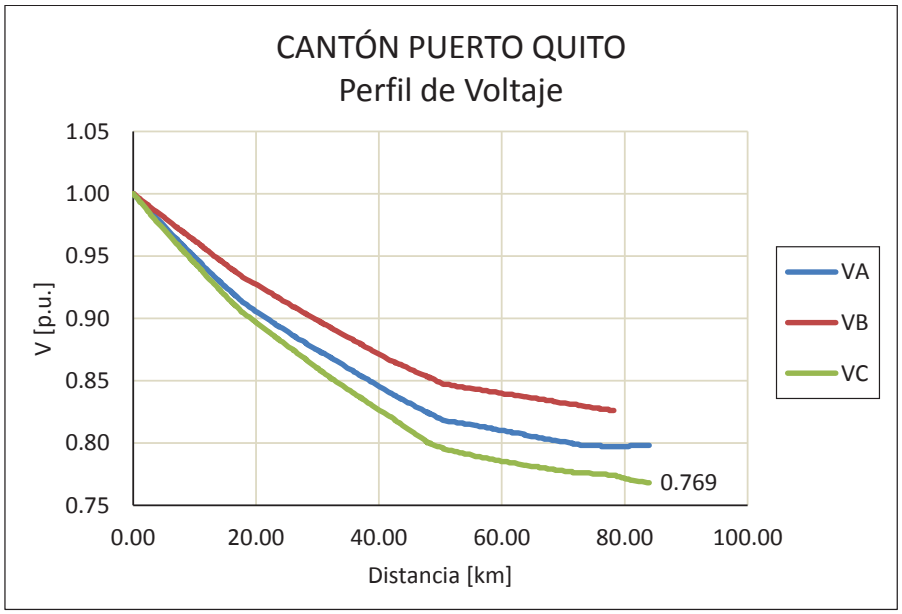


Figura A. 15: Perfil de Voltaje, Puerto Quito [Elaboración propia]

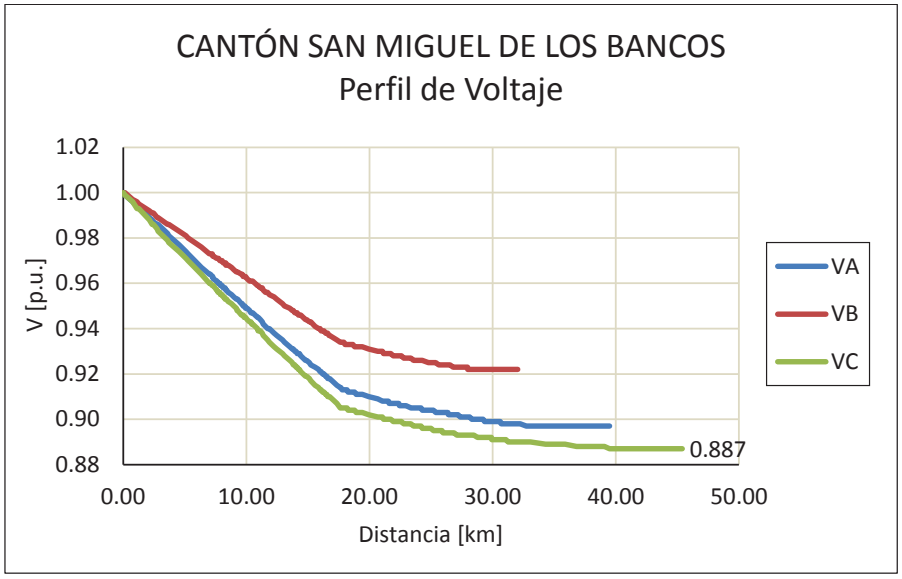


Figura A. 16: Perfil de Voltaje, San Miguel de Los Bancos [Elaboración propia]

SISTEMA ELÉCTRICO CON NUEVA SUBESTACIÓN AÑO 2018

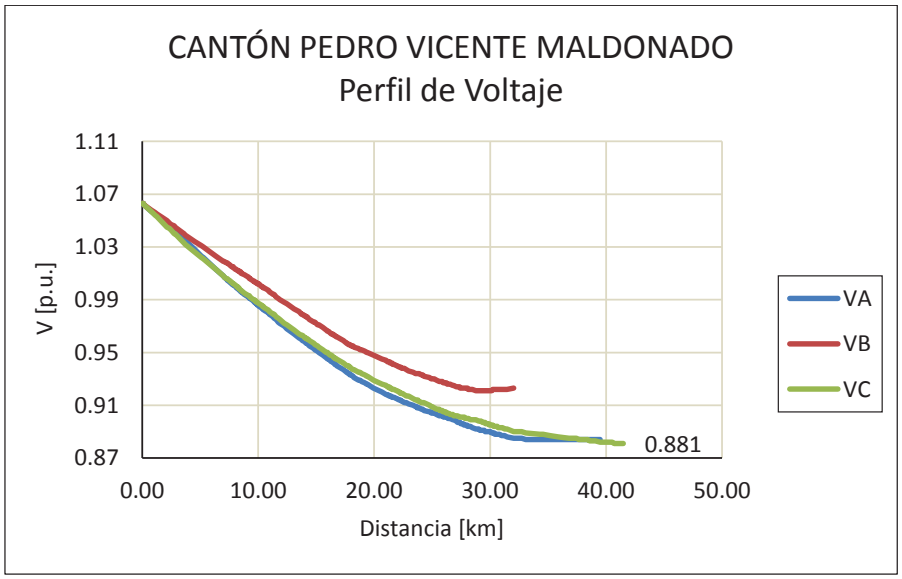


Figura A. 17: Perfil de Voltaje, Pedro Vicente Maldonado [Elaboración propia]

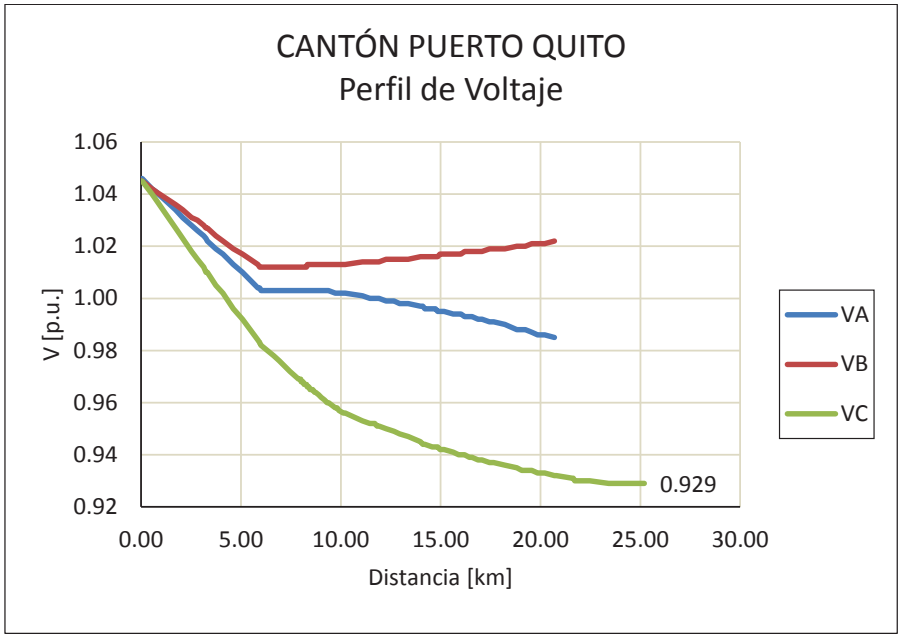


Figura A. 18: Perfil de Voltaje, Puerto Quito [Elaboración propia]

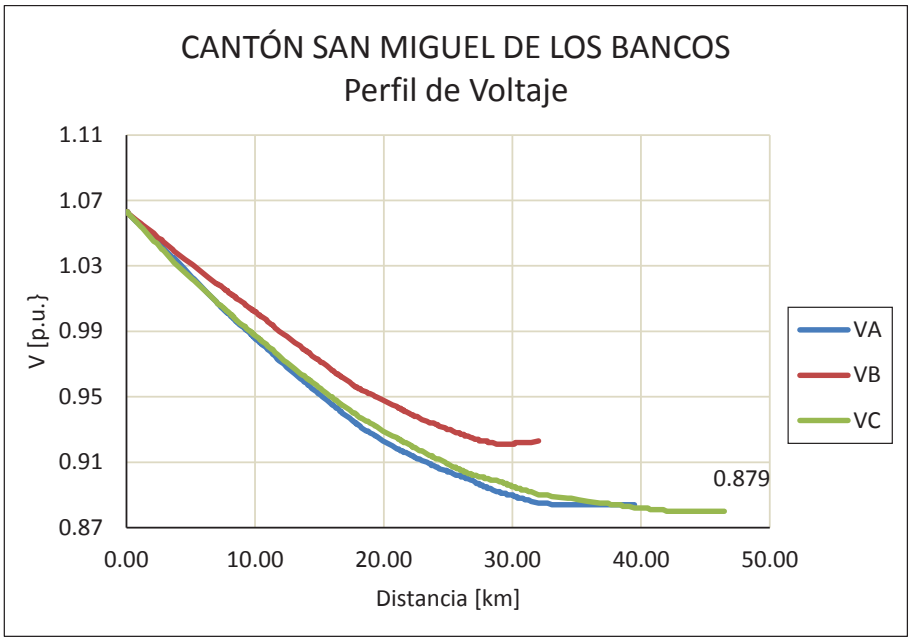


Figura A. 19: Perfil de Voltaje, San Miguel de Los Bancos [Elaboración propia]

SISTEMA ELÉCTRICO CON NUEVA SUBESTACIÓN A 22.8 kV AÑO 2018

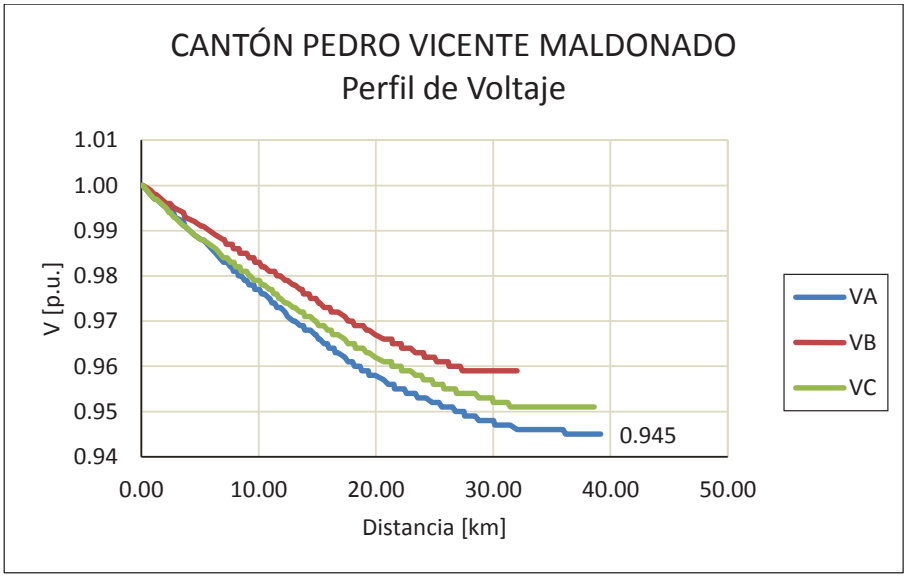


Figura A. 20: Perfil de Voltaje, Pedro Vicente Maldonado [Elaboración propia]

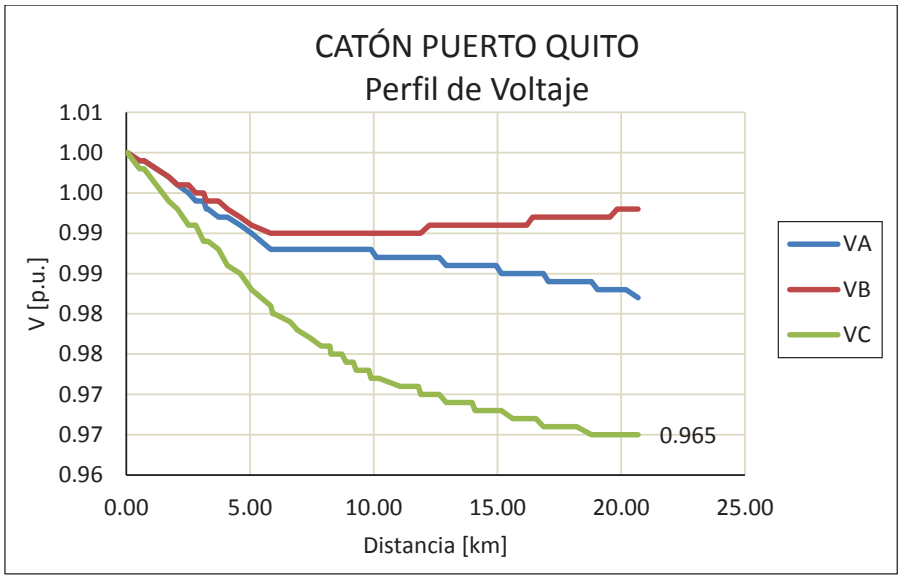


Figura A. 21: Perfil de Voltaje, Puerto Quito [Elaboración propia]

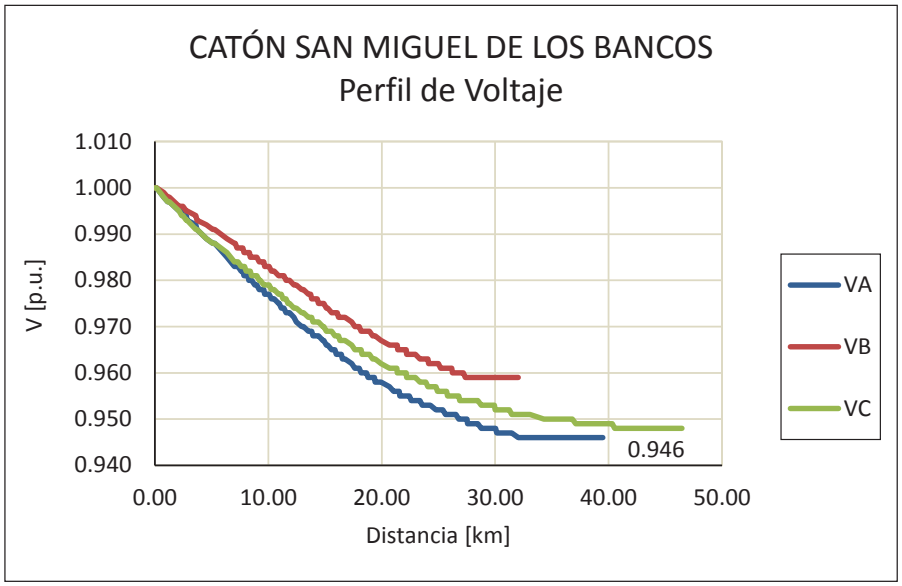


Figura A. 22: Perfil de Voltaje, San Miguel de Los Bancos [Elaboración propia]

SISTEMA ELÉCTRICO COON NUEVA SUBESTACIÓN A 22.8kV AÑO 2025

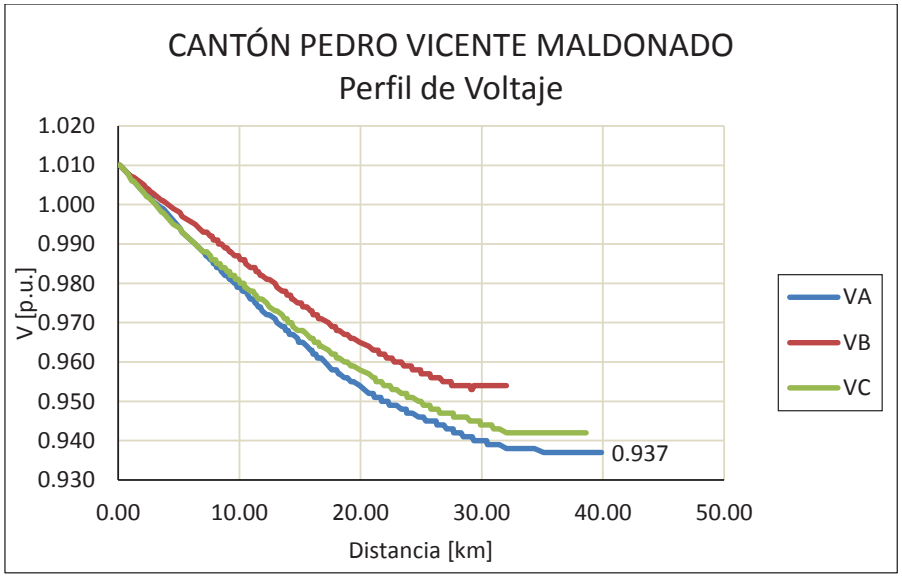


Figura A. 23: Perfil de Voltaje, Pedro Vicente Maldonado [Elaboración propia]

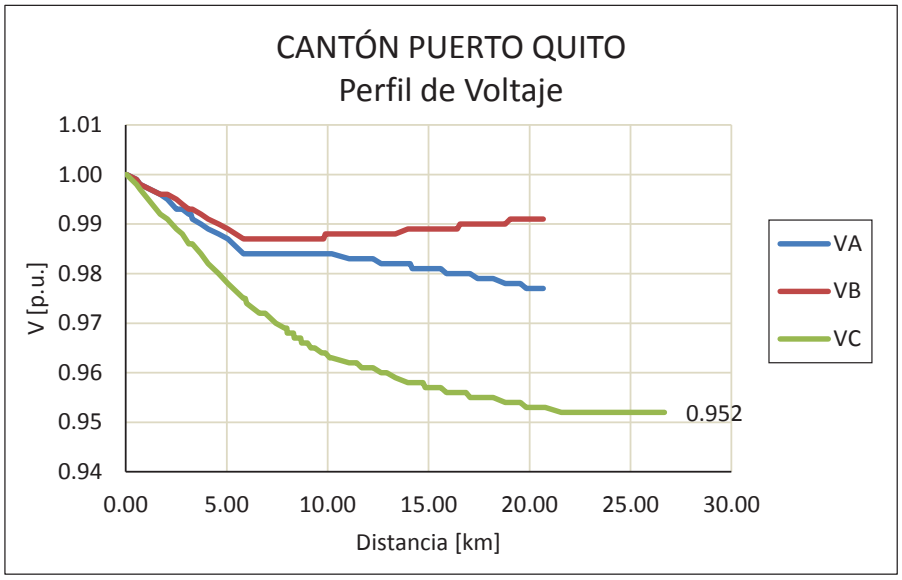


Figura A. 24: Perfil de Voltaje, Puerto Quito [Elaboración propia]

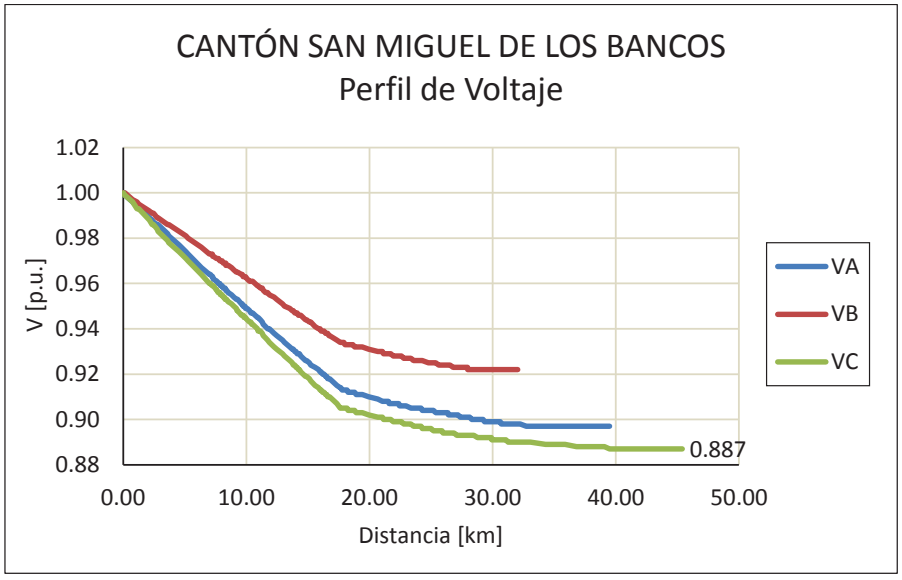


Figura A. 25: Perfil de Voltaje, San Miguel de Los Bancos [Elaboración propia]

ANEXO 7

VOLTAJES DERIVADOS DE LAS SIMULACIONES EN CYMDIST PARA LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN 2015- 2025 A 13.2 kV CON DEMANDA POR COCCIÓN EFICIENTE

Sin Regulador

Tabla A. 8: Voltaje por cantón en p.u. año 2015

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2718	0.817	338954MA	0.828	52580MA	0.779	110633MA
Puerto Quito	946	0.832	56343MA	0.832	117130MA	0.765	152490MA
S. M. Los Bancos	2390	0.838	17287MA	0.918	579858MA	0.918	78258MA

Tabla A. 9: Voltaje por cantón en p.u. año 2016

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2718	0.783	338952MA	0.806	118920MA	0.754	47420MA
Puerto Quito	946	0.806	27009MA	0.806	155069MA	0.739	82630MA
S. M. Los Bancos	2390	0.818	116633MA	0.906	579858MA	0.906	71445MA

Tabla A. 10: Voltaje por cantón en p.u. año 2017

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2720	0.712	67048MA	0.702	118920MA	0.699	47420MA
Puerto Quito	946	0.701	43249MA	0.702	70845MA	0.683	73310MA
S. M. Los Bancos	2390	0.77	17293MA	0.875	579858MA	0.875	71445MA

Tabla A. 11: Voltaje por cantón en p.u. con reconfiguración del sistema año 2015

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2724	0.77	338952MA	0.833	95783MA	0.841	47420MA
Puerto Quito	946	0.991	61600MA	0.838	99036MA	0.818	82628MA
S. M. Los Bancos	2390	0.796	15749MA	0.933	47290MA	0.928	47296MA

Con nueva Subestación, reconfiguración del sistema, sin regulador de voltaje y limitado el 49A

Tabla A. 12: Voltaje por cantón en p.u. año 2018

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2769	0.881	66482MA	0.881	339436MA	0.88	65758MA
Puerto Quito	954	0.95	70845MA	0.955	135287MA	0.929	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.931	124818MA	0.958	579858MA	0.879	17296MA

Con nueva Subestación, reconfiguración del sistema, con regulador de voltaje y limitado el 49A

Tabla A. 13: Voltaje por cantón en p.u. año 2018

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2769	0.927	57587MA_ B. ALCALA	0.913	107132MA	0.93	157417MA
Puerto Quito	954	0.95	70845MA	0.955	135287MA	0.929	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.937	579858MA	0.96	579858MA	0.942	17301MA

Con nueva Subestación, reconfiguración del sistema, con regulador de voltaje en 49C y PV_B y limitado el 49A

Tabla A. 14: Voltaje por cantón en p.u. año 2018

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2770	0.942	119735MA	0.947	338956MA	0.93	117932MA
Puerto Quito	954	0.95	70845MA	0.955	135287MA	0.929	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.937	579858MA	0.96	579858MA	0.942	17301MA

VOLTAJES DERIVADOS DE LAS SIMULACIONES EN CYMDIST PARA LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN 2018- 2025 A 22.8 kV.

Sin regulador de voltaje con Demanda por PEC nueva S/E reconfiguración del sistema y limitado el 49A

Tabla A. 15: Voltaje por cantón en p.u. año 2018

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.945	84489MA	0.95	339436MA	0.948	28915MA
Puerto Quito	954	0.971	103250MA	0.971	55061MA	0.963	141273MA
S. M. Los Bancos	2390	0.96	69480MA	0.971	579858MA	0.948	17296MA

Tabla A. 16: Voltaje por cantón en p.u. año 2019

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.942	5959MA	0.947	338956MA	0.945	481618MA
Puerto Quito	954	0.969	15235MA	0.969	135287MA	0.962	78301MA
S. M. Los Bancos	2390	0.958	69480MA	0.969	579858	0.945	17304MA

Tabla A. 17: Voltaje por cantón en p.u. año 2020

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.939	85821MA	0.944	339436MA	0.942	28995MA
Puerto Quito	954	0.967	70843MA	0.968	117905MA	0.96	72410MA
S. M. Los Bancos	2390	0.956	69480MA	0.967	579858MA	0.942	17298MA

Tabla A. 18: Voltaje por cantón en p.u. año 2021

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.936	85818MA	0.941	838951MA	0.939	28915MA
Puerto Quito	954	0.966	15235MA	0.966	59538MA	0.958	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.954	69480MA	0.965	579858MA	0.939	15749MA

Tabla A. 19: Voltaje por cantón en p.u. año 2022

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.933	85819MA	0.938	338952MA	0.936	28915MA
Puerto Quito	954	0.964	70845MA	0.965	53512MA	0.956	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.952	69480MA	0.963	579858MA	0.936	87723MA

Tabla A. 20: Voltaje por cantón en p.u. año 2023

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.931	87104MA	0.935	338953MA	0.933	65758MA
Puerto Quito	954	0.963	70845MA	0.963	111036MA	0.955	78301MA
S. M. Los Bancos	2390	0.95	69480MA	0.962	579858MA	0.933	15749MA

Tabla A. 21: Voltaje por cantón en p.u. año 2024

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.928	66478MA	0.932	338955MA	0.93	65758MA
Puerto Quito	954	0.961	103250MA	0.962	118061MA	0.953	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.948	69480MA	0.96	579858MA	0.93	17292MA

CAMBIO DE TAP EN EL TRANFORMADOR DE LA SE 49 (TAP=2.5%)

Sin regulador de voltaje con Demanda por PEC nueva S/E reconfiguración del sistema y limitado el 49A

Tabla A. 22: Voltaje por cantón en p.u. año 2024

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.939	110874MA	0.943	338955MA	0.941	28915MA
Puerto Quito	954	0.961	103250MA	0.962	118061MA	0.953	28842MA
S. M. Los Bancos	2390	0.959	69480MA	0.971	579858MA	0.941	95350MA

Tabla A. 23: Voltaje por cantón en p.u. año 2025

Cantones	N° de nodos	Fase A		Fase B		Fase C	
		[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo	[p.u.]	Nodo
P. V. Maldonado	2768	0.936	85818MA	0.94	339164MA	0.939	28915MA
Puerto Quito	954	0.96	93359MA	0.96	66391MA	0.951	141273MA
S. M. Los Bancos	2390	0.957	124818MA	0.969	579858MA	0.938	17287MA

ANEXO 8

Tabla A. 24: Perdidas de potencia en el conductor y totales con configuración de red para cada año

Año		**2015**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2018**	**2018**	**2018**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
Nivel de voltaje (kV)		13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
Demanda		Dem	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC	Dem + PEC
Perdidas por conductor		893.43	920.38	1113.78	1477.19	1507.46	1423.95	818.57	803.75	253.15	276.7	301.64	321.97	346.49	372.29	395.11	421.79
Red	**Regulador**	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nueva S/E	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

PEC: Proyecto de cocción eficiente

Dem: Demanda propia del sector

PÉRDIDAS DE POTENCIA POR PRIMARIO (TOTALES Y CONDUCTORES) A UN NIVEL DE VOLTAJE 13.2 kV

Con regulador de voltaje con demanda propia del lugar sin S/E a 13.2kV

Tabla A. 25: Año: 2015 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49ª	327.14	427.75
49B	13.42	48.4
49C	552.29	619.08
49D	0.58	20.22
Total	893.43	1115.45

Con regulador de voltaje con demanda propia del lugar y por PEC sin S/E a 13.2kV

Tabla A. 26: Año: 2015 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	350.52	435.46
49B	11.97	40.32
49C	557.37	625.69
49D	0.52	20.17
Total	920.38	1121.64

Tabla A. 27: Año: 2016 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	413.98	504.47
49B	16.98	47.53
49C	677.33	744.61
49D	5.49	27.83
Total	1113.78	1324.44

Tabla A. 28: Año: 2017 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	487.37	590.49
49B	27.58	62.94
49C	917	984.63
49D	45.24	93.01
Total	1477.19	1731.07

Tabla A. 29: Año: 2018 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	41.39	96.75
49B	47.05	91.59
49C	1305.82	1374.13
49D	113.2	195.24
Total	1507.46	1757.71

Sin regulador de voltaje; con demanda propia del lugar y por PEC con S/E a 13.2kV

Tabla A. 30: Año: 2018 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	572.3	720.25
49B	56.8	135.35
49C	291.96	336.12
49D	115.99	201.59
PV_A	127.78	148.33
PV_B	259.12	303.37
Total	1423.95	1845.01

Tabla A. 31: Año: 2018 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	38	103.01
49B	50.47	130.64
49C	323.62	375.12
49D	104.15	188.62
PV_A	81.95	105.82
PV_B	220.38	265.49
Total	818.57	1168.7

Con regulador de voltaje en A/P 49C; con demanda propia del lugar y por PEC con S/E a 13.2kV

Tabla A. 32: Año: 2018 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	38	103.01
49B	50.47	130.64
49C	311.36	365.13
49D	104.15	188.62
PV_A	81.95	105.82
PV_B	217.82	263.14
Total	803.75	1156.36

PÉRDIDAS DE POTENCIA POR PRIMARIO (TOTALES Y CONDUCTORES) A UN NIVEL DE VOLTAJE 22.8 kV

Sin regulador de voltaje con demanda propia del lugar y por PEC con S/E a 22.8 kV

Tabla A. 33: Año: 2018 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	12.46	72.6
49B	17.39	103
49C	96.42	148.7
49D	32.05	115.84
PV_A	26.34	50.59
PV_B	68.49	108.27
Total	253.15	599

Tabla A. 34: Año: 2019 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	13.88	79.09
49B	17.93	104.43
49C	107	160.7
49D	34.39	122.38
PV_A	29.15	54.5
PV_B	74.35	115.46
Total	276.7	636.56

Tabla A. 35: Año: 2020 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	15.37	85.87
49B	19.61	112.98
49C	117.63	172.8
49D	36.8	129.02
PV_A	32	58.47
PV_B	80.23	122.7
Total	301.64	681.84

Tabla A. 36: Año: 2021 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	16.96	93.03
49B	16.19	88.87
49C	128.47	185.14
49D	39.29	135.84
PV_A	34.89	62.51
PV_B	86.17	130.02
Total	321.97	695.41

Tabla A. 37: Año: 2022 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	18.63	100.54
49B	16.46	83.69
49C	139.51	197.72
49D	41.83	142.65
PV_A	37.83	66.61
PV_B	92.23	137.49
Total	346.49	728.7

Tabla A. 38: Año: 2023 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	20.41	108.42
49B	17.47	87.36
49C	150.8	210.58
49D	44.48	149.74
PV_A	40.83	70.78
PV_B	98.3	144.99
Total	372.29	771.87

Tabla A. 39: Año: 2024 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	22.24	117.66
49B	18.47	92.28
49C	158.58	220.23
49D	47.5	159.56
PV_A	43.88	75.04
PV_B	104.44	152.6
Total	395.11	817.37

Tabla A. 40: Año: 2025 Pérdidas totales y por conductor

Nombre red	Pérdidas de conductores	Pérdidas totales
49A	24.22	126.44
49B	19.47	95.96
49C	170.08	233.35
49D	50.35	167.09
PV_A	46.99	79.38
PV_B	110.68	160.32
Total	421.79	862.54

ANEXO 8

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS PARA LOS PRIMARIOS DE LAS S/E 49 Y LA S/E PEDRO VICENTE A UN NIVEL DE VOLTAJE DE 13.2 KV

Tabla A. 41: Año: 2018 sin regulador de voltaje con nueva S/E. reconfiguración del sistema y limitado el 49A a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda kW	IA [A]	IB [A]	IC [A]	VA p.u.	VB p.u.	VC p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3417	131.6	133.5	157.3	0.882	0.871	0.88
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8259				0.871		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		164.1						

Tabla A. 42: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49C al A/P 49B a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda kW	IA [A]	IB [A]	IC [A]	VA p.u.	VB p.u.	VC p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	5227	188.9	217.1	237.9	0.845	0.823	0.818
	C	3	0.3	0.1	0.1	1.063	1.063	1.063
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8281				0.818		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		237.9						

Tabla A. 43: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49B al A/P 49Ca 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	2	0.2	0	0	1.065	1.065	1.065
	C	5106	187.4	211.3	231.8	0.854	0.818	0.85
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8159				0.818		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		231.8						

Tabla A. 44: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49D al A/P 49A a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	2924	120.3	122.2	121.7	0.9	0.919	0.905
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3412	131.4	133.3	157	0.882	0.871	0.88
	D	0	0	0	0	1.071	1.071	1.071
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8127				0.871		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		164.1						

Tabla A. 45: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49A al A/P 49D a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	0	0	0	0	1.071	1.071	1.071
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3412	131.4	133.3	157	0.882	0.871	0.88
	D	3024	119	128.2	123.4	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8227				0.871		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		164.1						

Tabla A. 46: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P PV_A al A/P PV_B a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3412	131.4	133.3	157	0.882	0.871	0.88
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	0	0	0	0	1.045	1.045	1.045
	PVB	4626	193.5	153.5	233.7	0.927	0.913	0.928
Total S/E 49 (MW)		8254				0.871		
Total S/E P.V. (MW)		4626						
Corriente máxima (A)		233.7						

Tabla A. 47: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P PV_B al A/P PV_A a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3412	131.4	133.3	157	0.882	0.871	0.88
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	4627	193.5	153.5	233.7	0.926	0.913	0.928
	PVB	0	0	0	0	1.045	1.045	1.045
Total S/E 49 (MW)		8254				0.871		
Total S/E P.V. (MW)		4627						
Corriente máxima (A)		233.7						

Tabla A. 48: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P PV_B al A/P 49C a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	4316	173.5	174.6	184.8	0.78	0.798	0.858
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	1244	50	3.1	103.8	0.99	1.045	0.945
Total S/E 49 (MW)		9158				0.921		
Total S/E P.V. (MW)		2776						
Corriente máxima (A)		184.8						

Tabla A. 49: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49C al A/P 49D a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	1	0	0	0	1.063	1.063	1.063
	D	4971	189.6	198.1	222.7	0.89	0.88	0.889
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8167				0.880		
Total S/E P.V. (MW)		4623						
Corriente máxima (A)		222.7						

Tabla A. 50: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P 49D al A/P 49C a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		kW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	4962	191.1	199	223.9	0.881	0.87	0.879
	D	0	0	0	0	1.062	1.062	1.062
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	3091	127.5	96.4	164.1	0.927	0.913	0.929
Total S/E 49 (MW)		8157				0.913		
Total S/E P.V. (MW)		5203.3						
Corriente máxima (A)		223.9						

Tabla A. 51: Año: 2018 Transferencia de carga del A/P PV_B al A/P 49C a 13.2 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		Kw	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1404	63	55.7	56.2	1.007	1.013	1.013
	B	1791	49.1	94.7	77.3	1.003	1.022	0.995
	C	3958	164.7	131.6	193.7	0.822	0.911	0.722
	D	1647	65.2	68.8	69.3	0.921	0.935	0.923
Pero Vicente Maldonado	PVA	1532	65.9	57	69.4	0.95	0.955	0.952
	PVB	2157	90.7	96	84	0.931	0.913	0.998
Total S/E 49 (MW)		8800				0.913		
Total S/E P.V. (MW)		3689						
Corriente máxima (A)		193.7						

ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS PARA LOS PRIMARIOS DE LAS S/E 49 Y LA S/E PEDRO VICENTE A UN NIVEL DE VOLTAJE DE 22.8 kV al 2025.

Tabla A. 52: Año: 2025 sin regulador de voltaje con nueva S/E. reconfiguración del sistema y limitado el 49A a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	4099	95.3	97.7	115.2	0.937	0.937	0.938
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9604				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		118.7						

Tabla A. 53: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49C al A/P 49B a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	6007	133.8	150.4	166.6	0.924	0.915	0.918
	C	2	0	0	0	1.01	1.01	1.01
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9688				0.915		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		166.6						

Tabla A. 54: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49C al A/P 49B a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1	0	0	0	1.01	1.01	1.01
	C	5970	133.2	149.6	165.3	0.928	0.919	0.929
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9650				0.919		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		165.3						

Tabla A. 55: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49C al A/P 49D a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	2	0	0	0	1.01	1.01	1.01
	D	5818	135.1	141.8	160.9	0.936	0.937	0.938
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9472				0.936		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		160.9						

Tabla A. 56: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49D al A/P 49A a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	3568	90.3	87	90.5	0.949	0.955	0.952
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	4099	95.3	97.7	115.2	0.937	0.937	0.938
	D	1	0	0	0	1.01	1.01	1.01
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9494				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		118.7						

Tabla A. 57: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49A al A/P 49D a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	0	0	0	0	1.01	1.01	1.01
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	4099	95.3	97.7	115.2	0.937	0.937	0.938
	D	3568	90.3	87	90.5	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9493				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5566						
Corriente máxima (A)		118.7						

Tabla A. 58: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P 49D al A/P 49C a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	5816	135.1	141.8	160.8	0.937	0.937	0.938
	D	1	0	0	0	1.01	1.01	1.01
Pero Vicente Maldonado	PVA	1923	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	3643	90.4	66.9	118.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9469				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5987.8						
Corriente máxima (A)		160.8						

Tabla A. 59: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P PV_A al A/P PV_B a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	4099	95.3	97.7	115.2	0.937	0.937	0.938
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1	0	0	0	1.000	1.000	1.000
	PVB	5568	139.9	110.3	171.7	0.955	0.948	0.951
Total S/E 49 (MW)		9604				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5990.9						
Corriente máxima (A)		171.7						

Tabla A. 60: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P PV_B al A/P PV_A a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	4099	95.3	97.7	115.2	0.937	0.937	0.938
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	5568	139.9	110.3	171.7	0.955	0.948	0.951
	PVB	1	0	0	0	1.000	1.000	1.000
Total S/E 49 (MW)		9604				0.937		
Total S/E P.V. (MW)		5569						
Corriente máxima (A)		171.7						

Tabla A. 61: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P PV_A y PV_B al A/P 49C a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	8212	199.2	184.6	232.7	0.804	0.84	0.766
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1	0	0	0	1.000	1.000	1.000
	PVB	1	0	0	0	1.000	1.000	1.000
Total S/E 49 (MW)		13717				0.766		
Total S/E P.V. (MW)		2						
Corriente máxima (A)		232.7						

Tabla A. 62: Año: 2025 Transferencia de carga del A/P PV_B al A/P 49C a 22.8 kV

Subestación	Primarios	Demanda	IA	IB	IC	VA	VB	VC
		MW	[A]	[A]	[A]	p.u.	p.u.	p.u.
49 (Los Bancos)	A	1826	51.6	40.6	45.1	0.989	0.993	0.989
	B	1826	36.5	52.1	48.7	0.99	0.996	0.992
	C	7704	194.2	172.8	211.5	0.827	0.873	0.818
	D	1853	45.3	47.1	47.9	0.949	0.955	0.952
Pero Vicente Maldonado	PVA	1924	49.5	43.4	52.9	0.96	0.96	0.96
	PVB	1	0	0	0	1.000	1.000	1.000
Total S/E 49 (MW)		13209				0.818		
Total S/E P.V. (MW)		1925						
Corriente máxima (A)		211.5						