



Universidad
Técnica de
Cotopaxi

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE
VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-
ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”

Autores:

Mullo Tarco Katty Maribel

Herrera Moreno Kléver Wladimir

Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado Mg. C.

Latacunga – Ecuador

2018



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Mullo Tarco Katty Maribel y Herrera Moreno Kléver Wladimir, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

Mullo Tarco Katty Maribel

C.I. 050334590-2

Herrera Moreno Kléver Wladimir

C.I. 050237143-8



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”, de la señorita Mullo Tarco Katty Maribel y el señor Herrera Moreno Kléver Wladimir, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería Y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero, 2018

El Tutor:

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado Mg. C.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN



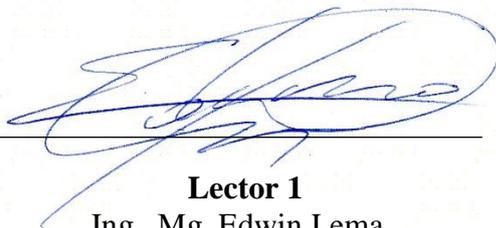
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los autores: Mullo Tarco Katty Maribel y Herrera Moreno Kléver Wladimir con el título de Proyecto de Investigación: **“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Febrero del 2018

Para constancia firman:



Lector 1
Ing. Mg. Edwin Lema
C.C.: 030224135-1



Lector 2
Ing. Ángel León
C.C.: 050204135-3



Lector 3
PhD. Iliana Gonzáles
C.C.: 175707065-9

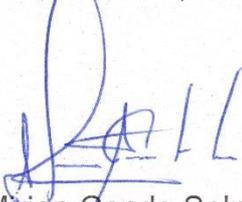
CERTIFICADO

En calidad de Directora de Relaciones Industriales, Encargada, de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. **Certifico que:** los señores: Mullo Tarco Katty Maribel C.I. 0503345902 y Herrera Moreno Kléver Wladimir C.I. 0502371438, estudiantes de la Universidad Técnica de Cotopaxi, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, fueron autorizados para que desarrollen su Proyecto de Titulación bajo la supervisión del Ing. Santiago Medina (CIETEC) con el Tema: "UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILI CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A "

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad.

Latacunga, 05 de Septiembre del 2017

Atentamente,



Ing. Mirian Cando Salme

DIRECTORA DE RELACIONES INDUSTRIALES, ENCARGADA



AGRADECIMIENTO

Deseamos agradecer a Dios por brindarnos una vida llena de aprendizaje, experiencias nuevas, felicidad y sobre todo por darnos la fuerza para nunca desmayar ante los problemas y poder cumplir con nuestros sueños y metas planteadas.

A nuestros padres y hermanas por ser ese pilar fundamental para la superación y por darnos siempre su apoyo incondicional tanto para el desarrollo de nuestra formación profesional cómo en la parte moral, siendo nuestra fortaleza para culminar nuestros objetivos.

Nuestro más sincero agradecimiento a la distinguida institución que nos acogió para poder seguir escalando en la vida profesional, la Universidad Técnica de Cotopaxi, a todo su cuerpo docente, en especial nuestro tutor de proyecto, el Ing. Xavier Proaño quien nos ha brindado sus conocimientos desde las aulas hasta la culminación de la carrera.

Katty - Kléver

DEDICATORIA

El presente proyecto de investigación quiero dedicar:

A mis padres Marco y Piedad, a mi hermana Marjorie por ser el pilar fundamental en mi vida, por su apoyo constante y su perseverancia, por siempre seguir adelante a pesar de las adversidades que se han presentado y mantenernos unidos día a día consolidando nuestra familia.

Katty.

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación va dedicado.

Con todo mi cariño para mis padres Wilson y Narcisa que han construido un hogar lleno de amor superando todas las adversidades de la vida, por inculcarme excelentes valores morales, y motivarme a alcanzar mis metas.

A mi hermana Johanna por todo el apoyo que me ha brindado y por ser mi amiga incondicional

A Katty, ya que su ayuda a sido fundamental en el desarrollo del presente proyecto y en la vida diaria.

A mi familia y amigos que siempre están pendientes para darme su apoyo moral y me alientan para cumplir mis sueños.

Kléver

ÍNDICE GENERAL

Declaración de autoría	ii
Aval del tutor de proyecto de investigación	iii
Aprobación del tribunal de titulación	iv
Aval de la institución en donde se desarrollo el proyecto	v
Agradecimiento.....	vi
Dedicatoria.....	vii
Índice general.....	ix
Resumen.....	xiii
Abstract.....	xiv
Aval de traducción.....	xv
1. Información general.....	1
2. Descripción del proyecto	3
3. Justificación	3
4. Beneficiarios del proyecto	4
5. El problema de investigación.....	4
6. Objetivos.....	5
7. Actividades y sistema de tareas en relación a los objetivos planteados	6
8. Fundamentación científico técnica	7
Sistemas eléctricos de potencia.....	7
Sistemas de distribución eléctrica.....	7
Características eléctricas de la carga	11
Proyección de la demanda	11
Lineamientos para determinar el impacto de la incorporación masiva de cocinas de Inducción sobre el sistema eléctrico de distribución	14
Reducción de pérdidas en alimentadores primarios	18

9.	Hipótesis	25
10.	Metodologías	25
11.	Análisis y discusión de los resultados.....	27
	Descripción de la subestación pujilí	27
	Características técnicas del alimentador 2 de la subestación pujilí	28
	Situación actual del alimentador 2 de la subestación pujilí	31
	Proyección de la demanda	35
	Propuesta.....	38
	Análisis realizado año base (año 2017)	39
	Análisis realizado al año 2021	41
	Análisis realizado al año 2026	43
	Resumen de resultados obtenidos	49
12.	Impactos (técnicos, sociales, ambientales o económicos):	50
13.	Valoración económica y presupuesto para implementar la propuesta del proyecto:	51
14.	Conclusiones y recomendaciones	57
15.	Referencias bibliográficas.....	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.	6
Tabla 2: Factor de coincidencia para cocinas de inducción	14
Tabla 3. Límites de variación de voltaje regulación 004/01	17
Tabla 4: Datos eléctricos del transformador de Potencia de la S/E Pujilí.	27
Tabla 5. Transformadores por capacidad instalada	29
Tabla 6: Estructuras de MV	30
Tabla 7: Demanda máxima de la S/E Pujilí.....	31
Tabla 8: Tipo de usuarios y consumo del Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag.....	32
Tabla 9: Reporte del flujo de carga en estado actual del Alimentador	32
Tabla 10. Perfiles de voltaje por fase	33
Tabla 11: Costo anual de las pérdidas	35
Tabla 12: Proyección de la demanda de usuarios año 2017 – 2026.....	36
Tabla 13: Demanda de las cocinas de induccion por clientes	37
Tabla 14: Proyección de la demanda de consumos año 2018 – 2026	37
Tabla 15: Reporte balance de carga.....	39
Tabla 16: Reporte del flujo de potencia del Alimentador al año 2021	41
Tabla 17: Resultados del flujo de carga al año 2021	42
Tabla 18: Reporte de pérdidas en el alimentador al año 2021.....	43
Tabla 19: Reporte del flujo de potencia del Alimentador al año 2021	44
Tabla 20: Resultados del flujo de carga al año 2026.....	45
Tabla 21: Reporte de pérdidas en el alimentador al año 2025.....	46
Tabla 22: Reporte de ubicación de capacitores al año 2026.....	48
Tabla 23: Cuadro comparativo de pérdidas al año 2025	49
Tabla 24: Costos de mano de materiales y mano de obra necesarios para los cambios a realizarse	51
Tabla 25: Resumen de resultado análisis económico	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Red de medio y bajo voltaje.....	9
Figura 2. Curva de carga de consumo residencial	10
Figura 3. Efecto del uso de un capacitor en derivación en los perfiles de voltaje.....	20
Figura 4. Distribución de capacitores fijos y desconectables de acuerdo a la curva de carga. 20	
Figura 5. Diagrama de bloques para la localización óptima de capacitores.....	22
Figura 6: Perfil de voltaje en el punto L de un alimentador utilizando un regulador	25
Figura 7. Subestación Pujilí.....	27
Figura 8: Diagrama unifilar de la S/E Pujilí.	28
Figura 9: Alimentador 2 Pujilí Centro-Alpamalag Año Base (2017).....	29
Figura 10. Curva de carga diaria del alimentador 2 de la subestación Pujilí	30
Figura 11. Curva de carga mensual del Alimentador 2 de la Subestación Pujilí.	31
Figura 12: Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro-Alpamalag año base (2017)....	33
Figura 13: Corriente de paso por cada fase al año base (2017).....	34
Figura 14: Perfiles de kVA del Alimentador	34
Figura 15: Balance de carga Alimentador 2 S/E Pujilí.....	40
Figura 16: Perfil de KVA, con balance de carga	40
Figura 17: Corriente de paso por cada fase al año 2021	42
Figura 18: Alimentador 2 Pujilí Centro-Alpamalag Año 2026	43
Figura 19: Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro-Alpamalag año 2026.....	45
Figura 20: Corriente de paso por cada fase al año 2026.....	46
Figura 21: Pantalla de Cymdist con la propuesta de ubicación de capacitores	47
Figura 22: Ubicación de un banco de condensadores propuesto al año 2026	48



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TÍTULO: “UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”,

Autores:

Mullo Tarco Katty Maribel

Herrera Moreno Kléver Wladimir

RESUMEN

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER, en conjunto con todos los entes regulatorios han ido normalizando a las empresas eléctricas distribuidoras del país para que brinden un servicio eléctrico de calidad tomando en cuenta que a futuro mediante el Programa de Cocción Eficiente, se sustituirá al Gas Licuado de Petróleo (GLP) por electricidad para la cocción en el sector residencial utilizando cocinas eléctricas de inducción de alta eficiencia, y el ingreso de nuevos usuarios al servicio es necesario asegurar que la infraestructura eléctrica tanto en redes y transformadores, tengan la capacidad suficiente para recibir la nueva carga.

El presente proyecto de investigación se desarrolló en base al análisis del Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag perteneciente a la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., iniciando el estudio con la recopilación de datos donde se detalla el número de transformadores con su capacidad individual y los usuarios existentes en dicho alimentador, información que fue facilitada por el departamento de Centros de Información para Estudios Técnicos (CIETEC) de ELEPCO S.A., en base al Plan Maestro de Electrificación se realizó la proyección de la demanda desde el año 2017 hasta el año 2026 utilizando datos de 7 años anteriores con el método de regresión lineal.

Mediante los datos de consumo ingresados en el software CYMDIST se determinó la situación actual del alimentador, y después se ingresó los datos obtenidos de la demanda proyectada con cocinas de inducción, para así determinar las alternativas de corrección en tres etapas de análisis hasta el año 2026, para los cuales se expuso las propuestas técnicas y económicas, que mejora los parámetros eléctricos en el alimentador.

Palabras clave: Capacitores, Energía, Alimentador, CYMDIST, Líneas Eléctricas y Transformadores.



TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCE

TOPIC: "LOCATION OF CAPACITORS TO IMPROVE THE VOLTAGE PROFILES IN THE FEEDER 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG OF THE DISTRIBUTION SYSTEM OF THE COTOPAXI ELECTRIC COMPANY S.A."

Autors:

Mullo Tarco Katty Maribel

Herrera Moreno Kléver Wladimir

ABSTRACT

The Ministry of Electricity and Renewable Energy (MEER), together with all regulatory organizations have normalized the electricity distribution companies of this country to provide a quality electricity service, taking into account that in the future, through the Efficient Cooking Program, Liquefied Petroleum Gas (LPG) will be replaced by electricity to cook in the residential sector, using high efficiency induction cookers, and the entry of new users into the service is necessary to ensure that the electrical infrastructure in electric lines and transformers have sufficient capacity to receive the new electric charge.

Therefore, the present research project was developed based on the analysis of the Pujilí Centro-Alpamalag 10PJ13B1S2 Feeder that belongs to Cotopaxi Electric Company S.A. It started with the data collection which detailed the number of transformers with their individual capacity and the users that there were in that feeder. That information was provided by the Department of Information Centers for Technical Studies (CIETEC) from ELEPCO SA, based on the Electrification Master Plan, it was done the projection of the demand from 2017 to 2026, using data of the previous ten years with the linear regression method.

Using the consumption data entered in the CYMDIST software, the current situation of the feeder was determined, and the data obtained from the projected demand were then entered with induction stoves to determine the correction alternatives in three stages of analysis until the year 2026. That is why the technical and economic proposals were presented that improved the electrical parameters in the feeder.

Keywords: Capacitors, Energy, Feeder, CYMDIST, Electric lines and Transformers.



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Centro
Cultural de
Idiomas

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen de proyecto de titulación II al Idioma Inglés presentado por la señorita **Mullo Tarco Katty Maribel** y el señor **Herrera Moreno Klever Wladimir** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, cuyo título versa: **“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple como una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo en cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estima conveniente.

Latacunga, Febrero del 2018

Atentamente:

Mg. Mercedes Abata Checa

DOCENTE CENTRO CULTURAL DE IDIOMAS

C.C. 020227874-0

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del proyecto:

“UBICACIÓN DE CAPACITORES PARA MEJORAR LOS PERFILES DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR 10PJ13B1S2 PUJILÍ CENTRO-ALPAMALAG DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI S.A.”

Fecha de inicio:

Febrero del 2017

Fecha de finalización:

Febrero del 2018

Lugar de ejecución:

Provincia de Cotopaxi, Cantón Pujilí, Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag.

Facultad académica que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Equipo de trabajo:

- Ing. Proaño Maldonado Xavier Alfonso Mg. C.
- Mullo Tarco Katty Maribel
- Herrera Moreno Kléver Wladimir

Grupo de trabajo

Nombres y Apellidos : Xavier Alfonso Proaño Maldonado
 Fecha de nacimiento : 20 de Octubre de 1985.
 Estado Civil : Soltero.
 Nacionalidad : Ecuatoriano.
 Cédula N° : 050265642-4
 Teléfono : 097-9645465 / 032-663638
 e-mail : xavier.proaño@utc.edu.ec
 Nivel primario: Escuela “Isidro Ayora”
 Nivel secundario: Instituto Técnico Superior "Ramón Barba Naranjo"
 Nivel superior: Escuela Politécnica Nacional - Tercer nivel: Ingeniero Eléctrico
 Universidad Técnica de Cotopaxi - Magister en Gestión de Energías

Coordinadores de trabajo

Nombres y Apellidos : Katty Maribel Mullo Tarco.
 Fecha de nacimiento : 16 de Diciembre de 1989.
 Estado Civil : Soltera.
 Nacionalidad : Ecuatoriana.
 Cédula N° : 050334590-2
 Domicilio : Latacunga Barrio Santán.
 Teléfono : 0979163779
 e-mail : katty.mullo8916@gmail.com
 Educación Primaria : Unidad Educativa Particular “Sagrado Corazón de Jesús”
 Educación Media : Unidad Educativa Particular “Hermano Miguel” 2007 Bachiller Técnico Electrónico.
 Nombre : Kléver Wladimir Herrera Moreno
 Fecha de nacimiento : 6 de Noviembre de 1989.
 Estado Civil : Soltero.
 Nacionalidad : Ecuatoriano.
 Cédula N° : 050237143-8
 Domicilio : Latacunga, Barrio Cristo Rey.
 Teléfono : 0982451372
 e-mail : klv.hra89@gmail.com
 Educación Primaria : Escuela Fiscal Mixta “Club Rotario”
 Educación Media : Unidad Educativa “Vicente León” 2007 Bachiller Físico Matemático.

Área de conocimiento:

Análisis de sistemas eléctricos, Calidad de energía, Compensación de energía reactiva.

Línea de investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia.

Sub líneas de investigación de la Carrera: Análisis en Sistemas de Distribución.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto está orientado a la mejora de perfiles de voltaje y a la disminución de las pérdidas de energía en el Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., tomando en cuenta aspectos técnicos y económicos.

Este proceso se iniciará mediante procedimientos técnicos y criterios de planificación de distribución en los cuales se utilizara la información facilitada por la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi y con la ayuda del software de análisis de sistemas de distribución CYMDIST, se busca diagnosticar el estado actual del sistema y evaluar los perfiles de voltaje en el alimentador primario.

La metodología a emplearse comprende realizar la proyección de la demanda y estudio mediante la simulación de flujos de potencia en la situación actual y en años posteriores contemplando las pérdidas de energía, perfil de voltaje, factor de potencia, la óptima cargabilidad de conductores y transformadores de distribución, y la participación de usuarios residenciales por primario, empleando como variable de distribución la energía facturada promedio en cada transformador de distribución.

Finalmente se estudia el comportamiento de la red de energía ante la instalación de bancos de condensadores, basando el estudio en la ubicación y dimensionamiento adecuado de los mismos, utilizando el software CYMDIST, para mejorar los perfiles de voltaje y reducir las pérdidas de energía.

3. JUSTIFICACIÓN

En el Ecuador el gobierno nacional ha generado políticas para incentivar la diversificación de la matriz energética, y satisfacer los conceptos de calidad, confiabilidad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica.

En este contexto la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., está efectuando varios cambios en las redes eléctricas de su concesión, para con ello mejorar la calidad de servicio a los usuarios.

De ahí que se ha visto necesario realizar un análisis del Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. el cual en estado actual presenta anomalías, para corregir dichas deficiencias con la ayuda de alternativas de mejoramiento de calidad de energía.

Por lo que esta investigación es factible ya que se va analizar aspectos técnicos del alimentador que ayudaran a mantener la calidad del servicio eléctrico. Así como las medidas necesarias a implementar en la solución de los problemas encontrados con varias alternativas, siendo una de estas la ubicación y dimensionamiento adecuado de capacitores cuando el alimentador se encuentre fuera de los rangos normales de operación.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

Usuarios del alimentador Pujilí Centro-Alpamalag
Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.

5. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Al paso de los años en diversos sectores del país se incrementa demanda es por ello que se pretende realizar un análisis al Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. que en la actualidad presenta problemas en su configuración a lo largo de su recorrido y más aún en los sectores más alejados a la subestación, situación dada por las largas distancias a las que debe llegar el suministro de energía eléctrica. De ahí que se ve la necesidad de realizar un estudio y análisis del alimentador en su situación actual y a años futuros implementando la proyección de la demanda, para analizar las posibles consecuencias de incrementar demanda y brindar la propuesta de solución y garantizar un servicio eléctrico a los usuarios con la mayor calidad posible, siendo este el objetivo principal de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, para lo cual se va a emplear varias alternativas de solución a los problemas encontrados.

6. OBJETIVOS

General

- Realizar un análisis del Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag de la S/E 10PJ-Pujilí del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., mediante un estudio de flujos de potencia con el software CYMDIST, para proponer alternativas de mejora en los perfiles de voltaje.

Específicos

- Recopilar información acerca de alternativas de mejoramiento de calidad de los sistemas de distribución, mediante una investigación bibliográfica técnica existente para la elaboración del marco teórico.
- Realizar un análisis del Alimentador, en estado actual mediante flujos de potencia para el conocimiento de la situación del sistema con respecto a la operatividad, caídas de voltaje y pérdidas, utilizando el software CYMDIST.
- Realizar la proyección de la demanda y analizar las posibles anomalías del Alimentador y las alternativas de solución de las mismas para disminuir las caídas de voltaje utilizando el software CYMDIST, y realizar la valoración técnico – económica de la propuesta, para garantizar la operatividad del sistema a años futuros.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS

Tabla 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.

OBJETIVOS	ACTIVIDAD	RESULTADOS	TÉCNICAS O INSTRUMENTOS
Objetivo 1: Recopilar información acerca de alternativas de mejoramiento de calidad de los sistemas de distribución, mediante bibliografía técnica existente para la elaboración del marco teórico.	Recopilación de información bibliográfica	Elaboración de la fundamentación científica técnica del proyecto.	Observación Investigación
Objetivo 2: Realizar un análisis del Alimentador, en estado actual mediante flujos de potencia para el conocimiento de la situación del sistema con respecto a la operatividad y caídas de voltaje, utilizando el software CYMDIST.	Modelar el sistema eléctrico del Alimentador 2 de la subestación Pujilí. Realizar flujos de carga.	Caída de voltaje en los tramos más lejanos del alimentador Pérdidas de potencia y energía en el alimentador	Simulación en el software Cymdist
Objetivo 3: Realizar la proyección de la demanda y analizar las posibles anomalías del Alimentador y las alternativas de solución de las mismas para disminuir las caídas de voltaje utilizando el software CYMDIST, y realizar la valoración técnico – económica de la propuesta, para garantizar la operatividad del sistema a años futuros.	Realizar la proyección de la demanda Análisis del Alimentador Aplicar alternativas de solución a la caída de voltaje del alimentador.	Disminución de caídas de voltaje en el alimentador. Disminución de pérdidas de potencia y energía en el alimentador.	Simulación en el software Cymdist

Realizado por: Los Autores

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICA

SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Los sistemas de distribución incluyen todos los elementos de transporte de energía eléctrica comprendidos entre las subestaciones primarias, donde la transmisión de potencia se reduce a niveles de distribución, y las bajantes de servicio a los abonados.

La suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80% de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se pulveriza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a realizar las inversiones mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción, mantenimiento y operación de alta calidad. (JUÁREZ, 1995)

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente;

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

Características de los sistemas de distribución

Las redes de distribución presentan características muy particulares, que las diferencian de las de transmisión.

Entre estas se distinguen: topologías radiales, razón R/X alta, múltiples conexiones (monofásicas, bifásicas, etc.), estructura lateral compleja, cargas de distinta naturaleza, líneas sin transposiciones, cargas distribuidas, etc. (LEIVA, 2001).

El que típicamente sean radiales significa que el flujo de potencia nace en un sólo nudo. Ese nudo principal corresponde generalmente a la subestación que alimenta a toda la red a nivel de medio voltaje (12, 15, 23 [kV]). Esta característica presenta la ventaja de simplificar la operación del sistema de distribución y además facilita el despeje de fallas. En la actualidad, sin embargo, se están comenzando a implementar configuraciones de alimentadores con forma de anillo con el fin de aumentar la seguridad del sistema, a través de un mejor nivel de respaldo. (JIMÉNEZ, 1993)

Se pueden encontrar otras conexiones además de la trifásica, a saber, bifásica y monofásica dependiendo del sistema, pero comúnmente son los menos.

Otro aspecto que se debe mencionar es la presencia de cargas de distinta naturaleza (residenciales, comerciales, alumbrado público, industriales y agroindustriales) las que definen un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a variaciones de voltaje.

Subestación de Distribución.

“Una subestación de distribución es aquella equipada con transformadores, elementos de control, maniobra y protección, tanto en el lado primario como en el secundario, encargados de modificar los parámetros eléctricos como el voltaje y corriente; sirven además como punto de interconexión para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica.” (BRAVO, 2013)

La subestación en este caso es reductora ya que recibe un voltaje de 69 kV y lo transforma a nivel de 13,8 kV, la misma que puede disponer de varios alimentadores que sirvan para entregar energía eléctrica a usuarios conectados al mismo, para el mejor rendimiento de los distintos artefactos que disponen en el mejor desenvolvimiento de las actividades cotidianas del que hacer familiar. (GUANOLUISA, 2016)

Alimentadores.

Un alimentador es el encargado de llevar energía eléctrica a los consumidores finales, se clasifican en alimentadores primarios y secundarios, se diferencian por el nivel de voltaje en el que trabajan, y pueden ser rurales o urbanos según su ubicación geográfica.

Los alimentadores primarios son aquellos sistemas eléctricos que evacua el factor energético hasta alimentar a los transformadores de distribución para con ello poder servir a los usuarios mediante el alimentador secundario o de bajo voltaje. Los alimentadores secundarios conducen la energía desde los transformadores de distribución hasta llegar a los diversos usuarios que disponga para el funcionamiento de los artefactos, equipos, etc.

En lo que respecta a los alimentadores rurales atienden a una población definida, en donde sus cargas están ubicadas irregularmente y debido a las distancias que se ubican su diseño provocando caídas de voltaje, influenciando en la calidad de servicio en todo el sistema eléctrico. Los alimentadores son considerados urbanos debido a la distancia existente entre vanos y a la existencia de carga concentrada, pudiendo ser aéreos o subterráneos. (RAMIREZ, 2013)

Figura 1. Red de medio y bajo voltaje



Fotografía tomada por: Los Autores

Clases de consumidores

Se refiere a usuario o consumidor final, a la persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o cómo receptor directo del servicio. (ASAMBLEA NACIONAL DEL ECUADOR, 2015)

Se debe hacer un análisis de los diferentes usos de la energía clasificando a los consumidores de acuerdo al tipo de carga; las principales zonas de carga características son:

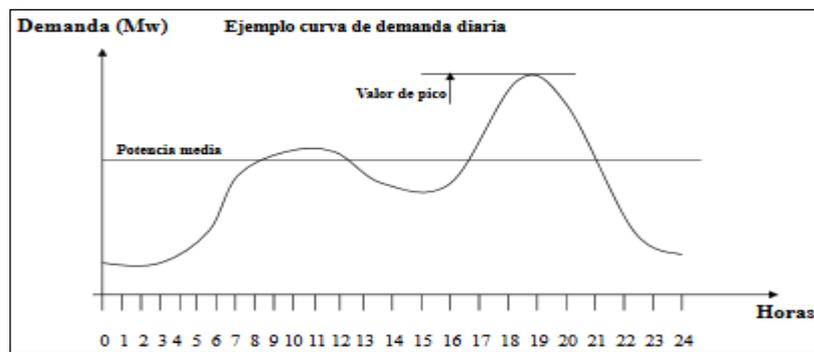
- Residenciales (Fraccionamientos y conjuntos habitacionales).
- Comerciales.
- Industriales.
- Otros

Consumo residencial corresponde al servicio eléctrico cuyo destino es exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir en el domicilio de la unidad familiar independientemente del tamaño de carga que se haya conectado.

De igual manera, hacen parte de la categoría residencial, los consumidores de escasos recursos económicos y aquellos que en su vivienda tengan integrado una pequeña actividad comercial o artesanal cuyo consumo sea bajo. (ARCONEL, 2017)

La curva característica de un consumo residencial se puede apreciar en la Figura 2.

Figura 2. Curva de carga de consumo residencial



Fuente: CONELEC, “Estadísticas del Sector Eléctrico”, 2002

El consumidor comercial es la persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

El consumidor industrial es la persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, en los cuales existe una transformación de productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca, en productos elaborados.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA CARGA

Demanda.

Es la cantidad de energía requerida en un instante de tiempo para el correcto funcionamiento de los diferentes equipos eléctricos conectados al sistema y es medida en kW, kVA, o en Amperes a un factor de potencia determinado.

Demanda máxima.

La demanda máxima es la máxima condición de carga que se presenta en un sistema o instalación durante un tiempo específico. Es expresada en unidades apropiadas dependiendo del tipo de carga, tales como: kVA, kW, kVAR o A., y es la de mayor influencia donde se presenta la máxima caída de voltaje, y se presentan mayores pérdidas de energía y potencia. En otras palabras se podría manifestar que consiste en el máximo requerimiento de la energía del sistema, ya que se tiene la mayor cantidad de equipos en funcionamiento, por parte de cada uno de los usuarios sin importar el dimensionamiento del sistema eléctrico.

Carga instalada

Es la sumatoria de las potencias nominales de todos los aparatos y equipos que se encuentran conectados a un sistema eléctrico sea que estén en operación o no, o que potencialmente puedan conectarse al sistema. Se expresa en kVA, kW. Esta carga conectada puede referirse a todo un sistema o parte de él.

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas [kVA]} \quad \text{Ec. 1}$$

Capacidad instalada

Es la potencia que un equipo o sistema eléctrico tiene para entregar a las cargas o servicios conectados, denominada como capacidad nominal del sistema. En los datos de placa de los diferentes aparatos del sistema se lee la capacidad instalada. (HOLGUÍN, 1998)

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

En el Plan Maestro de Electrificación PME 2013 – 2022, la proyección de la demanda se convierte en el eje fundamental a partir del cual se desarrolla la planificación, debido a que considera una serie de hipótesis debidamente sustentadas que contemplan la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, los impactos producidos por la incorporación de cargas especiales al sistema, económicas y tecnológicas que se reflejan en el comportamiento de la demanda eléctrica.

El plan de cambio de consumo de GLP a electricidad se inicia en el 2015, es por ello que la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A, deberá tomar medidas en su infraestructura para poder suministrar el servicio con este incremento de carga y con la confiabilidad de servicio que se requiere.

La prospectiva imagina varios escenarios futuros o situaciones que pueden suceder y lo que se debería hacer según el caso. Este proceso no implica simplemente hacer un pronóstico de lo que sucederá sino que involucra la predicción o estimación de un hecho futuro, basándose en consideraciones subjetivas diferentes a los simples datos provenientes del pasado; estas consideraciones subjetivas no necesariamente deben combinarse de manera predeterminada. La predicción no implica exactitud, más bien una proyección que será útil para dirigir las actividades.

Etapas de análisis de estimación de la demanda:

El estudio de análisis, estimación y proyección de la demanda eléctrica implica un proceso donde deben cumplimentarse diferentes etapas:

- Análisis de la situación actual de la demanda,
- Elección del método de proyección,
- Proyección de la demanda.

Análisis de la situación actual de la demanda:

Esta etapa comprende el análisis de las características, dinámica y funcionamiento actuales de la demanda (clientes y energía) con el objeto de identificar las variables o factores que afectan su comportamiento. Esto es con la intención de actuar sobre el funcionamiento de las variables para controlar su trayectoria y poder proyectarla.

Como primer paso se analizan las series históricas de las variables cantidad de clientes y energía de cada grupo de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Otros).

Elección del método de estimación y proyección:

La elección del método y la validez de los resultados obtenidos (outputs) están íntimamente vinculadas a la disponibilidad y calidad de los datos de entrada (inputs).

El método de estimación y proyección depende no solo del objetivo de la proyección sino del horizonte del estudio y de las características de la información disponible.

Se establece la aplicación de los siguientes métodos en la estimación y proyección de la demanda de electricidad por uso del Ecuador:

- Modelos Econométricos,
- Análisis de períodos anteriores,
- Evolución Tendencial.
- Impulsores y Esquemas Analíticos.

Análisis de períodos anteriores:

A menudo la estimación de los parámetros de regresión está influenciada por valores algunos valores extremos u outliers (valores atípicos).

Un outlier es una observación generada por algún factor inusual que puede producir cambios importantes en la ecuación de regresión estimada, dando lugar a la eliminación la variable y re-estimar el modelo. (PME 2012-2022)

Determinación de la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción

Con la implementación del uso masivo de cocinas de inducción en todo el país, los parámetros de diseño de un proyecto residencial deben ser determinados añadiendo los factores de la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción. Para ello se tiene que emplear la siguiente fórmula:

$$DMD_{CI} = N_{CI} * FC_{CI} * DMU_{CI} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

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

N_{CI} : Número de cocinas de inducción

FC_{CI} : Factor de coincidencia de la cocina de inducción

DMU_{CI} : Demanda máxima unitaria de cocinas de inducción con un valor constante de 3,84 kW obtenido mediante el siguiente procedimiento:

En el presente proyecto se toma en cuenta cocinas de inducción de 3 KW a un factor de demanda del 80%, como se indica en la: “Metodología para determinar el impacto de la incorporación masiva de cocinas de inducción sobre el sistema eléctrico de distribución”, emitido por el MEER.

$$DMU_{CI} = CI * FD \quad \text{Ec. 3}$$

$$DMU_{CI} = 3[kW] * 0,80$$

$$DMU_{CI} = 2,4 kW$$

Donde:

CI: Carga instalada de una cocina de inducción.

FD: Factor de demanda de una cocina de inducción.

El factor de coincidencia para N cocinas de inducción, se obtiene de la siguiente manera:

Tabla 2: Factor de coincidencia para cocinas de inducción

Número de cocinas de inducción	Factor de coincidencia
1	1,00
2	0,81
3	0,68
4	0,54
5	0,47

Fuente: Guía para el diseño de redes de distribución

Para más de 5 cocinas de inducción se utiliza:

$$FC_{CI} = e^{-0,7243 * N_{CI}^{-1,128443}} + 0,037 \quad \text{Ec. 4}$$

LINEAMIENTOS PARA DETERMINAR EL IMPACTO DE LA INCORPORACIÓN MASIVA DE COCINAS DE INDUCCIÓN SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas eléctricas de distribución deberán conformar una unidad de trabajo permanente para ejecutar el Programa de Cocción Eficiente. Esta unidad o equipo deberá tener un funcionario técnico responsable, mismo que deberá tener vinculación laboral permanente y será quien coordine el trabajo con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Los estudios deben incluir todos los alimentadores primarios, lo que significa que todo primario debe contar con el equipo de medición en la cabecera; en su defecto, se deberá disponer de valores de demanda máxima.

Para el análisis se incluirán todos los clientes residenciales servidos por los alimentadores primarios y para los análisis técnicos, la información de la topología de la red eléctrica del sistema de distribución, será extraída del Sistema de Información Geográfica – SIG, a través de la interfase respectiva

Diagnóstico del estado actual del sistema eléctrico.

Este proceso se inicia con el análisis de los registros de carga en la cabecera del alimentador y la participación de usuarios residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros por primario.

Distribución de carga

A fin de evaluar la operación de la red y las demandas sin la coacción por inducción, se recomienda hacer la distribución de la demanda registrada en la cabecera del alimentador en la modelación con el CYMDIST, empleando como variable de distribución la energía facturada promedio por lo menos de los últimos tres meses en cada transformador de distribución.

La distribución de la carga se realiza para ajustar la carga conectada al valor de la demanda máxima medido en la cabecera del alimentador. El CYMDIST asigna proporcionalmente la carga de la cabecera a cada fase del circuito de acuerdo a la capacidad del transformador o en su efecto al valor de los kW-h determinados en cada transformador.

Los métodos de distribución de la carga existentes son: de acuerdo a los kVA conectados, consumo por transformador (kW-h), el consumo real (kVA o kW), o por el método de la REA (Rural Electrification Administrativos)

El método empleado para realizar el análisis del alimentador primario del presente proyecto es, la distribución de la carga por consumo de los transformadores (kW-h), por ser el método que más se asemeja a la operación real del sistema ya que se sabe con exactitud cuáles son los consumos de cada cliente y por consiguiente de cada transformador; añadiendo a lo anterior. También se necesitan los datos de corrientes, potencias, y factor de potencia de cada fase, estos datos fueron proporcionados por el Departamento de Planificación de la ELEPCO S.A.

Flujo de potencia en distribución

Uno de los procedimientos computacionales más comúnmente usados en análisis de sistemas de distribución, es el cálculo de flujo de potencia o flujo de carga como tradicionalmente es llamado. La planificación, diseño y operación de sistemas de distribución requiere de tales cálculos para analizar el rendimiento en régimen permanente, bajo variedad de condiciones operativas tales como cambios de configuración e incremento de equipos.

Los estudios de flujo de potencia permiten determinar: Voltajes de barra de régimen permanente, Pérdidas del sistema, Caídas de voltaje

Evaluación de la nueva carga por incorporación masiva de cocinas de inducción.

El National Electrical Code, preparado por la Asociación Nacional de Aseguradores de Incendios de los Estados Unidos de América, establece que una cocina encimera de inducción de 3,5 kW o menos tiene un factor de demanda del 80%, por lo que para el caso de la cocina de 3kW resulta en una demanda individual de 2,4 kW, valor que se deberá utilizar para el cálculo la demanda máxima unitaria de la cocina de inducción.

Para analizar la incidencia de la cocción en los transformadores de distribución, el valor de demanda debe ser afectado por el factor de coincidencia correspondiente al número de usuarios o de equipos, dependiendo del nivel donde se requiera obtener la demanda coincidente.

Una vez establecida la demanda máxima sin cocción en cada transformador (obtenida del análisis de la situación actual), la incidencia de la cocina de inducción sobre la demanda existente se determinará multiplicando la demanda individual por el número de cocinas y por el factor de coincidencia correspondiente al número de cocinas que se incorporarían en ese transformador, para la condición de la demanda existente al mediodía. Por otra parte, a la demanda existente de la noche se le añadirá el 60 % del valor calculado para el mediodía.

Regulación 004/01 (Calidad del servicio eléctrico de distribución)

El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

Calidad de la Energía Eléctrica, se percibe como algo indeterminado. Pero que se puede definir a través de los disturbios que la generan, de la siguiente manera: Es la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico (confiabilidad). (TURMERO, 2013)

La calidad de energía se constata en la disminución de sobrecargas, armónicos, variaciones de voltajes y otros, que provocan ineficiencia e inseguridad en el suministro de energía eléctrica. Si es controlado o analizado estos defectos o fallas del sistema se tendrá una calidad eficiente y segura para suministrar el servicio a las diferentes cargas que se tienen en el alimentador.

La calidad de energía se valora cuando un equipo funciona de forma eficiente sin causar daños o desperfectos, solo de esta manera se puede comentar el mal o buen servicio de la energía eléctrica, dando durabilidad a los distintos artefactos o equipos existentes.

“Para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, se definió regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las empresas distribuidoras del servicio eléctrico, los mismos que fueron emitidos y aprobados por el CONELEC, nos referimos a la Regulación 004/01”

Aspectos de Calidad

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlan 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.

Niveles de voltaje.

Los niveles de voltaje en los alimentadores primarios, varían a lo largo de las líneas de distribución, pero esta variación debe mantenerse dentro de ciertos límites permisibles, de acuerdo a la normativa vigente. (CALLE, 2013)

Los límites de variaciones de voltaje admitidas por el ARCONEL con respecto al valor del voltaje nominal se señalan en la Tabla 3:

Tabla 3. Límites de variación de voltaje regulación 004/01

VARIACIONES DE VOLTAJE REGULACIÓN 004/01 ARCONEL		
	Sub etapa 1	Sub etapa 2
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje Urbano	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje Rural	± 13,0 %	± 10,0 %

Fuente: ARCONEL

Los niveles de voltaje tanto en alimentadores primarios como en secundarios emitidos según la regulación 004/01 del ARCONEL debe ser acatada por todas las empresas eléctricas del país para de esta manera tener una mejor operatividad del sistema eléctrico con servicios de calidad hacia los diferentes tipos de usuarios.

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Los métodos para la reducción de pérdidas y mejora de los niveles de voltaje en sistemas de distribución más aceptados y reconocidos en la investigación se describen a continuación:

- Balance de carga que se refiere a la reconfiguración de las redes de distribución, en ocasiones llamada transferencia de carga de un alimentador a otro o entre varios alimentadores a través de la apertura y cierre de seccionadores y enlaces,
- Aumentando el calibre del conductor también conocido como refuerzo de las líneas con conductores de una sección transversal mayor que permite disminuir la resistencia al flujo de la corriente.
- Compensación de potencia reactiva que se refiere a la instalación de bancos de capacitores en derivación que pueden ser desconectables o fijos, en el caso de bajo factor de potencia.
- Construcción de nuevos circuitos o tramos.
- Uso de reguladores de voltaje para mejorar los niveles de voltaje.

En el presente proyecto se estableció como objetivo de estudio mejorar los niveles de voltaje, por tal motivo se realiza una investigación más detallada sobre este tema en específico.

Ubicación de capacitores

En los sistemas de distribución, la aplicación de capacitores es planteada principalmente para mejorar el bajo factor de potencia y reducción de pérdidas eléctricas; cuando se plantea un esquema de localización de capacitores persiguiendo alguno de estos fines se define como el objetivo primario de la compensación; sin embargo, siempre que el esquema de compensación sea óptimo puede conseguir los beneficios secundarios de mejora de los perfiles de voltaje, la liberación de capacidad de los transformadores de la subestación, el incremento de la capacidad de transferencia de los alimentadores y la reducción de cargos por alta demanda de reactivos. (RIVERA, 2004)

Por estas razones la ubicación de capacitores juega un papel importante en la planificación y operación de los sistemas de distribución, debido a que estos implican una inversión se debe proceder de la mejor manera para obtener el mayor beneficio, así la ubicación de capacitores ha sido formulada como un problema de optimización donde la mayoría de técnicas de

optimización convencionales son incapaces de resolverlo ya que es un problema combinatorio muy complejo por la cantidad de posibilidades que se pueden presentar. (LEIVA, 2001)

Aplicación de capacitores en los sistemas de distribución

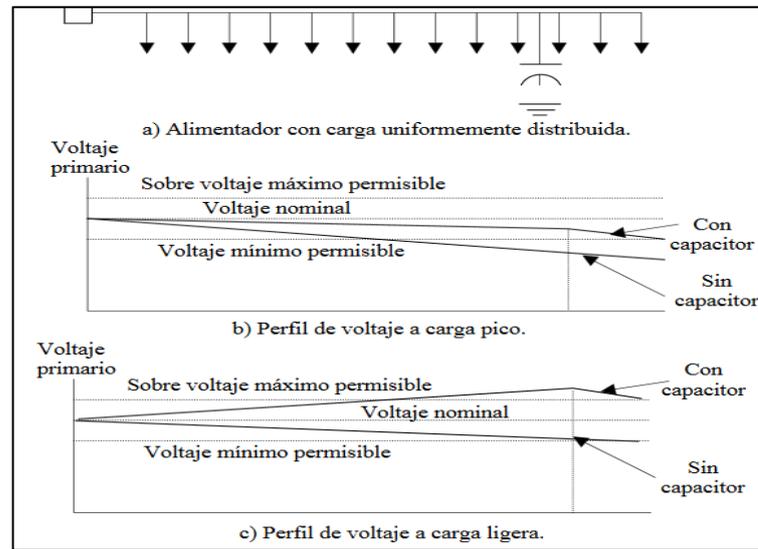
Desde el punto de vista de sistema la utilización de los bancos de capacitores se da en las líneas o en las subestaciones, sin embargo la ubicación de capacitores en las subestaciones no ayuda en la reducción de pérdidas que es el objetivo que se persigue por lo que únicamente se contemplan aquellos que se instalan en las líneas teniendo capacitores serie y en derivación, como el efecto de los primeros sobre el factor de potencia es poco significativo tampoco se consideran, teniendo entonces a los capacitores en derivación como los más utilizados para el control de las pérdidas técnicas.

Los capacitores en derivación modifican las características que tiene una carga inductiva contrarrestando parcial o completamente la corriente en atraso en el punto de instalación, este tipo de capacitores se instalan en las líneas por medio de bastidores montados en los postes o en instalaciones sumergibles en redes subterráneas.

Cuando se instalan bancos de capacitores fijos es necesario hacerlo de acuerdo con criterios normalizados, como son su capacidad nominal de unidades de 300 KVAR con sobre voltajes de hasta 10% de su voltaje nominal para evitar problemas de aislamiento y de calentamiento. En bancos trifásicos sus configuraciones serán estrella aterrizada o estrella flotante. (H.N.Ng, January 2000).

La Figura 3 ilustra la aplicación de estos capacitores en un alimentador de distribución de cargas uniformemente distribuidas y su impacto en el perfil de voltaje del alimentador. Se aprecian los perfiles de voltaje y es de notar que mientras para condiciones de carga pico el uso del capacitor ayuda al nivel de voltaje mínimo, a carga ligera éste puede provocar un aumento en el voltaje arriba del máximo permisible por lo cual en ocasiones es necesario utilizar capacitores desconectables para mantener los rangos de voltaje dentro de sus límites.

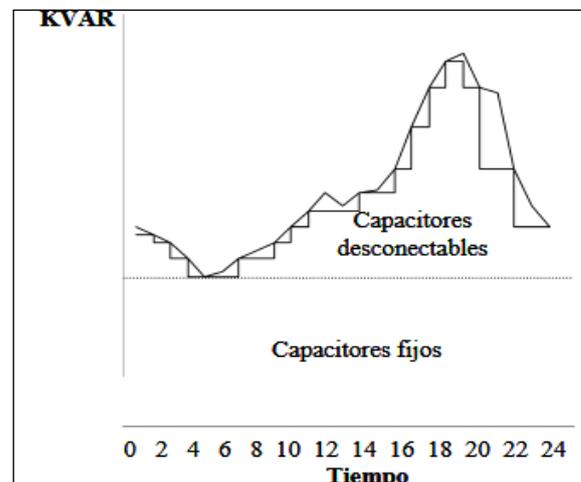
Figura 3. Efecto del uso de un capacitor en derivación en los perfiles de voltaje.



Fuente: James J. Burke 1994

Una forma básica de decidir el tipo de capacitor a instalar es mediante la curva de carga como lo muestra la Figura 4, por lo que cuando se habla de utilización de capacitores se deben hacer estudios a carga mínima para ubicar capacitores fijos y a carga máxima para la ubicación de los capacitores desconectables, teniendo en mente que el primero es para evitar problemas de sobre corrección de factor de potencia y los límites de voltaje y el último será el que se tome en cuenta para la reducción de pérdidas. Si se hace uso de un número mayor de bancos, los perfiles de voltaje a carga pico mejorarán y las pérdidas se reducirán más, sin embargo el número máximo de bancos de capacitores lo determinará el costo total que representen siendo el mejor aquel que más ahorros otorgue.

Figura 4. Distribución de capacitores fijos y desconectables de acuerdo a la curva de carga.



Fuente: James J. Burke 1994

Restricciones para la ubicación de bancos de capacitores

Cualquiera que sea el criterio o metodología seleccionada, se debe asegurar que cumpla con las restricciones mínimas que son:

- Que no exista una compensación excesiva de potencia reactiva ya que debido a sobre-compensación se puede establecer un aumento de voltaje de los equipos con respecto a la de la red.
- Ubicar de 1 a 3 bancos de capacitores; ya que la experiencia demuestra que más de tres bancos no producen mejoras significativas en el factor de potencia
- Que los niveles de voltaje queden dentro de los límites establecidos.
- Que los límites de factor de potencia, no sobrepasen a lo establecido en las regulaciones. (RIVERA, 2004)

Beneficios de la Ubicación de Bancos de Capacitores

Entre los beneficios que se pueden obtener a partir de la instalación de bancos de capacitores en medio voltaje y que benefician tanto a la empresa distribuidora como a los usuarios; se puede citar los siguientes:

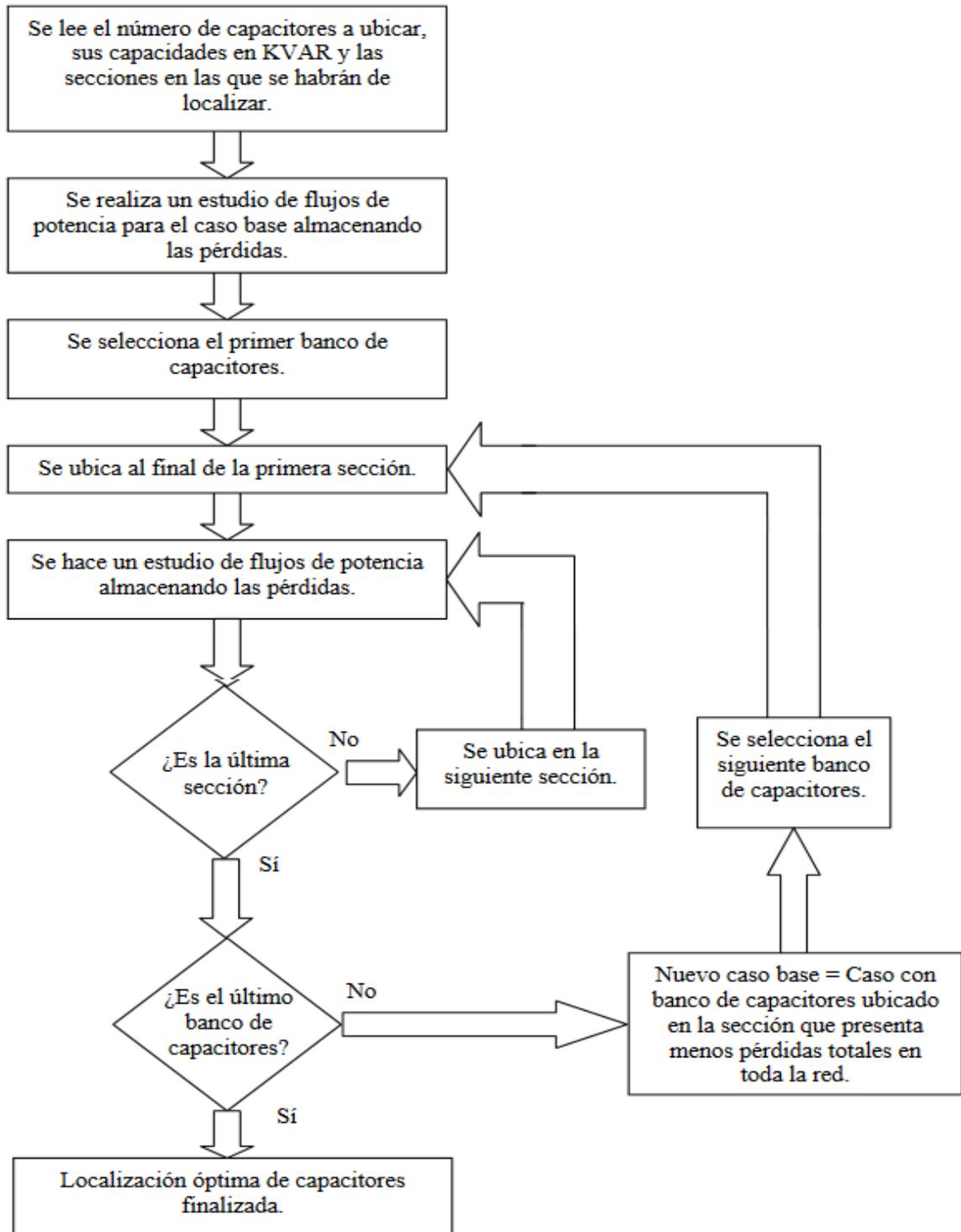
- Capacidad liberada de las subestaciones; se requiere inyectar menos potencia reactiva al alimentador, así los transformadores de potencia ubicados en la subestación se ven liberados en un cierto margen.
- Capacidad liberada en el alimentador; existen menos exigencias térmicas sobre las líneas como consecuencia de la reducción de la corrientes, y por lo tanto se dispone de una mayor capacidad de transmisión de potencia.
- Mejor perfil de voltaje; lo que se refleja en un servicio de calidad al cliente.
- Mejora del factor de potencia; finaliza el pago de multas, sanciones impuestas por los organismos de control. (WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, 1990)

Ubicación de capacitores de sistemas de distribución utilizando el software CYMDIST.

El programa CYMDIST hace uso de una optimización local en una manera acumulativa para cada capacitor es decir que realiza una búsqueda exhaustiva manejando a la ubicación de un capacitor en varios puntos hasta completar el número, dimensión y ubicación de capacitores. El programa Cymdist utiliza el método Heurístico para ejecutar la ubicación de capacitores en una red de distribución.

En la Figura 5 se puede observar el diagrama de bloques explicativo para la ejecución de la ubicación óptima de capacitores en el programa Cymdist.

Figura 5. Diagrama de bloques para la localización óptima de capacitores.



Realizado por: Los Autores

Se determinan los nodos candidatos para instalación de condensadores y para esto se sigue el siguiente procedimiento:

1. Resuelve el flujo de carga para el sistema sin capacitores.
2. Calcula la sensibilidad para todos los nodos del sistema.
3. Ordena los factores de mayor a menor y seleccionar el primero para instalar un banco de capacitores.
4. Resuelve el flujo de carga para el sistema con el banco de capacitores seleccionado.
5. Guarda los resultados obtenidos de pérdidas de potencia, factor de potencia y caídas de voltaje
6. Repite los pasos 2 al 5 hasta tener un resultado final.

En el ANEXO 2 se detalla el modelo matemático de la metodología a emplearse para la ubicación de capacitores en sistemas de distribución.

Ubicación de reguladores de voltaje

Un regulador de voltaje es básicamente un autotransformador con taps en uno de sus devanados, que permite variar el voltaje entregado, y que puede ser operado bajo carga. El dispositivo común es un regulador monofásico, el cual se puede aplicar a sistemas monofásicos o puede ser conectado junto con otras unidades para formar un banco trifásico. La metodología desarrollada considera para la instalación de reguladores de voltaje, tanto unidades monofásicas como bancos trifásicos con conexión en estrella. El problema de la ubicación de reguladores de voltaje, corresponde principalmente, a la determinación del lugar (localización), del número mínimo de reguladores de voltaje en el alimentador y de la posición óptima del Tap (para cada una de las fases sobre las que esté operando el equipo), de forma que el perfil de voltaje esté dentro de unos límites preestablecidos y se reduzcan las pérdidas del sistema de distribución para ciertas condiciones de carga. Obviamente, la solución será interesante si se obtiene una adecuada relación costo/beneficio.

Los reguladores de voltaje traen consecuencias en la eficiencia de un sistema de distribución en dos maneras, la primera es que mantienen un nivel de voltaje apropiado lo que por consecuencia logra una cierta reducción en las pérdidas y la segunda es que al igual que los transformadores, en ellos se presentan pérdidas que dependiendo de su carga y operación éstas pueden ser altas.

Los reguladores de voltaje de línea usualmente son pequeños, comúnmente formados por unidades de una sola fase y construidos para ser montados sobre plataformas en postes operando principalmente como elevadores de voltaje.

Los alimentadores de distribución primaria a menudo se extienden sobre varios kilómetros haciendo prácticamente imposible mantener un voltaje adecuado a lo largo de todo el alimentador por lo que los reguladores localizados aproximadamente en un punto medio de tales alimentadores suministrarán una regulación adicional para soportar el voltaje en las partes remotas del alimentador

Cálculo del regulador de voltaje

Es relativamente simple determinar la capacidad en KVA de un regulador, lo que se hace como sigue:

- El valor en KVA nominales de un regulador de voltaje monofásico es el producto de los amperes nominales de carga y el rango de regulación en KV.
- El valor en KVA nominales de un banco de reguladores para un sistema trifásico es el producto de los KVA del regulador monofásico por el número total de reguladores que tiene el banco dependiendo del tipo de conexión.
- El rango de regulación de un regulador es la cantidad que el regulador elevará o reducirá de su voltaje nominal.

Primero se calcula la corriente nominal del alimentador:

$$I_n = \frac{KVA}{V * \sqrt{3}} \quad \text{Ec. 5}$$

Se calcula el rango de regulación en KV:

$$\mathbf{Rango\ en\ KV\ 1f} = (\mathbf{Rango\ de\ regulación})(\mathbf{Voltaje\ nominal}) \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \quad \text{Ec. 6}$$

Se calcula la capacidad del regulador de voltaje:

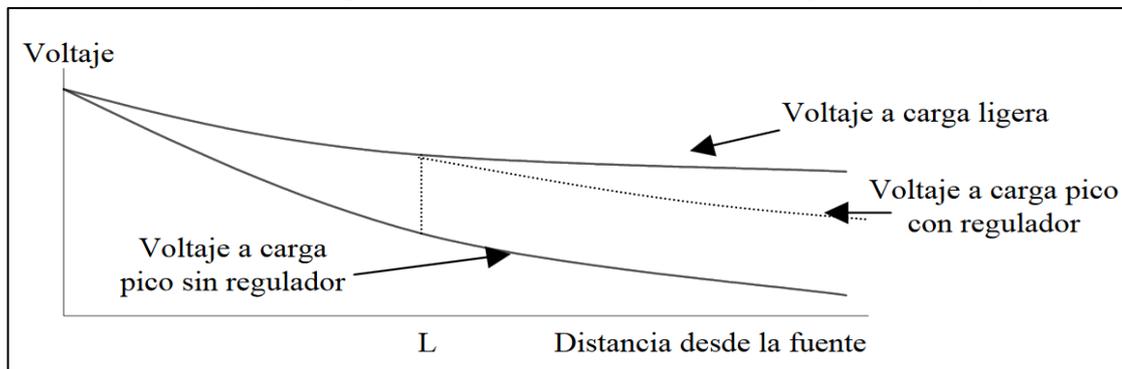
$$\mathbf{Capacidad\ de\ KVA}_{nom\ 1f} = I_{nom} * \mathbf{Rango\ en\ KV\ 1f} \quad \text{Ec. 7}$$

Se busca la capacidad comercial más cercana al regulador calculado y se multiplica para 3 en el caso de necesitar un regulador de voltaje trifásico.

En este trabajo el uso de los reguladores de voltaje se considera únicamente para elevación de voltaje por ser su principal aplicación en la práctica.

Desde un punto de vista puramente de pérdidas la mejor ubicación de un regulador será en el punto medio eléctrico del alimentador, sin embargo cuando se habla de costo deberá hacerse un estudio de flujos de potencia y costo a valor presente partiendo desde la última sección que alimenta al primer nodo con problemas de regulación de voltaje y así hacia la fuente, esto se debe a que entre más alejado este el regulador de la fuente su costo será más bajo por su menor capacidad sin embargo tendrá poco efecto sobre las pérdidas, entre más cerca este del punto medio eléctrico mayor será el efecto sobre las pérdidas pero mayor también será su capacidad y por tanto mayor el costo de inversión.

Figura 6: Perfil de voltaje en el punto L de un alimentador utilizando un regulador de voltaje.



Fuente: James J. Burke 1994

9. HIPÓTESIS

¿La ubicación óptima de capacitores en el Alimentador 10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., permitirá mejorar sus perfiles de voltaje?

10. METODOLOGÍAS

Método Aplicado

Método Inductivo - Deductivo

El método inductivo – deductivo permitirá realizar un análisis del alimentador de distribución en estudio, y con este análisis se encontrarán las anomalías existentes en el mismo en lo que respecta a caídas de voltaje y pérdidas de potencia, para con ello formular las alternativas de solución a los problemas encontrados y por último citar las conclusiones y recomendaciones sobre el problema planteado en el proyecto de investigación.

Método Analítico-Sintético

Este método permite descomponer el objeto de investigación, es decir, separar todos los componentes del alimentador de distribución en estudio, para realizar un correcto y eficiente análisis de forma característica y posteriormente unificarlo para obtener los resultados y el conocimiento apropiado en el desarrollo investigativo.

A través de reportes que se emiten de la simulación se realizan análisis de los problemas encontrados en el alimentador de estudio contribuyendo así en la elaboración de la propuesta

Tipos de investigación

Investigación Bibliográfica

La investigación se realiza se basó en una búsqueda bibliográfica como: libros, folletos, artículos, páginas web donde se logró obtener conocimientos más amplios sobre lo referente del tema, para poder realizar un análisis detallado.

Investigación de Campo

Se procede en contacto directo con el objeto, hecho o fenómeno de estudio, funcionando directamente la capacidad sensorial del investigador.

Esta investigación ayudará a determinar y analizar la composición actual del alimentador de estudio y de esta manera recolectar la información acorde a la realidad.

Investigación Aplicada

La investigación aplicada consiste en determinar conocimientos establecidos para poder aplicar en un campo específico del desenvolvimiento analítico y desarrollar soluciones a problemas que se encuentran en el sistema eléctrico. Por tanto el procedimiento de este tipo de investigación servirá para obtener datos del Alimentador 2 de la Subestación Pujilí por la ubicación de capacitores y mejorar los perfiles de voltaje. Los conocimientos prácticos y científicos obtenidos en la investigación, se aplicará para analizar y tomar correctivos en el sistema eléctrico en estudio.

Técnicas de investigación

La Observación

Esta técnica ayuda a tener un contacto directo con el sistema eléctrico, ya que dando un breve enfoque visual podemos apreciar la forma de construcción actual del Alimentador en estudio y realizar el estacamiento del mismo tomando en cuenta la cantidad de línea y equipos instalados.

11. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ

La subestación está ubicada en la zona rural del cantón Pujilí, en el barrio Vicente León, energizada por la línea de subtransmisión San Rafael–Pujilí a un nivel de voltaje de 69 kV que proviene del punto de conexión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en la subestación Mulaló.

Figura 7. Subestación Pujilí



Fotografía tomada por: Los Autores

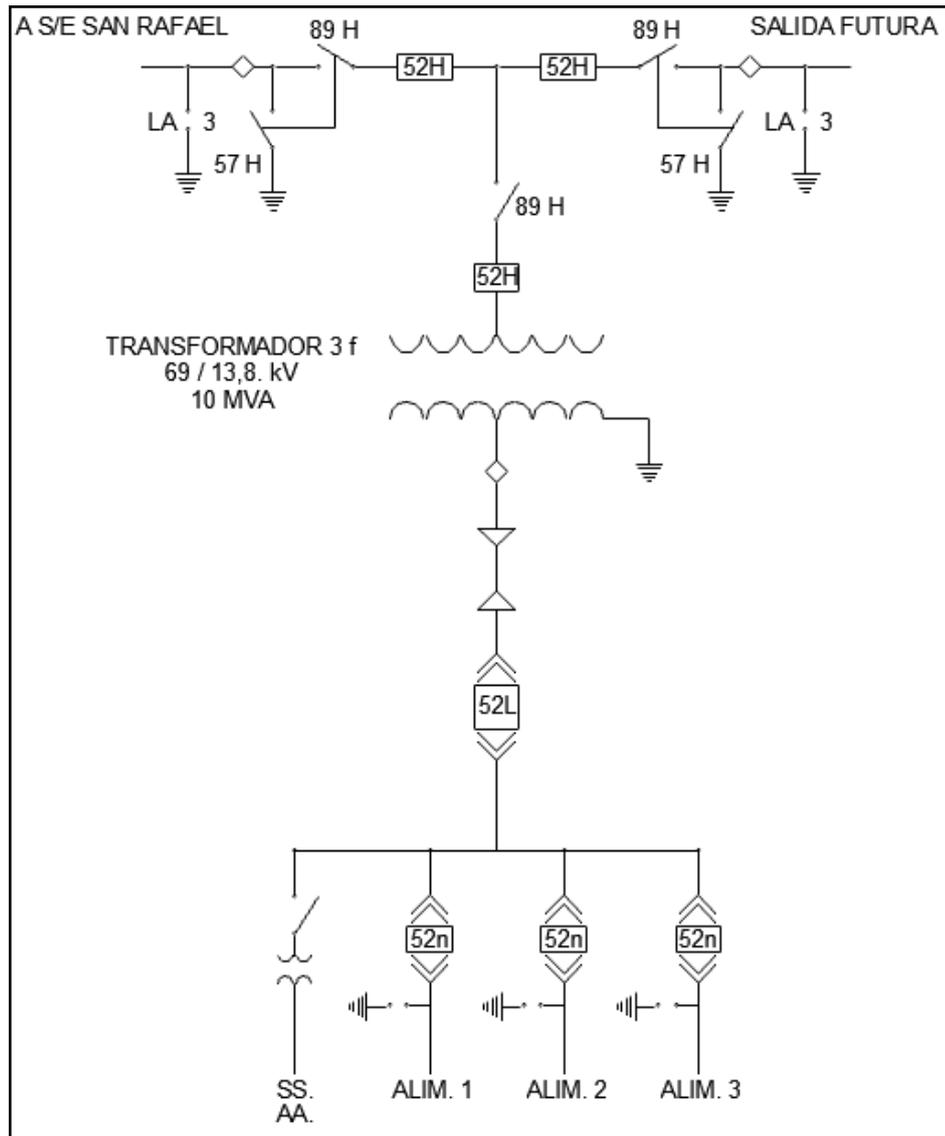
La subestación Pujilí tiene una configuración de barra simple como se puede observar en la Figura 8, consta de un transformador de potencia de 10 MVA de 69/13,8 kV, el cual energiza a dos alimentadores primarios a un nivel de voltaje de 13.8kV, encontrándose en operación el Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag, suministrando energía a usuarios de los sectores urbano – rural que abarca todas las poblaciones de: San Sebastián, Guapulo, Rosita Paredes, El Calvario, Centro del cantón Pujilí, Danzapamba, Patoa de San Marcos; Patoa de Quevedos hasta Alpamalag; y el segundo (Alimentador 3), en estado de reserva.

Tabla 4: Datos eléctricos del transformador de Potencia de la S/E Pujilí.

Potencia nominal	10 MVA
Voltaje Primario	69 Kv
Voltaje Secundario	13,8 kV
Frecuencia	60 Hz

Fuente: ELEPCO S.A.

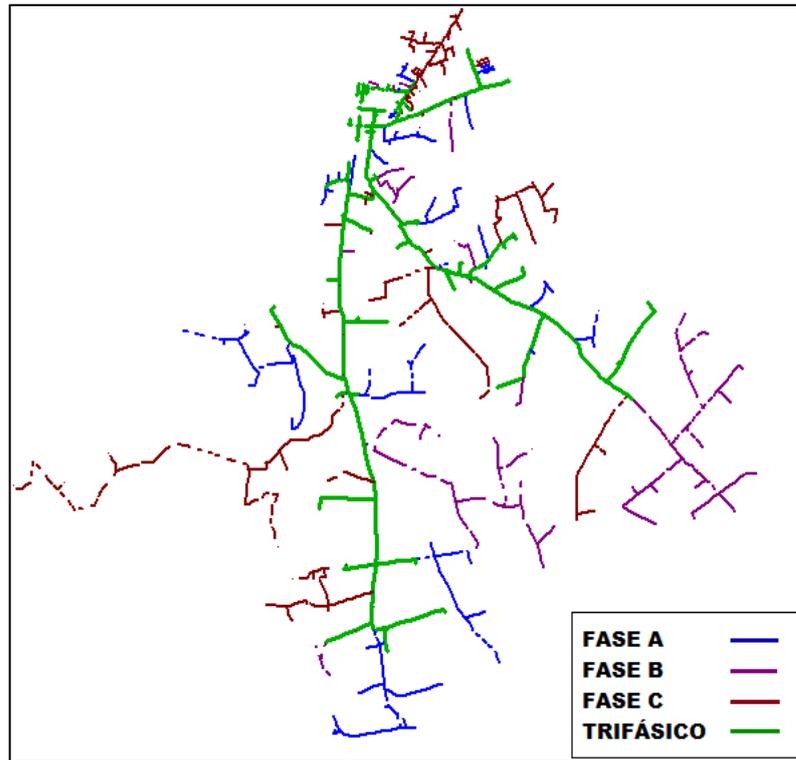
Figura 8: Diagrama unifilar de la S/E Pujilí.



Fuente: ELEPCO S.A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ALIMENTADOR 2 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ

El alimentador Pujilí Centro-Alpamalag presenta una configuración radial compuesta por líneas a medio voltaje (13,8 / 7,9 kV) y bajo voltaje (120 V – 240V); brinda servicio en el área urbana y rural, tiene una capacidad instalada en transformadores de distribución monofásicos de 4312,5 KVA y trifásicos de 4040 KVA, como se indica en la Tabla 5; está compuesto por una red de medio voltaje total de 126,951 km; en donde está distribuido de la siguiente manera: 37,028 km de línea trifásica 88,103 km de línea monofásica 1,81 km de red subterránea que se encuentra localizada en el centro histórico del cantón. En la Figura 9 se puede observar la disposición detallada del alimentador.

Figura 9: Alimentador 2 Pujilí Centro-Alpamalag Año Base (2017)

Realizado por: Los Autores

Fuente: Departamento de Planificación ELEPCO S.A.

El alimentador 2 de la Subestación Pujilí presta servicio eléctrico a los diferentes tipos de consumidores, y consta con un total de 352 transformadores, en donde se tiene 290 monofásicos y 62 trifásicos visualizados en la Tabla 5, y detallados en el ANEXO 4.

Tabla 5. Transformadores por capacidad instalada

	Fase	Cantidad	Capacidad
MONOFÁSICOS	A	88	1315,00
	B	75	862,50
	C	127	2135,00
TRIFÁSICOS	ABC	62	4040,00
TOTAL		352	8352,50

Realizado por: Los Autores

Fuente: Departamento de Planificación ELEPCO S.A.

La red principal aérea del alimentador está instalado con conductores ACSR calibres 4/0 AWG y en la subterránea de conductores tipo XLPE 15 kV # 2, XLPE 15 kV # 1/0, los ramales monofásicos se componen por conductores ACSR de calibres 1/0 AWG, 2 AWG, 4 AWG.

El espaciamiento y la disposición de los conductores se encuentran según la norma establecida por el MEER. Las estructuras implementadas (Tabla 6) en la red aérea de medio voltaje se encuentran instaladas en postes de hormigón de 11 m de altura; la red subterránea instalada en pozos de tipo C.

Tabla 6: Estructuras de MV

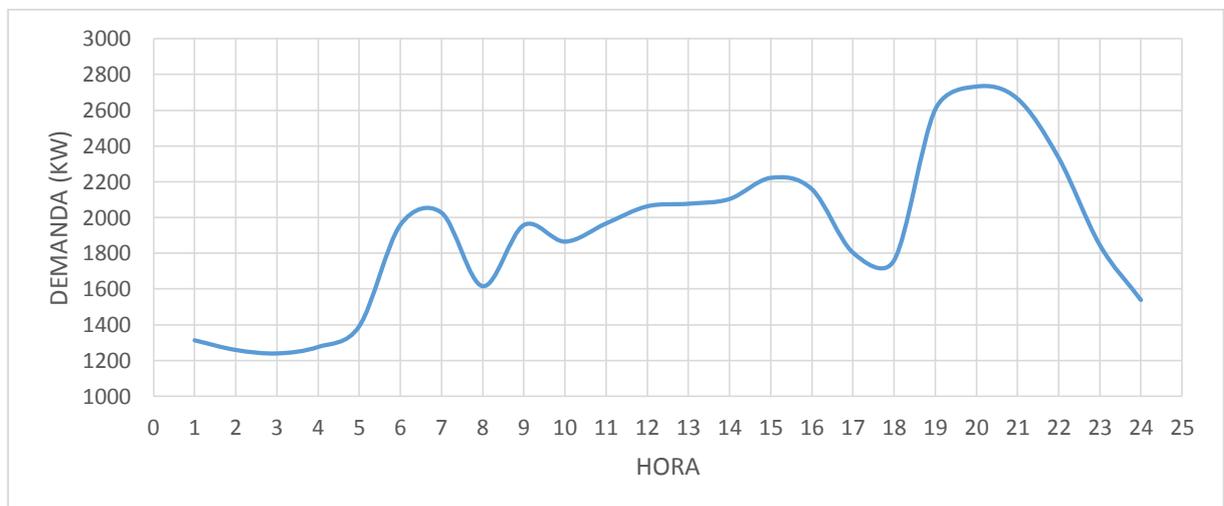
MONOFÁSICA		TRIFÁSICA	
ID. UP – UC	DESCRIPCIÓN	ID. UP – UC	DESCRIPCIÓN
EST – 1CAT	Estructura 13,8 kV 1F centrada angular	EST – 3CAT	Estructura 13,8 kV 3F centrada angular
EST – 1CPT	Estructura 13,8 kV 1F centrada pasante	EST – 3CPT	Estructura 13,8 kV 3F centrada pasante
EST – 1VAT	Estructura 13,8 kV 1F en volado angular	EST – 3VAT	Estructura 13,8 kV 3F en volado angular
EST – 1VPT	Estructura 13,8 kV 1F en volado pasante	EST – 3VPT	Estructura 13,8 kV 3F en volado pasante

Fuente: MEER – Unidades de propiedad

Curvas de Carga del Alimentador 2 de la Subestación Pujilí

Para obtener la curva de carga se utilizó los datos proporcionados por el Departamento de Planificación de la ELEPCO S.A. tomados en intervalos de 10 minutos cumpliendo lo establecido en la regulación 004/01 donde se notó que la demanda máxima fue el 19 de enero del 2017 a las 19:10 con 2732,42 kW, se puede observar también que las horas de mayor carga es desde 19:00 a las 21:00; la curva de carga diaria se muestra en la Figura 10.

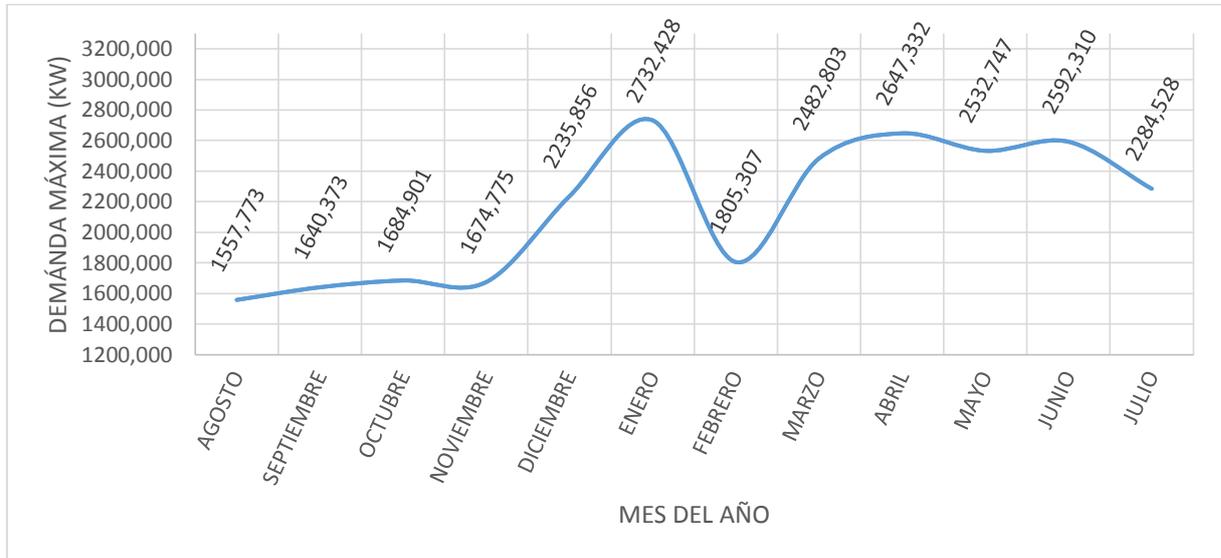
Figura 10. Curva de carga diaria del alimentador 2 de la subestación Pujilí



Fuente: Departamento de Planificación ELEPCO S.A.

En la Figura 11 se muestra la curva de carga con las demandas máximas de los últimos 12 meses, y en el ANEXO 6 se puede visualizar un resumen de los datos de cabecera del Alimentador.

Figura 11. Curva de carga de los 12 últimos meses del alimentador 2 de la subestación Pujilí.



Fuente: Departamento de Planificación ELEPCO S.A.

SITUACIÓN ACTUAL DEL ALIMENTADOR 2 DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ

Distribución de carga

Una vez realizada la modelación del sistema se realiza la distribución de la carga, con el objetivo de evaluar las condiciones actuales de operación del sistema, los consumos de cada cliente, demanda y factor de potencia, fueron proporcionadas por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A. En la Tabla 7 se puede observar los datos de cabecera.

Tabla 7: Demanda máxima de la S/E Pujilí.

ALIMENTADOR	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)	Fp-a (%)	Fp-b (%)	Fp-c (%)	Potencia Activa (KW)	Potencia Reactiva (KVAR)
10PJ13B1S2 Pujilí Centro-Alpamalag	123,4	117,7	119,7	98,58	96,54	97,22	2732,43	622,585

Fuente: Departamento Planificación ELEPCO S.A.

El Alimentador de estudio consta de un total de 5514 usuarios distribuidos entre usuarios residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros, que consumen un promedio de 748673,00 kWh mensuales, en la Tabla 8 se puede observar un resumen de los diferentes

tipos de usuarios con sus respectivos consumos en el mes de junio del 2017 y en el ANEXO 4 detallan los datos por cada transformador.

Tabla 8: Tipo de usuarios y consumo del Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag.

TARIFA	USUARIOS	CONSUMO
RESIDENCIAL	5012	438987,00
COMERCIAL	303	96849,00
INDUSTRIAL	102	73769,00
OTROS	97	139068,00
TOTAL	5514	748673,00

Fuente: Departamento de Planificación ELEPCO S.A.

Análisis de flujos de potencia

Realizada la simulación del Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag con las demandas máximas determinadas previamente. El sistema no presenta mayores inconvenientes en la cargabilidad de las líneas en medio voltaje. El ANEXO 7 muestra los pasos a realizarse para la modelación de sistemas de distribución en el software Cymdist. En la Tabla 9 se visualiza un reporte resumen de la simulación en condiciones actuales del alimentador, indicando los valores de potencias activa, reactiva, aparente, factor de potencia y las pérdidas en las líneas, cables y transformadores.

Tabla 9: Reporte del flujo de carga en estado actual del Alimentador

RESUMEN TOTAL AÑO BASE	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2686,81	638,03	2761,53	97,29
Generadores	0	0	0	0
Producción total	2686,81	638,03	2761,53	97,29
Carga leída (no regulada)	2620,17	559,06	2679,15	97,8
Carga utilizada (regulada)	2620,10	558,82	2679,03	97,8
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Cargas totales	2620,1	558,82	2679,03	97,8
Capacitancia del cable	0	6,02	6,02	0
Capacitancia de la línea	0	12,1	12,1	0
Capacitancia shunt total	0	18,12	18,12	0
Pérdidas en las líneas	12,96	16,97	21,35	60,69
Pérdidas en los cables	1,65	0,53	1,73	95,24
Pérdidas en los transformadores	52,11	79,83	95,33	54,66
Pérdidas totales	66,72	97,33	118	56,54

Realizado por: Los Autores.

Perfiles de voltaje

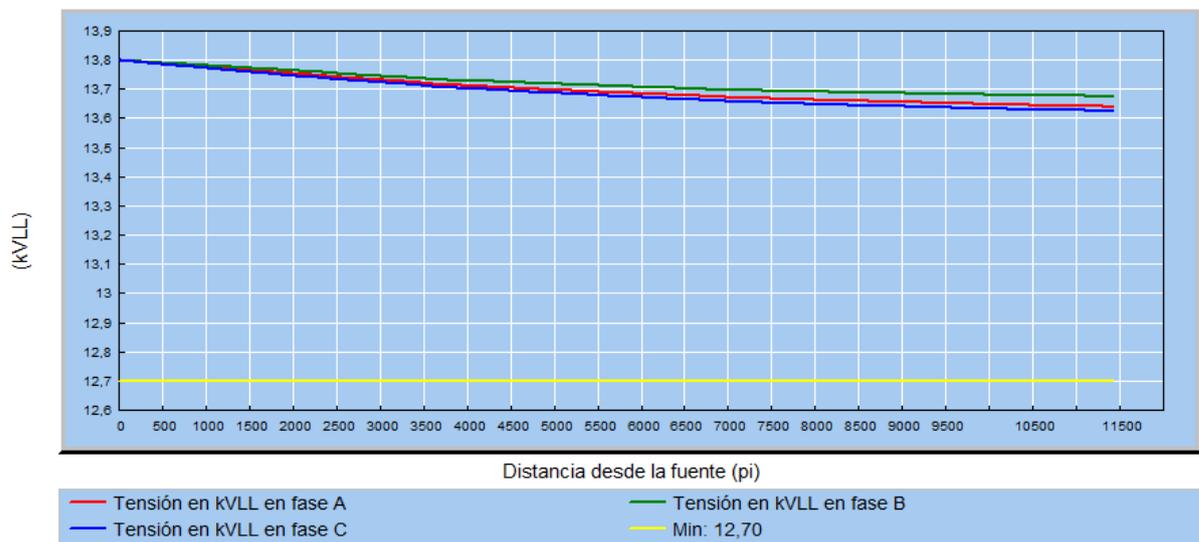
Los perfiles de voltaje los cuales deben regirse a la regulación del CONELEC 004/01, se analizan en la Tabla 10. En la actualidad los perfiles de voltaje se encuentran sobre los niveles permitidos. El alimentador en el último año ha sido modificado, eliminando sus anomalías por tal motivo se presenta un análisis aplicando la proyección de la demanda hasta el año 2026, para analizar su comportamiento en años futuros.

Tabla 10. Perfiles de voltaje por fase

FASE	V base	kVLL	ΔV (%)	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR	FP
A	118,47	13,64	1,16	7,9	115,1	916,9	891,4	214,5	97,2
B	119,18	13,68	0,90	7,9	92,5	737,2	717,5	169,1	97,3
C	118,36	13,63	1,26	7,9	139,0	1107,4	1077,8	254,2	97,3
TOTAL:						2761,5	2686,7	637,8	96,08

Realizado por: Los Autores.

Figura 12: Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro-Alpamalag año base (2017).

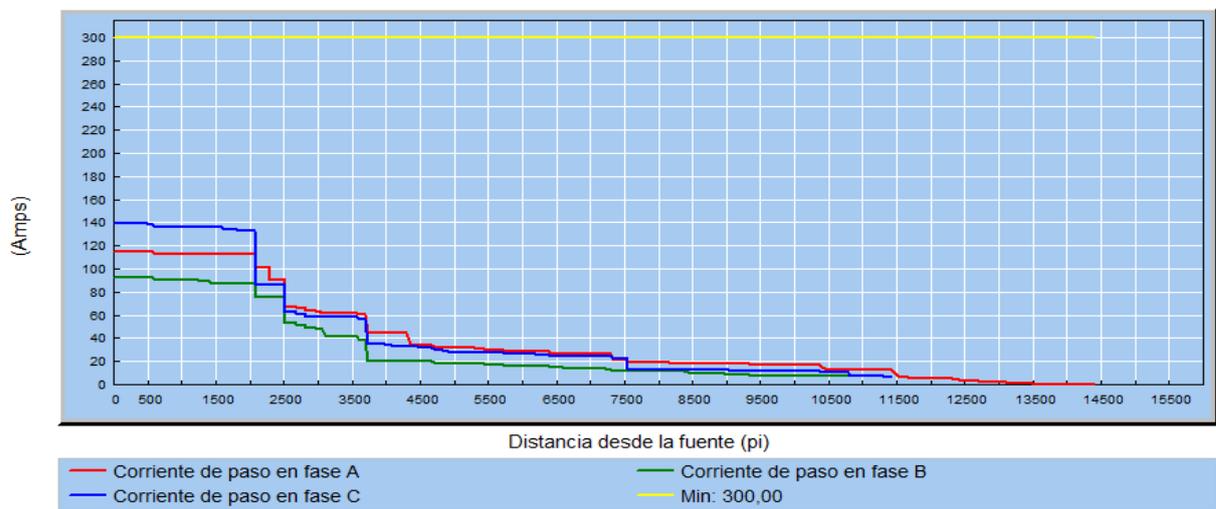


Realizado por: Los Autores

Capacidad nominal del conductor

En la Figura 13 se puede apreciar un comparativo por fase de corrientes nominales que soporta el conductor bajo características técnicas del proveedor y corriente que circula debido a la carga conectada desde el tramo principal del Alimentador, esto permitiendo verificar la cargabilidad de los conductores, de tal manera la capacidad nominal del conductor ACSR 4/0 es de 340 amperios y mediante la simulación se puede observar que por la fase C circula un máximo de 139 Amperios.

Figura 13: Corriente de paso por cada fase al año base (2017)

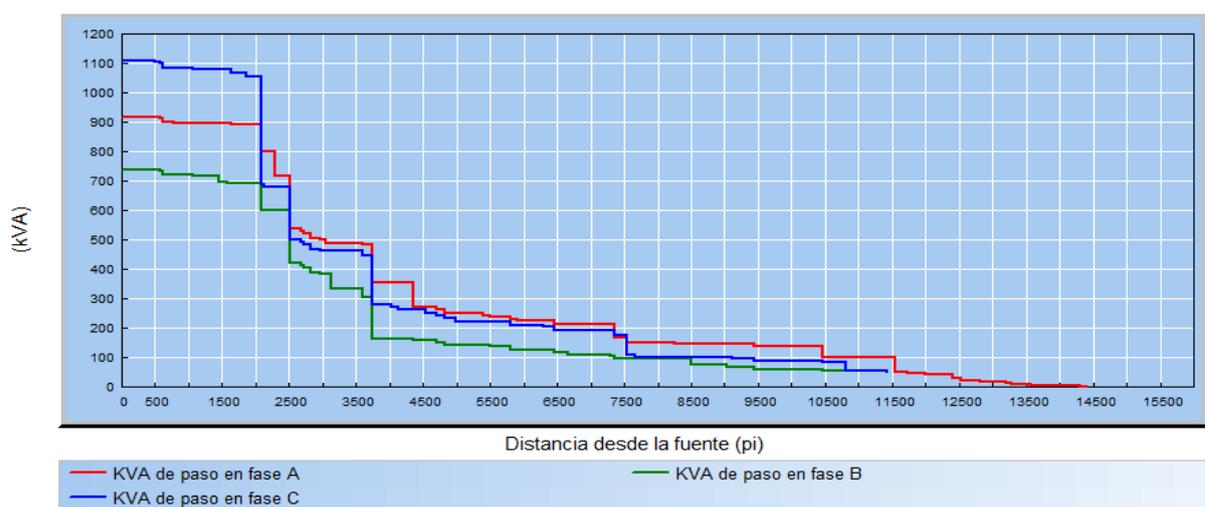


Realizado por: Los Autores

Perfiles de KVA

La Figura 14 muestra los perfiles de Potencia Aparente actuales del alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag donde se evidencian que a mayor longitud de la subestación la potencia va disminuyendo considerablemente, a más de ello las fases desde su punto de arranque ya se encuentran desequilibradas. Este perfil nos permite visualizar claramente que en la fase C existe mayor cargabilidad de potencia conectada; esta desproporción se puede distribuir a las fases A o B para con ello disminuir las anomalías observadas en las figuras anteriores. Esta sugerencia solo a partir del presente periodo y tomar en cuenta el equilibrio de cargas en las fases para los siguientes incrementos de demanda.

Figura 14: Perfiles de kVA del Alimentador



Realizado por: Los Autores

Pérdidas en el alimentador

Las pérdidas en los conductores y en los transformadores del alimentador primario, que se detallan en la Tabla 9, son principalmente debidas a la cantidad de energía calorífica producida por la corriente eléctrica, que circula por los mismos; la cual depende directamente del I^2R .

En la Tabla 11 se detalla las pérdidas existentes en los transformadores, líneas, cables por caídas de voltaje y sobrecargas de los equipos que intervienen en el alimentador en estudio; por lo que se especifican los costos por pérdidas generadas en dólares.

Estas pérdidas son creadas por la distancia existente entre el suministro de energía que en este caso es la Subestación y los transformadores de distribución, por otra parte debido a no encontrarse la subestación en el centro de carga o por la existencia de mayor concentración de usuarios en los ramales finales del alimentador.

Tabla 11: Costo anual de las pérdidas

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	kW-h/año	USD/año
Pérdidas en las líneas	12,96	113529,6	3405,888
Pérdidas en los cables	1,65	14454,0	433,62
Pérdidas en los transformadores	52,11	456483,6	13694,508
Pérdidas totales	66,72	584467,2	17534,016

Realizado por: Los Autores

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Para realizar la proyección de la demanda se partió de la obtención datos de usuarios residenciales, comerciales, industriales y otros referentes al alimentador 2 de la Subestación Pujilí obtenidos de las Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano publicados en la página del ARCONEL y para el año 2017 el consumo de la base de datos del ARCGIS (EEC11072017.gdb) correspondiente al 11 de julio del 2017. En tal sentido para obtener los valores de los años futuros tanto para número de usuarios cómo consumos se lo realizo mediante el método de Análisis de períodos anteriores.

Proyección de la demanda por clientes

En la Tabla 12 se muestra la proyección de la demanda de los clientes en el Alimentador desde el año 2017 al año 2026 que son los años que se realizará el estudio.

Tabla 12: Proyección de la demanda de usuarios año 2017 – 2026.

AÑO	USUARIOS				
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
HISTÓRICO 2011 - 2017					
2011	3967	213	114	76	4370
2012	4141	222	119	79	4561
2013	4312	233	126	83	4754
2014	4439	236	125	85	4885
2015	4486	284	128	107	5005
2016	4842	297	116	100	5355
2017	5012	303	102	97	5514
PROYECCIÓN 2018 - 2026					
2018	5130	322,00	135	108	5695
2019	5298	339,00	137	112	5886
2020	5466	356,00	138	117	6077
2021	5634	373,00	140	121	6268
2022	5803	390,00	141	126	6460
2023	5971	406,00	142	131	6650
2024	6139	423,00	144	135	6841
2025	6307	440,00	145	140	7032
2026	6476	457,00	147	144	7224

Realizado por: Los Autores

Determinación del consumo de las cocinas de inducción por usuarios.

Tomando en cuenta la metodología del MEER para la sustitución del uso de las cocinas tradicionales a gas (GLP) por cocinas de inducción de 3 kW que serían las más comunes utilizadas por los usuarios, con un factor de demanda del 80%, obteniendo que la Demanda máxima unitaria de cada cocina de inducción es de 2,4 kW, este valor se utilizó para el cálculo de la potencia que se incrementara en la curva de demanda del alimentador Pujilí Centro – Alpamalag.

La Tabla 13, muestra los resultados necesarios para calcular el consumo en kWh/mes utilizado por el grupo de cocinas de inducción que según el Plan Maestro de Electrificación se instalarían cada año hasta el 2026.

Tabla 13: Demanda de las cocinas de induccion por clientes

AÑO	Número de abonados Resid.	Porcentaje acumulativo de usuarios a instalar la Coc. Ind. (%)	Número de usuarios a instalarse la Coc. Ind.	Factor de Coincidencia de Coc. Ind.	Demanda máxima unitaria	Demanda máxima diversificada	Consumo (kwh-mes)
2011	3967	0	0	-	-	-	-
2012	4141	0	0	-	-	-	-
2013	4312	0	0	-	-	-	-
2014	4439	0	0	-	-	-	-
2015	4486	2,81	126	0,039067	2,4	7,09	5103,56
2016	4842	4,71	228	0,038058	2,4	12,50	8996,64
2017	5012	7,08	355	0,037642	2,4	19,24	13854,73
2018	5130	74,4	3816	0,037044	2,4	203,56	146562,09
2019	5298	79,76	4225	0,037039	2,4	225,35	162249,72
2020	5466	85,12	4652	0,037035	2,4	248,09	178628,01
2021	5634	87,7	4941	0,037033	2,4	263,49	189713,20
2022	5803	90,08	5227	0,037031	2,4	278,73	200683,40
2023	5971	92,66	5532	0,037029	2,4	294,98	212382,48
2024	6139	95,04	5834	0,037027	2,4	311,06	223966,55
2025	6307	100	6307	0,037025	2,4	336,26	242109,94
2026	6476	100	6476	0,037024	2,4	345,27	248592,50

Realizado por: Los Autores

Proyección de la demanda de consumo por tipo de usuario

La proyección de la demanda total del alimentador 2 de la Subestación Pujilí se obtuvo al agregar la demanda de usuarios residenciales con cocinas de inducción por año hasta el 2026.

Tabla 14: Proyección de la demanda de consumos año 2018 – 2026

CONSUMO								
AÑO	Residencial sin cocinas de inducción (kWh)	Cocina de inducción (kWh)	Comercial (kWh)	Industrial (kWh)	Otros (kWh)	Total con cocina de inducción (kWh)	Potencia (kW)	Potencia con el incremento del 60% (kW)
HISTÓRICO 2011 - 2017								
2011	2817044		351867,81	68278,07	585835,53	3823025,51	1217,16	
2012	3091056		409261,85	173831,40	699435,71	4373585,30	1354,14	
2013	3399613		499351,82	174484,71	587775,55	4661225,12	1507,06	
2014	3896050		501298,78	205978,40	328294,77	4931622,08	1731,35	
2015	4476903	5103,56	815185,83	904584,86	1640788,39	7842565,74	2115,71	
2016	4644821	8996,64	959524,37	835140,09	2005372,09	8453853,89	2262,42	
2017	5267844	13854,73	1162188,00	891936,00	1668816,00	9004638,73	2732,43	Continúa

AÑO	Residencial sin cocinas de inducción (kWh)	Cocina de inducción (kWh)	Comercial (kWh)	Industrial (kWh)	Otros (kWh)	Total con cocina de inducción (kWh)	Potencia (kW)	Potencia con el incremento del 60% (kW)
PROYECCIÓN 2018 – 2026								
2018	5590079	146562,09	1220856,87	1111132,12	2061449,29	10130078,93	3073,94	5039,24
2019	6002122	162249,72	1358261,14	1272692,53	2308371,68	11103697,14	3369,38	5434,48
2020	6414166	178628,01	1495665,41	1434252,93	2555294,07	12078006,02	3665,03	5817,51
2021	6826209	189713,20	1633069,69	1595813,33	2802216,47	13047021,80	3959,07	6186,06
2022	7238253	200683,40	1770473,96	1757373,74	3049138,86	14015922,59	4253,08	6543,21
2023	7650296	212382,48	1907878,23	1918934,14	3296061,25	14985552,25	4547,31	6889,87
2024	8062340	223966,55	2045282,50	2080494,55	3542983,64	15955066,91	4841,51	7226,14
2025	8474383	242109,94	2182686,78	2242054,95	3789906,04	16931140,89	5137,70	7555,44
2026	8886427	248592,50	2320091,05	2403615,36	4036828,43	17895554,03	5430,35	7870,07

Realizado por: Los Autores

La Tabla 14, presentan la demanda total proyectada de consumos anuales, incluido el consumo de todos los tipos de usuarios y el consumo de las cocinas de inducción para su cálculo, llegando finalmente a obtener la potencia que se ingresará en el Software Cymdist para realizar la distribución de Carga en los años de estudio.

PROPUESTA

Luego de evaluado el análisis del alimentador 2 Pujilí Centro –Alpamalag correspondiente a la subestación Pujilí la misma que está dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. se tiene que la situación actual de operación del alimentador en lo respecto a lo establecido en la regulación vigente CONELEC 004/01 que concierne a las caídas de voltaje se encuentra sobre los niveles establecidos que es de máximo un 8% de caída, por lo que se previno necesario realizó una proyección de la demanda al año 2026, para comprobar su comportamiento en años futuros , pero, si se tiene algunos transformadores sobrecargados y desbalance de carga en las fases, por lo tanto a continuación se propone alternativas que ayuden a mejorar la calidad del servicio eléctrico de distribución del alimentador y de la misma manera cumplir con dicha regulación.

La propuesta se va a desarrollar en etapas ya que es necesario establecer un itinerario de correcciones a largo plazo para que el sistema se encuentre en correcto funcionamiento al año 2026, por lo tanto se realiza 3 etapas de análisis: en la primera etapa se analiza la situación actual del sistema, es decir al año base 2017, en la segunda etapa se realiza un análisis al año

2021, y en la tercera etapa se realiza un análisis al año 2026, en cada una de estas etapas se ejecuta los respectivos correctivos.

ANÁLISIS REALIZADO AÑO BASE (AÑO 2017)

Según el análisis de cargabilidad de las líneas, la corriente máxima en cabecera es de 139 (A) que circula por la Fase C por lo tanto no se presenta sobrecarga en los conductores instalados que son calibre 4/0 que tiene una capacidad nominal de 340 (A), por tal motivo no es necesario realizar cambio de calibre de conductores con la demanda existente, pero a futuro no se puede asegurar por las múltiples necesidades de las nuevas demandas en el sistema.

Balance de carga

Como ya se visualizó en los resultados al año base el sistema se encuentra desbalanceado teniendo la fase C mayor cargabilidad, por ende se necesita realizar un balance de las cargas. La Tabla 15 muestra los resultados obtenidos en el software CYMDIST luego de haber realizado el balance de cargas en el Alimentador de estudio al momento se encuentra un desequilibrio en las fases de un 20,31%; por lo tanto se puede observar que el sistema requiere de tres modificaciones para completar el balance de carga: el primero es una transferencia de carga en el nodo 12716_MTA de la fase C a la fase B: 279,15 KVA, en el nodo 30698_MTA de la fase B a la fase C: 53,01 KVA, y en el nodo 30310_MTA de la fase B a la fase C: 50,6 KVA; con esto se equilibra las corrientes en las fases del alimentador: 115,11 KVA en la fase A, 114,67 KVA en la fase B y 116,81 KVA en la fase C.

Con esto las cargas se encuentran en un desequilibrio al año base en un 1,10% según los resultados en el software Cymdist, para los siguientes años en el incremento de demanda se debe tomar en cuenta el balance de carga.

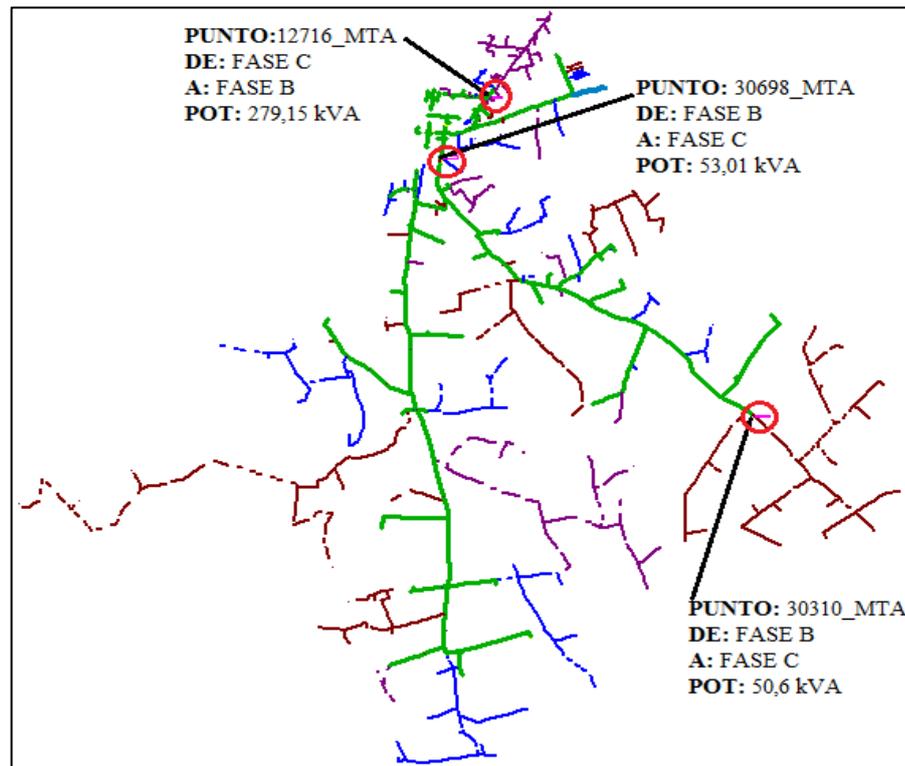
Tabla 15: Reporte balance de carga

Nombre del tramo	Cambio de fase (kVA)				Fase A	Fase B	Fase C	Ineutro	Pérdidas totales	Promedio	Corriente
	A	B	C		(A)	(A)	(A)	(A)	(kW)	kVA deseq.	Factor de deseq.
12716_MTA			a B	Antes	115,08	92,52	139	39,73	66,72	20,31%	20,31%
			279,15	Después	115,15	127,79	103,62	21,43	66,51	10,62%	10,62%
30698_MTA		a C		Antes	115,15	127,79	103,62	21,43	66,51	10,62%	10,62%
		53,01		Después	115,13	121,07	110,39	9,78	66,45	4,79%	4,79%
30310_MTA		a C		Antes	115,13	121,07	110,39	9,78	66,45	4,79%	4,79%
		50,6		Después	115,11	114,67	116,81	1,4	64,27	1,10%	1,10%

Realizado por: Los Autores.

La Figura 15 muestra los 3 puntos en los que se realizó los cambios de fase en el alimentador de estudio para completar el balance de carga.

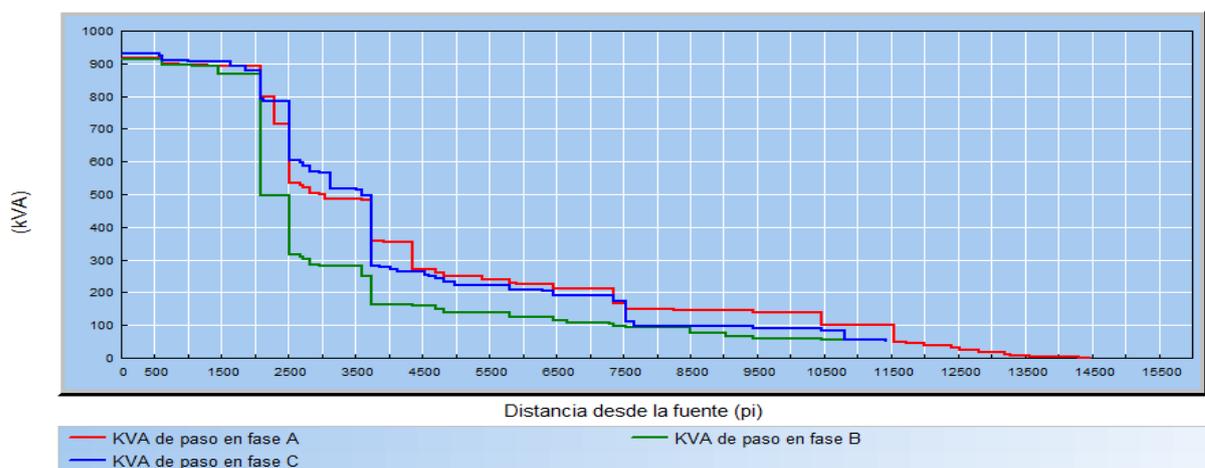
Figura 15: Balance de carga Alimentador 2 S/E Pujilí



Realizado por: Los Autores.

En la Figura 16 se puede observar la curva de potencias desde la cabecera del alimentador hasta el punto más lejano, en la cual se indica que la carga entre las tres fases se encuentra balanceada.

Figura 16: Perfil de KVA, con balance de carga



Realizado por: Los Autores.

ANÁLISIS REALIZADO AL AÑO 2021

Distribución de carga

Para realizar estudios a años posteriores se realizó una proyección de la demanda, al igual que en el año base se realiza la distribución de carga del alimentador, por lo tanto al año 2021 se aplica una carga de 6186,06 KW, para posteriormente realizar los respectivos correctivos.

Análisis de flujos de potencia

Realizada la simulación del Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamalag con las demandas máximas determinadas previamente en la proyección de la demanda. En la Tabla 16 se visualiza un reporte resumen de la simulación al año 2021 del alimentador, indicando los valores de potencias activa, reactiva, aparente, factor de potencia y las pérdidas en las líneas, cables y transformadores.

Tabla 16: Reporte del flujo de potencia del Alimentador al año 2021

Resumen total Año 2021	kW	kVAR	kVA	FP(%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	6176,76	1451,09	6344,92	97,35
Generadores	0	0	0	0
Producción total	6176,76	1451,09	6344,92	97,35
Carga leída (no regulada)	5960	945,52	6034,54	98,76
Carga utilizada (regulada)	5959,94	945,31	6034,44	98,77
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	5959,94	945,31	6034,44	98,77
Capacitancia del cable	0	5,95	5,95	0
Capacitancia de la línea	0	11,85	11,85	0
Capacitancia shunt total	0	17,8	17,8	0
Pérdidas en las líneas	67,59	86,99	110,16	61,35
Pérdidas en los cables	9,25	3	9,73	95,11
Pérdidas en los transformadores	139,98	433,58	455,62	30,72
Pérdidas totales	216,82	523,58	566,7	38,26

Realizado por: Los Autores.

Perfiles de voltaje

La Tabla 17 muestran los parámetros del alimentador al año 2021, luego de realizado el flujo de potencia donde se encuentra que la fase C con un voltaje de 13,40 V (Línea – Línea) tiene una caída de voltaje de 2,88% siendo la más alta hasta el momento en el lugar más alejado desde la Subestación.

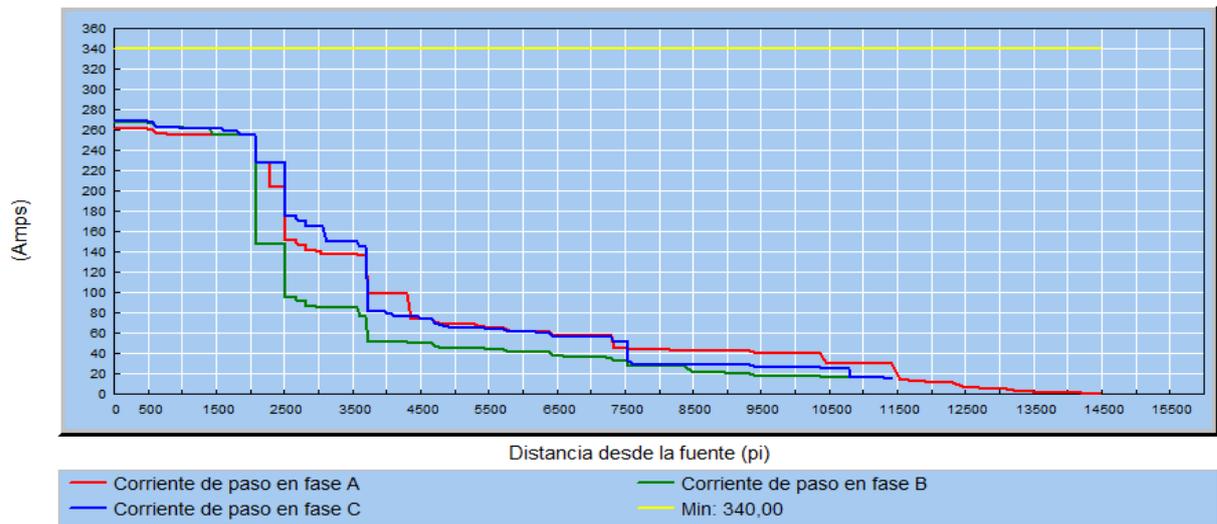
Tabla 17: Resultados del flujo de carga al año 2021

FASE	V base	kVLL	ΔV (%)	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR	FP
A	116,34	13,43	2,69	7,70	268,00	2135,30	2075,10	503,40	97,18
B	117,86	13,49	2,24	7,80	274,50	2187,00	2132,30	486,00	97,50
C	116,43	13,40	2,88	7,70	276,00	2198,70	2140,70	501,80	97,36
TOTAL:						6521,00	6348,10	1491,20	97,52

Realizado por: Los Autores.

Capacidad nominal del conductor

En la Figura 17 se puede notar la curva de corriente que circula por cada fase desde la cabecera del Alimentador hasta el punto de mayor distancia, se puede notar que las corrientes siguen balanceadas y que la mayor obtenida es en la fase C con 276,00 A, lo cual indica que al año 2021 no será necesario todavía un cambio en la capacidad de los conductores.

Figura 17: Corriente de paso por cada fase al año 2021

Realizado por: Los Autores.

Pérdidas en el alimentador

Del mismo modo es necesario realizar un análisis de las pérdidas en el alimentador al realizar el incremento de carga, por lo tanto en la Tabla 18 se detalla un resumen con las pérdidas tanto eléctricas como económicas que se producirían al año 2021.

Tabla 18: Reporte de pérdidas en el alimentador al año 2021.

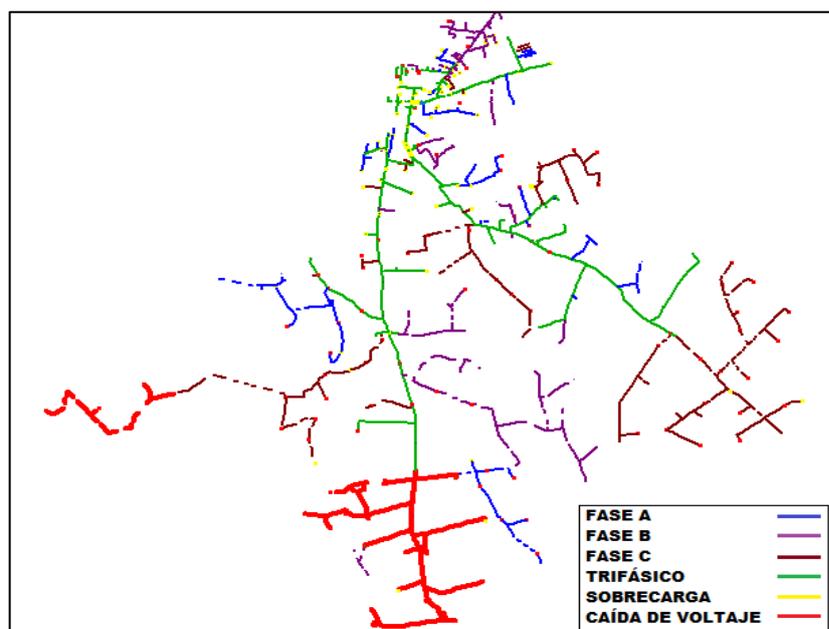
Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	kW-h/año	USD/año
Pérdidas en las líneas	71,41	625551,6	18766,548
Pérdidas en los cables	9,78	85672,8	2570,184
Pérdidas en los transformadores	146,21	1280799,6	38423,988
Pérdidas totales	227,4	1992024,0	59760,72

Realizado por: Los Autores.

ANÁLISIS REALIZADO AL AÑO 2026

Distribución de carga

Para realizar el estudio del Alimentador 2 de la S/E Pujilí en el presente proyecto se realizó la proyección de la demanda al año 2026, por lo tanto en esta Etapa se realiza un análisis con un incremento de la demanda a 7870,07 KW de potencia, para posteriormente realizar las correcciones respectivas. Cabe recalcar que el presente proyecto se basa en solucionar las caídas de voltaje en el alimentador por lo tanto solo quedaría detallado los transformadores que se encuentran sobrecargados en el ANEXO 9.

Figura 18: Alimentador 2 Pujilí Centro-Alpamalag Año 2026

Realizado por: Los Autores

Se puede observar en la Figura 18, que el alimentador es afectado por el incremento de carga, y existe caídas de voltaje en dos tramos: el primero desde el tramo trifásico 80949_MTA y sus

pequeños ramales hasta llegar a la parte más alejada del alimentador, y el segundo es el tramo monofásico 80718_MTA.

Análisis de flujos de potencia

Realizada la simulación del Alimentador 2 Pujilí Centro – Alpamagal con las demandas máximas determinadas previamente en la proyección de la demanda. En la Tabla 19 se visualiza un reporte resumen de la simulación al año 2026 del alimentador, indicando los valores de potencias activa, reactiva, aparente, factor de potencia y las pérdidas en las líneas, cables y transformadores.

Tabla 19: Reporte del flujo de potencia del Alimentador al año 2021

Resumen total	kW	kVAR	kVA	FP (%)
Fuentes (Potencia de equilibrio)	7459,81	1685,34	7647,82	97,54
Generadores	0	0	0	0
Producción total	7459,81	1685,34	7647,82	97,54
Carga leída (no regulada)	7168,63	916,42	7226,97	99,19
Carga utilizada (regulada)	7149,65	913,99	7207,84	99,19
Condensadores shunt (regulados)	0	0	0	0
Reactancias shunt(reguladas)	0	0	0	0
Motores	0	0	0	0
Cargas totales	7149,65	913,99	7207,84	99,19
Capacitancia del cable	0	5,75	5,75	0
Capacitancia de la línea	0	11,41	11,41	0
Capacitancia shunt total	0	17,16	17,16	0
Pérdidas en las líneas	102,25	131,1	166,26	61,5
Pérdidas en los cables	14,03	4,56	14,75	95,1
Pérdidas en los transformadores	193,88	652,86	681,03	28,47
Pérdidas totales	310,16	788,51	847,32	36,6

Realizado por: Los Autores

Perfiles de voltaje

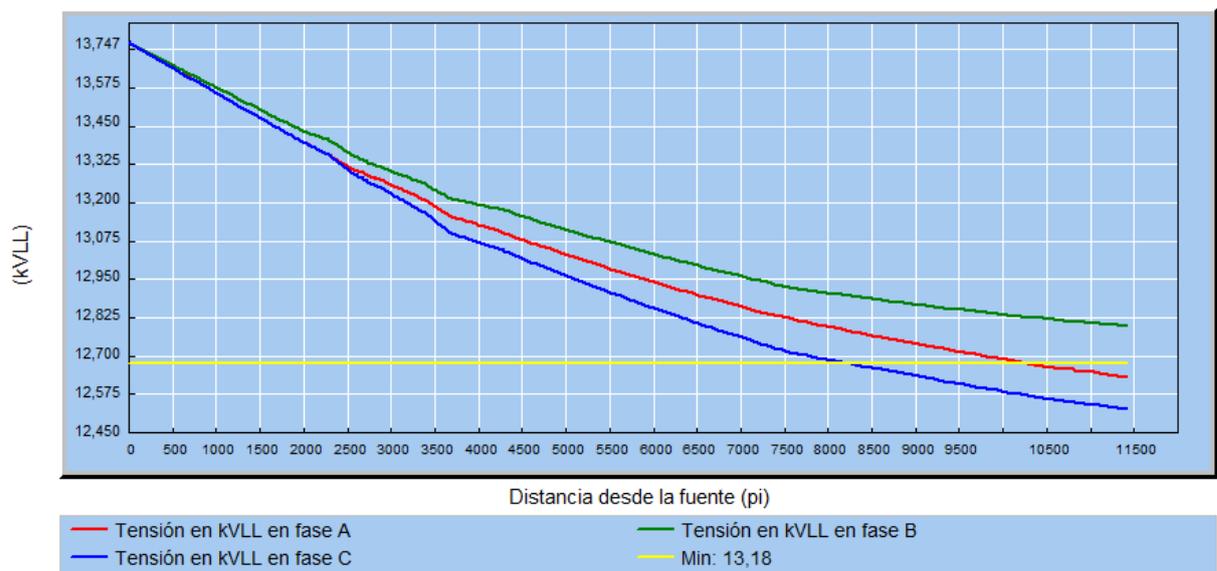
La Tabla 20 muestran los parámetros del alimentador al año 2026, luego de realizado el flujo de potencia donde se encuentra que la fase C con un voltaje de 12,65 V (Línea – Línea) tiene una caída de voltaje de 8,33% siendo la más alta hasta el en ese año y está bajo las normas permitidas por la Regulación 004/01 que indica que la caída de voltaje permisible es de 8%.

Tabla 20: Resultados del flujo de carga al año 2026

FASE	V base	kVLL	ΔV (%)	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR	FP
A	111,99	12,93	6,30	7,47	317,40	2491,70	2425,70	569,50	97,35
B	115,63	13,22	4,22	7,70	324,50	2547,70	2489,80	539,90	97,73
C	109,76	12,65	8,33	7,33	332,20	2607,80	2543,60	575,00	97,54
TOTAL:						7647,20	7459,10	1684,40	97,74

Realizado por: Los Autores

La Figura 19 muestra la curva de caída de voltaje existente desde la cabecera del alimentador de estudio hasta la parte más alejada del mismo.

Figura 19: Perfiles de voltaje del alimentador Pujilí – Centro-Alpamalag año 2026.

Realizado por: Los Autores

Capacidad Nominal del conductor

En la Figura 20 se puede notar la curva de corriente que circula por cada fase desde la cabecera del Alimentador hasta el punto de mayor distancia, se puede notar que las corrientes siguen balanceadas y que la mayor obtenida es en la fase C con 332,20 A, lo cual indica que al año 2026 no es necesario un cambio de calibre de conductor en la cabecera del alimentador, pero existen dos tramos pequeños que presentan sobrecarga: el primero es el tramo subterráneo 10883_MTS al 9347_MTS y el segundo es el tramo aéreo 30271_MTA al 30276_MTA

Figura 20: Corriente de paso por cada fase al año 2026

Realizado por: Los Autores

Pérdidas en el alimentador

Del mismo modo es necesario realizar un análisis de las pérdidas en el alimentador al realizar el incremento de carga, por lo tanto en la Tabla 21 se detalla un resumen con las pérdidas tanto eléctricas como económicas que se producirían al año 2025.

Tabla 21: Reporte de pérdidas en el alimentador al año 2025

Costo anual de las pérdidas del sistema	kW	kW-h/año	\$/año
Pérdidas en las líneas	102,3	895710,0	26871,3
Pérdidas en los cables	14,0	122902,8	3687,084
Pérdidas en los transformadores	193,9	1698388,8	50951,664
Pérdidas totales	310,16	2717001,6	81510,048

Realizado por: Los Autores.

Luego de haber realizado un análisis de la situación del alimentador, se tiene que realizar las respectivas correcciones de los principales parámetros, que en el caso de este proyecto es mejorar los perfiles de voltaje y garantizando que el Alimentador de estudio preste servicio en óptimas condiciones hasta el año 2026.

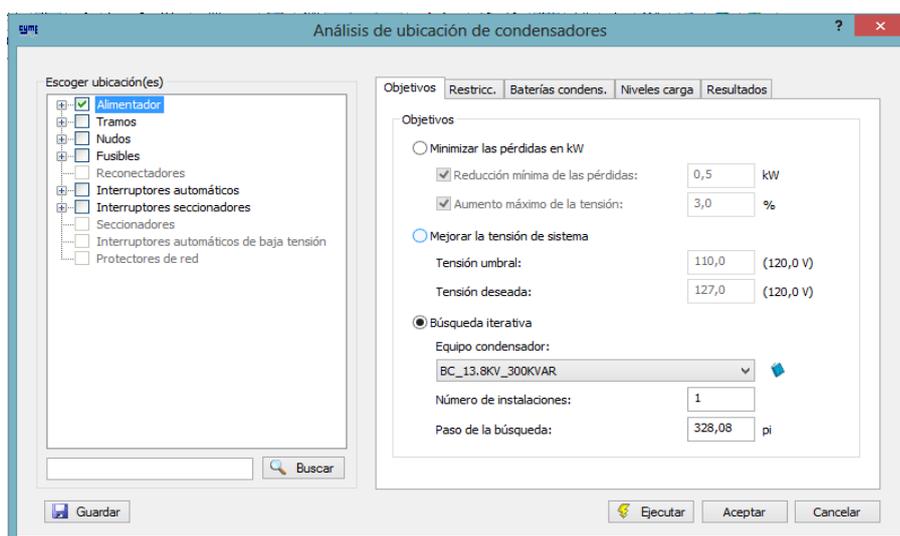
Alternativas propuestas para el proyecto

Cambio de calibre de conductor

Como ya se indicó anteriormente el sistema requiere de sustitución de conductores por sobrecarga en dos tramos: El primero es el tramo subterráneo 10883_MTS al 9347_MTS que en la actualidad se encuentra instalado un cable 3P_15KV.CU.2 que soporta una capacidad de 230 (A), en el tramo indicado la máxima corriente que circula es de 282,7 (A), por lo tanto es necesario un cambio de calibre de conductor mínimo a un cable 3P_15KV.CU.3/0 que tiene una capacidad nominal de 300 A; el segundo es el tramo aéreo 30271_MTA al 30276_MTA que en la actualidad se encuentra instalado un conductor ACSR.2 que tiene una capacidad nominal de 180 (A), en el tramo indicado la máxima corriente que circula es de 187,6 (A), por lo tanto es necesario un cambio de calibre de conductor mínimo a un conductor ACSR.1/0 que tiene una capacidad nominal de 217 (A), esto ayudará a disminuir las pérdidas en las líneas.

Ubicación de capacitores

Figura 21: Pantalla de Cymdist con la propuesta de ubicación de capacitores para el año 2026



Realizado por: Los Autores.

El tema principal del presente proyecto es la Ubicación óptima de capacitores que se realiza mediante una simulación en el software Cymdist, el cual nos permite realizar un dimensionamiento y ubicación disminuyendo a la vez caídas de voltaje y pérdidas de energía, en la Figura 21 se observa la pantalla del software Cymdist en donde se realiza el análisis de ubicación de condensadores, en donde se muestran tres tipos de análisis: Minimizar pérdidas

en el sistema, Mejorar la tensión del sistema, Búsqueda iterativa. En el ANEXO 10 se muestra los capacitores existentes en el mercado.

Se ha utilizado el método de Búsqueda iterativa, ya que permite el análisis tanto de caída de voltaje cómo reducción de pérdidas, se realiza varios análisis con cada tipo de condensador existente en el mercado eléctrico, en la Tabla 22 se muestra los tres análisis realizados, siendo la mejor opción instalar un banco de capacitores monofásicos de 300 kVAR en el punto 80045_MTA.

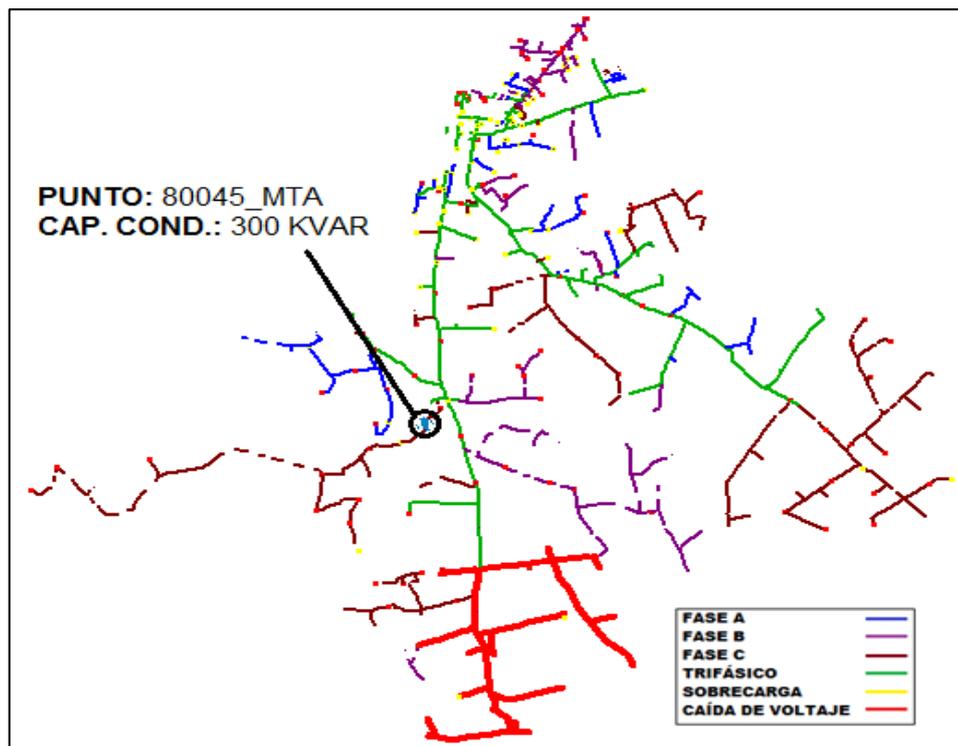
Tabla 22: Reporte de ubicación de capacitores al año 2026

Capacidad del condensador	Ubicación cond #1	Reducción de pérdidas [kW]	Reducción de pérdidas [%]	Fase Peor tensión	Tensión [pu]	Aumento de tensión [pu]	Aumento de tensión [%]
50 KVAR	80689_MTA	0,75	0,25	C	93,34	0,26	0,28
100 KVAR	80689_MTA	1,14	0,38	C	93,6	0,53	0,57
200 KVAR	80689_MTA	0,82	0,27	C	94,13	1,06	1,14
300KVAR	80045_MTA	1,18	0,39	C	94,17	1,1	1,18

Realizado por: Los Autores.

La Figura 22 muestra el punto en el cual se instala el banco de capacitores monofásico de 300 kVAR, el cual ayudaría a mejorar los perfiles de voltaje en la fase C.

Figura 22: Ubicación de un banco de condensadores propuesto al año 2026



Realizado por: Los Autores.

Ubicación de reguladores de voltaje

En ocasiones los bancos de capacitores no son tan eficientes en lo respecto a caídas de voltaje, por lo tanto se propone realizar la ubicación de reguladores de voltaje como método de solución al problema, en el análisis de perfiles de voltaje se visualizó que las fases A y C tienen mayor caída de voltaje en los tramos más alejados a la Subestación, con la ubicación de capacitores ya se ayudó a mejorar el perfil de voltaje en el tramo instalado en la fase C, por lo tanto resta analizar la fase A,

Cálculo la corriente nominal del alimentador:

El programa Cymdist proporciona la información necesaria en cualquier punto del sistema, por lo tanto se nota que la fase A en los tramos con caída de voltaje tiene una corriente de 49,4 A. Se calcula el rango de regulación en KV:

$$\text{Rango en KV 1f} = (\text{Rango de regulación})(\text{Voltaje nominal}) \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \quad \text{Ec. 8}$$

$$\begin{aligned} \text{Rango en KV 1f} &= (0,1)(13,8 \text{ [kV]}) \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \\ \text{Rango en KV 1f} &= 0,79 \text{ [kV]} \end{aligned}$$

Se calcula la capacidad del regulador de voltaje:

$$\text{Capacidad de KVA}_{nom\ 1f} = 49,7 \text{ [A]} * 0,79 \text{ [kV]} \quad \text{Ec. 9}$$

$$\text{Capacidad de KVA}_{nom\ 1f} = 39,26 \text{ [kVA]}$$

Se busca la capacidad comercial más cercana al regulador calculado:

$$\text{Capacidad de KVA}_{nom\ fase\ A} = 65 \text{ kVA}$$

RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

Tabla 23: Cuadro comparativo de pérdidas al año 2025

Año		Máx ΔV (%)	Pérdidas			Ahorro
			Potencia (kW)	Consumo (kW-h/año)	Económicas (USD/año)	
2017	Situación Inicial	1,26	66,72	\$ 584.467,20	\$ 17.534,02	\$ 643,86
2017	Balance de carga	1,26	64,27	\$ 563.005,20	\$ 16.890,16	
2021	Etapa 2	2,88	227,4	\$ 1.992.024,00	\$ 59.760,72	
2026	Situación Inicial	8,33	310,16	\$ 2.717.001,60	\$ 81.510,05	\$ 2.551,79
	Condensadores	8,33	308,72	\$ 2.704.387,20	\$ 81.131,62	
	Reguladores	3,35	300,45	\$ 2.631.942,00	\$ 78.958,26	

Realizado por: Los Autores.

12. IMPACTOS (TÉCNICOS, SOCIALES, AMBIENTALES O ECONÓMICOS):

La implementación de las alternativas propuestas para mejorar la calidad de servicio eléctrico, repercute directamente en la parte técnica de la empresa distribuidora ya que le permite contar con un sistema confiable, con niveles de voltaje óptimos y menos pérdidas de potencia y energía; por tal motivo al año actual al realizar el balance de carga se disminuye en 2,45 kW de pérdidas de potencia, lo que indica que se obtendría un ahorro económico de \$ 643,86, luego de realizar la proyección de la demanda se elevan las caídas de voltaje a 8,33 %, por lo tanto al implementar el cambio de calibre de conductor en las zonas indicadas anteriormente, instalando los capacitores y reguladores se tiene una caída de voltaje de 3,34% lo cual ya se encuentra dentro de las normas ecuatorianas vigentes; y se disminuye las pérdidas en 9,71 kW lo que indica que se obtendría un ahorro económico de \$ 2551,79.

13. VALORACIÓN ECONÓMICA Y PRESUPUESTO PARA IMPLEMENTAR LA PROPUESTA DEL PROYECTO:

En la Tabla 24 se puede observar los costos necesarios para realizar cada uno de los trabajos a realizarse.

Tabla 24: Costos de mano de materiales y mano de obra necesarios para los cambios a realizarse

Año		Descripción	Unid	Cant.	P. Unit	Precio Total	
2017	Transferencia de carga	Mano de obra de transferencia de carga	U	3	\$ 210	\$ 630,00	
		Total Gasto año 2017					\$ 630,00
2026	Cambio de calibre de conductor	Conductor de Al-acero desnudo, cableado, ACSR, 1/0 AWG, 7 (6/1)hilos	Mts.	280	\$ 0,75	\$ 210,00	
		Cinta de armar de aleación de Al, 1, 27 x 7, 62 mm (3/64 x 5/16")	U	20	\$ 0,45	\$ 9,00	
		Cable de cobre, 15 kV. XLPE, 100%, 3/0 AWG (Red de Medio Voltaje)	Mts.	205	\$ 12,18	2496,9	
		Estructurado en poste de Medio Voltaje	U	9	\$ 5,00	\$ 45,00	
		Tendido de cable ACSR 1/0	Mts.	280	\$ 0,20	\$ 56,00	
		Tendido de cable XLPE 3/0	Mts.	205	\$ 0,50	\$ 102,50	
	Ubicación de Condensadores	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 300 kVAr	U	1	\$ 2.365,71	\$ 2.365,71	
		Estructura de soporte para bancos de capacitores monofásicos y trifásicos	U	1	\$ 2.000,00	\$ 2.000,00	
		Descargador valvular 13 kV clase distribución, polimérico, óxido metálico, con desconectador.	U	1	\$ 44,80	\$ 44,80	
		Montaje de capacitores	U	1	\$ 250,00	\$ 250,00	
	Ubicación de reguladores	Regulador de voltaje Monofásico 13 kV, 65 kVA	U	1	\$ 2.567,45	\$ 2.567,45	
		Estructura de soporte para reguladores de voltaje monofásicos y trifásicos	U	1	\$ 250,00	\$ 250,00	
		Montaje de reguladores	U	1	\$ 250,00	\$ 250,00	
	Total costo año 2026						\$ 10.647,36
	Costo total						\$ 11.277,36

Realizado por: Los Autores.

Los análisis realizados permiten concluir que es necesario realizar cuatro correctivos importantes en el Alimentador de estudio para garantizar un servicio de calidad al año 2026: en el año 2017 es necesario un balance de carga y en el año 2026 será necesario: Cambio de conductor en los tramos anteriormente especificados, ubicación de condensadores y ubicación de reguladores.

Análisis económico Año base (2017)

En el año base se realiza el balance de carga, para lo cual no se utilizan equipos, por lo tanto solo se limita al cálculo del ahorro producido y el costo de operación que tiene el alimentador.

El costo de operación se da por el cambio de fases en la configuración de las fases de las redes de media tensión.

Según la Tabla 23, el ahorro en el alimentador luego de realizado el balance de carga es de \$ 643,86 anual.

Los costos de operación se describen a continuación: Dos trabajadores linieros, cuyo valor unitario es de 15 USD/año, un ingeniero eléctrico 30 USD/año y un carro canasta 150 USD/año, estos valores consideran un tiempo estimado de 30 minutos para cada balanceo, en este caso es de tres operaciones, por lo tanto tenemos:

$$\text{Costo}_{operación} = 2 * 15 \frac{\text{USD}}{\text{año}} + 1 * 30 \frac{\text{USD}}{\text{año}} + 1 * 150 \frac{\text{USD}}{\text{año}} \quad \text{Ec. 10}$$

$$\text{Costo}_{operación} = 210 \frac{\text{USD}}{\text{año}} * 3 = 630 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

Relación beneficio - costo

La relación beneficio – costo de esta alternativa se obtiene de la relación entre el valor presente y la inversión inicial:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNB}{VPNC} = \frac{643,86}{630} \quad \text{Ec. 11}$$

$$\frac{B}{C} = 1,022$$

Observamos que el valor es mayor que uno, esta relación indica que por cada dólar invertido se obtiene 1,022 dólares de beneficio para la Empresa Eléctrica, por lo que se concluye que esta operación si es rentable.

Período de recuperación del capital

Para determinar el período de recuperación del capital, se cuantifica el valor de la inversión inicial de la alternativa, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo:

$$RC = \frac{Co}{Bi} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

RC: Período de recuperación de capital

Co: Inversión inicial

Bi: Beneficios totales

Aplicando la relación se tiene:

$$RC = \frac{630}{643,86} = 0,978 \text{ años}$$

El tiempo de recuperación del capital es de alrededor de un año, para esta alternativa

Análisis económico año 2026

Para la determinación del costo anual de la inversión se requiere distribuir todos los costos en una serie uniforme. Para el análisis del estudio se ha tomado un tiempo de vida de 10 años que es básicamente el periodo de la proyección de la demanda calculada anteriormente.

Beneficio por reducción de pérdidas de energía

Es necesario obtener el beneficio por reducción de pérdidas de potencia que se traducen en pérdidas de energía, por lo tanto el valor obtenido de reducción de pérdidas luego de realizar los correctivos necesarios es de \$ 2551,79 anuales

Como este análisis se lo va a realizar en diferentes tiempos es necesario llevar los valores a un solo punto común en la escala del tiempo y esto se lo puede realizar calculando el valor presente.

Valor presente

Para el análisis es necesario que todos los beneficios se los traiga a valor presente mediante la siguiente ecuación:

$$VP = VA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right] \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

VP: Valor presente

VA: Valor Actual

n: Vida útil del estudio o proyecto, para el análisis de este estudio se estima 9 años.

i: Tasa de descuento, se tomará en base a las tasas activas que establece el Banco Central, el mismo que es del 9,33 %, revisar ANEXO 11.

Aplicando la ecuación tenemos

$$VP = VA * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right]$$

$$VP = 2551,79 * \left[\frac{(1 + 0,0933)^{10} - 1}{0,0933 * (1 + 0,0933)^{10}} \right]$$

$$VP = 16141,29 \text{ USD}$$

El valor presente neto es el valor presente de un conjunto de flujos de efectivo futuros esperado menos su costo de inversión.

$$VPN = VP - CI \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

VPN: Valor presente neto

VP: Valor presente

CI: Costo de inversión

Los costos de inversión se obtienen del total de los presupuestos asignados para cada reconfiguración al año 2026, para este caso se tiene una inversión de \$ 10647,36. Por lo tanto aplicando la fórmula se tiene:

$$VPN = 16141,29 - 10647,36$$

$$VPN = 5493,93 \text{ USD}$$

Tasa de retorno de inversión (TIR)

La tasa de retorno de inversión, es la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos e ingresos que ocurren en períodos regulares dentro de un tiempo determinado, además de interpretar los flujos de caja anualmente.

$$TIR = t_2 - VPN_2 \left(\frac{t_2 - t_1}{VPN_2 - VPN_1} \right) \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

t_2, t_1 : Tasas de interés, para el análisis de este estudio se estiman un $t_1 = 9,33\%$ y $t_2 = 13\%$

VPN_1, VPN_2 : Valor presente neto para las respectivas tasas de interés de oportunidad.

Reemplazando los valores en la ecuación se tiene:

$$TIR = 0,13 - 3199,26 \left(\frac{0,13 - 0,0933}{3199,26 - 5493,93} \right)$$

$$TIR = 18,12\%$$

La tasa interna de retorno es mayor a 9,33 %, que es la tasa activa considerada.

Relación beneficio – costo

Es la relación entre el valor presente respecto a la inversión inicial.

$$\frac{B}{C} = \frac{VPNB}{VPNC} = \frac{16141,29}{10647,36}$$

$$\frac{B}{C} = 1,51$$

Como se observa la relación beneficio – costo es mayor que uno, lo que indica que el proyecto es factible y que por cada dólar invertido se obtiene 1,51 dólares de beneficio.

Período de recuperación del capital

Para determinar el período de recuperación del capital, se cuantifica el valor de la inversión inicial de la alternativa, es decir los costos y los beneficios, con lo cual mediante la siguiente relación se determina el tiempo:

$$RC = \frac{Co}{Bi}$$

$$RC = \frac{10647,36}{16141,29} = 0,66 \text{ años}$$

Se observa que el proyecto es factible ya que el tiempo de recuperación del capital es de aproximadamente 8 meses.

Resumen del análisis financiero del proyecto

En la Tabla 25 se resume los valores obtenidos del beneficio en el tiempo de 10 años, visualizando la inversión inicial, Beneficio del proyecto, Valores presentes, Tasa interna de retorno y relación Beneficio – Costo que en las dos alternativas si son rentables.

Tabla 25: Resumen de resultado análisis económico

Detalle	Unidad	Año	
		2017	2026
Inversión	USD	650	10647,36
Beneficio	USD	643,86	\$ 2.551,79
VP	USD	-	16141,29
VPN	USD	-	5493,92667
Tasa	%	9,33	9,33
B/C		1,022	1,51

Realizado por: Los Autores.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Mediante una investigación bibliográfica se revela que existen varias alternativas que permiten mejorar la calidad de servicio eléctrico entregado a los usuarios finales, tomando en cuenta disminuir caídas de voltaje y disminuyendo pérdidas tanto técnicas como económicas.
- Mediante la simulación en el software CYMDIST, se realizó flujos de carga al Alimentador 2 de la Subestación Pujilí, lo cual permitió conocer que, en estado actual no presenta mayores inconvenientes en sus parámetros de operación, pero es necesario realizar un balance de carga para disminuir pérdidas técnicas y económicas y mejorar la calidad de servicio
- Se realizó la proyección de la demanda mediante el método de análisis de períodos anteriores, esto permitió efectuar un análisis del Alimentador en años futuros, y observar que al año 2026 presentará caída de voltaje y sobrecarga tanto en líneas como en transformadores, por lo tanto es necesario realizar un cambio de calibre de conductor en dos zonas , instalar un banco de capacitores monofásico de 300 kVAR e instalar un regulador de voltaje de 65 kVA a 13,8 kV, esto permitirá garantizar que en el período de estudio del presente proyecto el sistema de distribución cumpla con las normas ecuatorianas vigentes.

RECOMENDACIONES

- Es necesario que la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. realice un seguimiento continuo a sus redes eléctricas de distribución y equipos, en especial a las que se encuentran más alejadas de las subestaciones, ya que estos son los más propensos a operar fuera de los parámetros nominales, ocasionando pérdidas al sistema provocando que no sea un sistema confiable para el incremento de la demanda.
- El alimentador Pujilí Centro – Alpamalag requiere de varias configuraciones para su correcto funcionamiento por lo tanto se recomienda implementar los cambios propuestos en el proyecto respecto al crecimiento de la demanda al año 2026.
- Una vez implementadas las alternativas propuestas es recomendable que se realice un estudio de carga así como también un estudio de coordinación de protecciones debido a que al realizar los cambios propuestos y el incremento de la demanda se afectarían considerablemente, dejando vulnerable el sistema ante fallas y cortocircuitos.

15. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Citada

- AGENCIA de Control y Regulación de Electricidad - ARCONEL . (2013). Metodología propuesta por el MEER para la proyección de la demanda . 7.
- ARCONEL, A. d. (2017). Pliego Tarifario Para las Empresas Elécticas. Ecuador.
- ASAMBLEA NACIONAL DEL ECUADOR, E. (16 de Enero de 2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Quito, Pichincha, Ecuador.
- BRAVO, R. L. (2013). Sistemas de Distribución. 8.
- CALLE, R. R. (2013). Eficiencia eléctrica en alimentadores primarios de distribución de la empresa eléctrica Regional Centro Sur C.A. – Ecuador. 48.
- GLOVER & SARMA, J. -M. (2002). “*Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*”. México: Thomson, Tercera Edición.
- GRAINGER & STEVENSON Jr, J. J.-W. (2001). “Análisis de Sistemas de Potencia”. Mexico: Mc. Graw.
- GUANOLUISA, L. E. (2016). COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS A 13,8 kV DE LA S/E PUJILÍ PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI .
- H.N.Ng, M. S. (January 2000). “*Classification of Capacitor Allocation Techniques*”. IEEE Trans.on Power Delivery, vol. 15, n° 1,.
- HOLGUÍN, S. H. (1998). Apuntes generales sobre redes eléctricas de distribución. 28.
- IEEE Transaction on Power System. (2001). “Estudio Dinámico de Estabilidad de Tensión Comparando Modelos de Carga Estática y Carga Dinámica”. IX Encuentro Latino-Americano CIGRE.
- IEEE Transaction on Power System. (1993.). “Load Representation for Dynamic Performance Analysis”. *IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance*.
- JIMÉNEZ, M. (1993). ” *Optimización Técnico - Económica de alimentadores primarios*”. Cuenca.
- JUÁREZ, C. J. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. México: Adriana Espinoza / Sans Serif.
- KERSTING, W., PHILLIPS, W. (1995.). “Distribution Feeder Line Models”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 31(4).

- LEIVA, M. (2001). "Condensadores en Sistemas de Distribución Eléctrica Vía Algoritmos Genéticos". *Tesis de Grado para Ingeniería Eléctrica*. Chile.
- RAMIREZ, C. (2013). *Redes de Distribución de Energía*. 25.
- RIVERA, R. S. (2004). "Estado del Arte en la Ubicación Óptima de Capacitores". *Revista de Ingeniería , Colombia*.
- TURMERO, P. (2013). *Calidad de energía*. 33-34.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, O. (1990). *Electric Utility Engineering Reference Book*. Pennsylvania.

Electrónica

INTERFACE INTERACTIVA EN LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE CONDENSADORES EN SDDE

Disponible en:

<http://www.iansa.com.pe/Control%20de%20tension%20y%20potencia%20reactiva.PDF>

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE CAPACITORES EN REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS HEURÍSTICAS

Disponible en:

<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9880/1/2006AJIEE-13.pdf>

CYME – PROGRAMA DE ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS

Disponible en:

<http://www.cyme.com/es/software/cymdist/>

ESTADÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Disponible en:

<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/reportes-estadisticos/>

16.

ANEXOS

ANEXO 1: SOFTWARE CYMDIST

Descripción general de CYME

El programa CYME es una serie robusta y completa de herramientas avanzadas de simulación para el análisis de redes eléctricas que ayudan y facilitan la planificación, desarrollo y solución de estados emergentes en los sistemas eléctricos de generación, transmisión, distribución e industriales.

CYME brinda grandes funcionalidades en modelación a detalle de cualquier red de transmisión, distribución; puede soportar la creación de redes equilibradas o desequilibradas, de configuración radial o mallada, sean monofásicas, bifásicas o trifásicas, de igual forma se puede modelar subestaciones; también se puede realizar una representación gráfica en forma esquemática o geográfica mediante sistemas de coordenadas, logrando una representación de la red más realista. Las funcionalidades de modelación están respaldadas por grandes bibliotecas de equipos normalizados de la industria y de control que el usuario puede mejorar. El desarrollo continuo del programa CYME, ha desarrollado una interfaz unificada y clara del programa, cubriendo un amplio espectro de análisis que permite realizar simulaciones en cualquier configuración de red. Por ejemplo: flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria, armónicos, coordinación de los dispositivos de protección, etc.

Cymdist

El programa CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada.

El programa de análisis de redes de distribución CYMDIST es una serie de aplicaciones que consta de un editor de red, de módulos de análisis y de bibliotecas de modelos personalizables desde las cuales el usuario puede obtener la solución más eficiente.

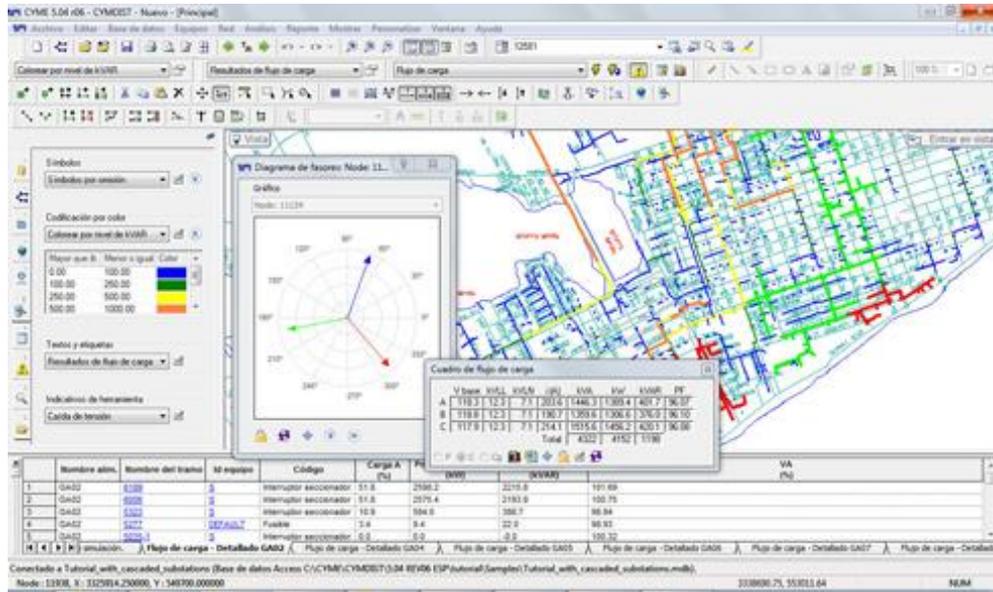
El programa fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. Incluye varias funciones incorporadas necesarias para el planeamiento, la explotación y el análisis de las redes de distribución.

El espacio de trabajo del programa es totalmente personalizable. La representación gráfica de los componentes de la red, los resultados y los reportes puede crearse y modificarse con el fin de satisfacer el nivel de detalle requerido. Los algoritmos de CYMDIST, su flexible interfaz de

usuario y sus amplias bibliotecas se basan en tecnologías innovadoras de ingeniería y en las prácticas y normas de la industria.

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones.

Figura: Ventana principal del Software Cymdist



Fuente: Revista Afinidad Eléctrica, 2008

Características y capacidades

CYMDIST es un módulo del software CYME que permite realizar varios estudios en sistemas de distribución, subtransmisión, equilibrados o desequilibrados, desde sistemas monofásicos a trifásicos, en configuración radial o en anillo; incluye diversas funciones necesarias para una adecuada planificación y análisis de las redes de distribución como:

- Flujo de carga.
- Cálculo de cortocircuito.
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores.
- Balance, distribución y evaluación de cargas.
- Análisis armónico.
- Configuración óptima de la red.
- Administrador avanzado de proyectos y Planificador de redes.
- Modelación de la generación distribuida.
- Análisis dinámico a largo plazo.

- Análisis de confiabilidad (Predictiva e histórica).
- Análisis de contingencias simples con restablecimiento.
- Modelación de subestaciones y de subredes.
- Análisis de redes secundarias malladas.
- Evaluación de riesgos por relámpago de arco.
- Coordinación de dispositivos de protección.

Distribución de carga

El análisis de distribución de carga, es empleado para ajustar la carga conectada a la medida de la demanda máxima de la cabecera del alimentador. El programa asigna una porción de carga a cada fase del circuito de acuerdo a los consumos ingresados. Los métodos de distribución de carga se realiza de acuerdo a los kVA conectados, consumo por transformador (kWh), el consumo real (kVA o kW) o por el método de la REA (Rural Electrification Administration).

El método empleado para realizar el análisis de los alimentadores primarios del presente proyecto es, la distribución de carga por consumo de los transformadores (kWh), por ser el método que se asemeja a la operación real del sistema ya que se sabe con exactitud cuáles son los consumos de cada cliente y por consiguiente de cada transformador; añadiendo a lo anterior, también se necesitan los datos de demanda en KW pico y factor de potencia en el Alimentador

Balance de carga

El balance de fases consiste en transferir carga entre fases de cada uno de los nodos del sistema, esta transferencia se realiza de forma manual teniendo en cuenta los diferentes tipos de conexión de las cargas. El balance total del sistema no es posible conseguirlo debido a las características de desbalance propias de las cargas y las configuraciones de las líneas (monofásicas, trifásicas, etc.)

El software Cymdist plantea cuatro modalidades para realizar el balance de carga de un sistema de distribución:

- Minimizar las pérdidas
- Equilibrar las cargas
- Equilibrar las corrientes
- Equilibrar las tensiones

Cada una de estas necesita que el usuario ingrese sus respectivas características de cálculo

Herramienta para la creación de reportes

El programa ofrece varios modelos de reportes para todo tipo de análisis. Se puede combinar o crear nuevos reportes, utilizar cualquier variable del programa Cymdist, crear sus propias expresiones matemáticas usando cualquier variable, se puede exportar a Microsoft Excel los resultados de los reportes, además permite definir los resultados de los análisis en reportes Web.

Modelación detallada de subestaciones en Cymdist y análisis de redes secundarias

Modelación detallada de subestaciones.

El módulo complementario Modelación detallada de subestaciones del programa Cymdist ofrece al usuario la posibilidad de modelar los componentes principales de cualquier subestación de distribución o subred. El editor gráfico del programa Cymdist permite construir el diagrama unifilar de la subestación. Esto incluye la representación de las barras, alimentadores múltiples, transformadores de potencia, puntos de conexión y dispositivos de protección. Las fuentes de los alimentadores de distribución son las líneas de transmisión que alimentan la subestación. Durante el análisis se toma en cuenta el impacto de todos los componentes de la subestación y de los alimentadores conectados a la subestación. La subestación permite al usuario analizar el efecto provocado en un alimentador por el cambio de las condiciones nominales de funcionamiento de otro alimentador.

Análisis de redes secundarias

El módulo complementario Análisis de redes Secundarias malladas del programa Cymdist fue diseñado para los análisis de flujo de potencia y de cortocircuito en redes de distribución secundarias fuertemente malladas, de cualquier nivel de voltaje. El módulo permite al usuario construir una segunda red eléctrica constituida con sus transformadores y dispositivos de protección, líneas o cables secundarios y transformadores de distribución. El módulo usa el editor gráfico del programa Cymdist para modelar la red secundaria y mostrar los resultados de las simulaciones de flujo de potencia y de cortocircuito en el diagrama unifilar.

Se puede visualizar selectivamente y en detalle cualquier parte del sistema y los resultados globales del sistema de cada tipo de simulación. El módulo también contiene una gama completa de herramientas de presentación para la visualización selectiva y la gestión eficaz de grandes conjuntos de datos como hojas de cálculo, gráficos rápidos y múltiples reportes en función del contexto. Por ejemplo:

- Reportes completos de caída de voltaje y de cortocircuito.
- Reportes de conductores y dispositivos sobrecargados.

- Reportes de condiciones anormales, etc.

Simulación de flujos de carga

El análisis de flujo de cargas tiene por objetivo analizar el desempeño en régimen permanente del sistema de potencia bajo diversas condiciones de funcionamiento. Es la herramienta de análisis de base para el planeamiento, diseño y operación de cualquier sistema eléctrico de potencia permitiendo así determinar los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea del sistema y las tensiones en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación.

En síntesis el análisis de flujos de carga permite:

- Programar las ampliaciones necesarias del SEP y determinar su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles nuevos consumos, nuevas líneas o nuevas centrales generadoras.
- Estudiar los efectos sobre la distribución de potencias, cuando se producen pérdidas temporales de generación o circuitos de transmisión.
- Ayudar a determinar los programas de despacho de carga para obtener un funcionamiento óptimo.

Descripción de la herramienta de simulación de flujos de carga del software CYMDIST.

La resolución de flujos de carga de sistemas de distribución, se realiza por medio de ecuaciones típicamente no lineales y resolverlos requiere el uso de algoritmos iterativos.

Métodos de resolución

Cymdist y el modulo denominado CYMFLOW presentan 5 métodos para la simulación de flujos de carga, estos son:

En redes desequilibradas.- se usa el método de cálculo de Caída de voltaje-desequilibrada. Las técnicas de análisis de flujo de potencia específicamente diseñada para sistemas trifásicos equilibrados, puede presentar malas características de convergencia cuando se aplica a alimentadores de tipo de distribución radial.

Para sistemas equilibrados:

- Caída de voltaje
- Fast Decoupled
- Full Newton-Raphson
- Gauss-Seidel

ANEXO 2: METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE CAPACITORES

Metodología Heurística

El desarrollo de la metodología heurística para la ubicación de capacitores en sistemas de distribución, se basa en una combinación de técnicas. En una primera instancia, a partir de la adición al sistema de un banco de tamaño definido, se construye una solución o esquema de compensación preliminar; entendiéndose por esquema de compensación al conjunto de capacitores, sus tamaños y localizaciones. En una segunda etapa, gracias a las observaciones hechas sobre los resultados de la primera aproximación, se propone mejorar la solución mediante una exploración de sus vecindades; en cada adición o inclusión de un banco de capacitores, sugerida por la etapa inicial, se analiza la posibilidad de reubicar los bancos presentes en las localizaciones cercanas. El análisis se lo realiza efectuando un conjunto de experimentos ficticios relacionados entre sí y observando el impacto que tienen las diferentes acciones sobre las pérdidas y el perfil de voltajes del sistema.

Primera aproximación

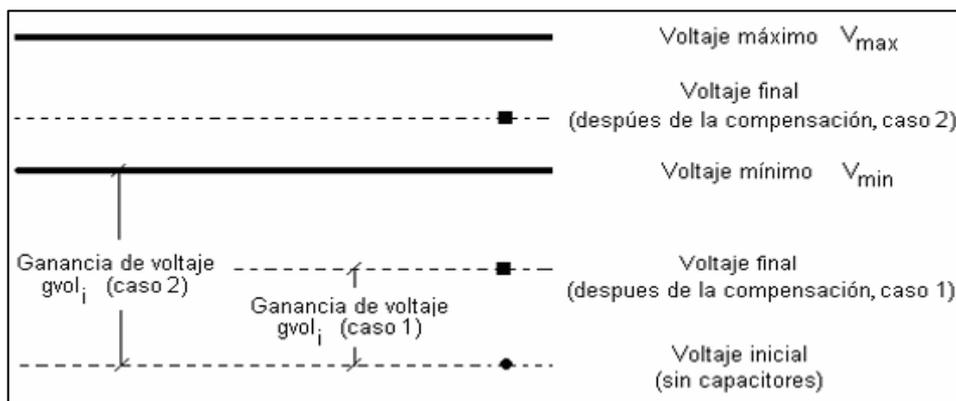
La idea central de la primera etapa consiste en que, a partir de un “banco de prueba” (kvar1) de tamaño conocido, utilizado como un medio virtual que permita medir las repercusiones que ocurren en la red ante la ubicación del banco de compensación en un nodo cualquiera de la red, que cumpla con las restricciones básicas de carga, de voltaje y de que ningún ramal de la red en su conjunto presente un factor de potencia en adelanto. En tal sentido, la aceptación a la instalación temporal del banco de prueba en un nodo del sistema está supeditada al cumplimiento de estas limitaciones. El banco podrá ser fijado en un nodo solo si los requerimientos de reactivos en este punto, determinados por la solución de un flujo de potencia, son mayores a la capacidad del dispositivo de compensación. Así, dado un estado del sistema y la solución del flujo de potencia, se puede establecer un conjunto de nodos aptos o “nodos candidatos” para dar cabida temporal al banco de prueba. Disponiendo del conjunto de potenciales ubicaciones para el banco de prueba (nodos candidatos), los experimentos o simulaciones se llevan a cabo mediante la solución de un flujo de potencia que incluye la adición del componente. La cuantificación de los efectos de la aplicación de los capacitores, a fin de determinar la mejor ubicación o “nodo ganador”, se obtiene mediante una comparación con el caso inicial o base, para el cual, el sistema no ha recibido compensación alguna.

De acuerdo al objetivo primario que se persiga por la aplicación de los bancos de capacitores sobre el sistema de distribución, se han escogido dos parámetros para registrar las bondades o

“beneficios” de un esquema de compensación: la ganancia de voltaje (G_{vol}) y la disminución de pérdidas (D_{per}).

Se considera ganancia de voltaje aquella que acorte o elimine, como consecuencia de la aplicación de bancos de capacitores, la brecha existente entre un voltaje deficiente (inicial) y el mínimo valor requerido (V_{min}). Refiriéndose, a la figura siguiente, sólo se considerará una ganancia de voltaje a la diferencia entre el voltaje final y el voltaje inicial (caso 1) o la existente entre el voltaje mínimo y el voltaje inicial (caso 2). Si el voltaje final llegase a exceder el valor máximo, V_{max} (caso 3), no se considera ninguna ganancia tratándose de una condición indeseable.

Figura: Representación de la ganancia de voltaje en el nodo i.



El ejemplo ilustrativo descrito en la figura anterior corresponde nada más a un nodo del sistema (i), generalizando, para la totalidad de nodos componentes del sistema se puede formalizar el concepto de ganancia de voltaje a través de la expresión:

$$G_{vol_k} = \sum_{i=1}^n g_{vol_i}, k = 1, 2, \dots, n_c$$

Dónde:

G_{vol_k} : Ganancia de voltaje del sistema cuando un banco de capacitores se ha ubicado en el nodo k.

n_c : Número de nodos candidatos

n : Número de nodos-ramas sistema

g_{vol_i} : Ganancia de voltaje del nodo i

A la par, al mismo tiempo que se evalúan las ganancias de voltaje, con la solución del flujo de potencia se determinan las nuevas pérdidas del sistema. Si este valor es sustraído del

correspondiente a las pérdidas originales del sistema, se deduce el margen de reducción o disminución de pérdidas como resultado de la aplicación de capacitores en el sistema de distribución. De manera análoga a la definición anterior, podemos establecer:

$$Dper_k = \sum_{i=1}^n dper_i, k = 1, 2, \dots, n_c$$

Donde:

$Dper_k$: Reducción de pérdidas del sistema cuando un banco de capacitores se ha ubicado en el nodo k.

$dper_i$: Diferencia entre las pérdidas originales y las pérdidas después de la compensación del ramal i

Determinados los nodos candidatos, calculados los parámetros G_{vol} y $Dper$ para las distintas alternativas, se tiene que, si el objetivo que persigue la aplicación es el beneficio técnico de la mejora del perfil de voltajes, el nodo candidato elegido como la mejor opción (nodo ganador) será aquel que mayor ganancia de voltaje presente, con lo cual la tendencia para la instalación de los equipos estará dada por la ubicación en los puntos con deficiencia de voltaje. Por otro lado, si el objetivo es un ahorro en los costos de operación mediante la reducción de pérdidas, el nodo en el que se posicione al capacitor será el asociado con la opción que menores pérdidas totales reporte.

Una vez que se dispone de la ubicación seleccionada por el proceso, se fija el banco de prueba y se evalúa económicamente la acción implementada. Bajo la nueva condición del sistema, con el (los) nuevo(s) elemento(s) incorporado(s) a la red, el ciclo se repite registrando los beneficios técnico-económicos alcanzados al final de la etapa. El proceso se interrumpe si una de las siguientes condiciones es comprobada dentro del mecanismo del algoritmo implementado: el número de unidades disponibles se ha rebasado, no existan nodos candidatos para la ubicación del banco de prueba, existen nodos candidatos pero no cumplen con las restricciones.

Modificaciones y versión final

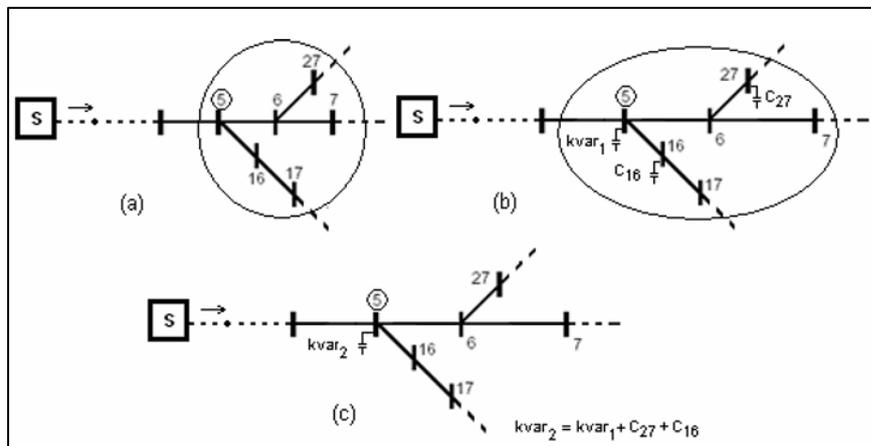
El mejoramiento de la solución entregada por la primera etapa estará dado por una exploración de las proximidades de aquellos puntos sobre los que se decide abordar una acción de compensación. Si bien el aspecto considerado en la evolución de este ejemplo es el aumento del beneficio económico, un proceso análogo fue concebido para el tratamiento de los voltajes. Además, siempre que el esquema de compensación se aproxime al óptimo, las ventajas

secundarias como el control de voltaje y la mejora del factor de potencia pueden también ser alcanzadas en magnitudes razonables.

Si un nodo (nodo ganador) fue seleccionado para alojar un banco de capacitores (banco de prueba $kvar_1$), el algoritmo heurístico propuesto procederá a analizar si la red es capaz de recibir en dicha posición, la potencia reactiva instalada en los nodos vecinos ($kvar_2$).

Supóngase que el nodo en el que se ha elegido localizar inicialmente el banco de prueba corresponde al nodo 5 en la figura (a). Calculados los beneficios de esta opción (beneficio1), la heurística implementada verifica si la conjunción del banco $kvar_1$ con aquellos que se encontrasen presentes en su cercanía, a 2 nodos en dirección del flujo de potencia (nodos 6, 7, 16, 17, 27), tiene un efecto más favorable que operando en forma independiente.

Figura: Esquematzación de la exploración de vecindades.



Con capacitores ubicados previamente en los nodos 16 y 27 de tamaños C_{16} y C_{27} respectivamente, figura (b); el mecanismo a seguir por el algoritmo consistiría en determinar si es posible localizar la capacidad conjunta $kvar_2$ en el nodo ganador, de la misma manera en que se designa a un nodo como candidato. Si la respuesta es positiva, figura (c), entonces se procede a evaluar los beneficios técnico-económicos (beneficio2) que se tendrían como producto de esta nueva alternativa de compensación. Si la opción resultante presenta mejores prestaciones en relación con el objeto de la compensación, la acción de control a ejecutarse vendría dada por la ubicación de un banco de tamaño $kvar_2$ en lugar del tamaño del banco de prueba $kvar_1$.

En la figura anterior se puede observar el diagrama de bloques explicativo para la ejecución de la ubicación óptima de capacitores en el programa Cymdist.

Modelo Matemático de la Ubicación de capacitores

Para la ubicación de capacitores se aplica el flujo de carga estocástico desarrollado y consiste en determinar la mejor configuración de instalación de capacitores en los nodos del sistema de distribución, esto es, determinar en qué nodos deben ser instalados y que tamaño deben tener dichos bancos de capacitores para reducir al máximo las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema, mejorar los perfiles de tensión en el mismo.

El modelo matemático del problema de ubicación de capacitores utilizado es el cual cuya función objetivo busca minimizar los costos por pérdidas de potencia activa en un horizonte de tiempo y los costos de instalación de capacitores en el sistema considerando capacitores fijos y una curva de duración de carga. El modelo matemático general planteado es el siguiente:

$$\begin{aligned} \min v &= k_e \sum_{i=0}^{nt} T_i L_{pi}(Xi) + \sum_{j=1}^{nc} f(u_j^0) \\ G_i(Xi, ui) &= 0 \quad ; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ H_i(Xi) &\leq 0 \quad ; \quad i = 0, 1, \dots, nt \\ 0 &\leq u_j \leq u_j^0 \quad ; \quad j \in C \end{aligned}$$

Donde:

k_e : Costo de la energía en US\$/KWh

T_i : Fracción de tiempo donde la curva de carga se encuentra en el nivel i

$L_{pi}(Xi)$: Pérdidas de potencia activa del sistema cuando la curva de carga se encuentra en el nivel i

$f(u_j^0)$: Función que se representa el costo de los condensadores a ser conectados en los nodos candidatos

$G_i(\mathbf{x}_i, \mathbf{u}_i) = \mathbf{0}$: Ecuaciones de flujo de carga para el nivel de carga i

$H_i(\mathbf{x}_i) \leq \mathbf{0}$: Restricciones operativas para el nivel de carga i

\mathbf{x}_i : Variables de estado

\mathbf{u}_i : Variables de control, inyecciones de potencia reactiva de los capacitores

u_j : Nivel de operación del capacitor localizado en el nodo j

u_j^0 : Tamaño del banco de capacitores que debe ser conectado al nodo j

C : Conjunto de nodos candidatos para instalación de bancos de capacitores fijos

nt : Número de niveles de carga utilizados en la curva de duración de carga anual

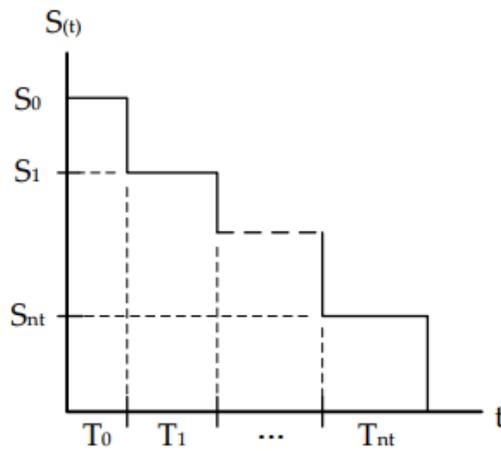
A continuación en la figura se muestra el número de niveles de carga utilizados en la curva de duración de carga anual, esta curva discretiza varios niveles de carga a lo largo del período de tiempo para los cuales debe cumplirse:

$$Pl_{(t)} = S_{(t)}Pl^0$$

$$Ql_{(t)} = S_{(t)}Ql^0$$

Donde Pl^0 y Ql^0 son las cargas pico en los nodos.

Figura: Curva de duración de carga anual



Este es un problema no lineal entero mixto (PNLIM) para el cual los algoritmos convencionales de solución son incapaces de encontrar la solución óptima por lo tanto se resuelve utilizando técnicas metaheurísticas las cuales han demostrado efectividad para encontrar muy buenas soluciones.

Solución

El proceso de solución consiste en determinar cuáles nodos son los mejores candidatos para la instalación de bancos de capacitores con la finalidad de reducir la cantidad de variables de decisión en la etapa de optimización y así reducir el espacio de solución del problema. La idea es encontrar aquellos nodos que reduzcan en mayor medida las pérdidas al instalar en ellos un banco de capacitores y esto se logra encontrando la relación de cambio entre las pérdidas de potencia activa del sistema y las inyecciones de potencia reactiva en los nodos, es decir:

$$\frac{\partial L_p}{\partial Q_i}$$

Donde L_p representa las pérdidas de potencia activa en el sistema y se define con la siguiente ecuación:

$$L_p = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n [\alpha_{jk}(P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk}(Q_j P_k - P_j Q_k)]$$

Donde n es la cantidad de nodos del sistema, P_j y Q_j son las inyecciones de potencia activa y reactiva en el nodo j respectivamente. Y los parámetros α_{jk} y β_{jk} se definen como:

$$\alpha_{jk} = \frac{r_{jk}}{V_j V_k} \cos(\delta_j - \delta_k)$$

$$\beta_{jk} = \frac{r_{jk}}{V_j V_k} \sin(\delta_j - \delta_k)$$

Donde

r_{jk} es el elemento j,k de R_{barra} , la parte real de la matriz Z_{barra} del sistema, V_j y δ_j son la magnitud y ángulo de fase del voltaje en el nodo i respectivamente. Ahora si se aplica la derivada de la ecuación $\frac{\partial L_p}{\partial Q_i}$ se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{\partial L_p}{\partial Q_i} = 2\alpha_{ii}Q_i + \sum_{k=1, k \neq i}^n (\alpha_{ik}Q_k + \beta_{ik}P_k) + \sum_{j=1, j \neq i}^n (\alpha_{ji}Q_j + \beta_{ji}P_j) + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n [(P_j P_k + Q_j Q_k) \frac{\partial \alpha_{jk}}{\partial Q_i} + (Q_j P_k - P_j Q_k) \frac{\partial \beta_{jk}}{\partial Q_i}]$$

Después se realizan las aproximaciones para α , β y las derivadas parciales utilizadas en para simplificar la expresión anterior y obtener

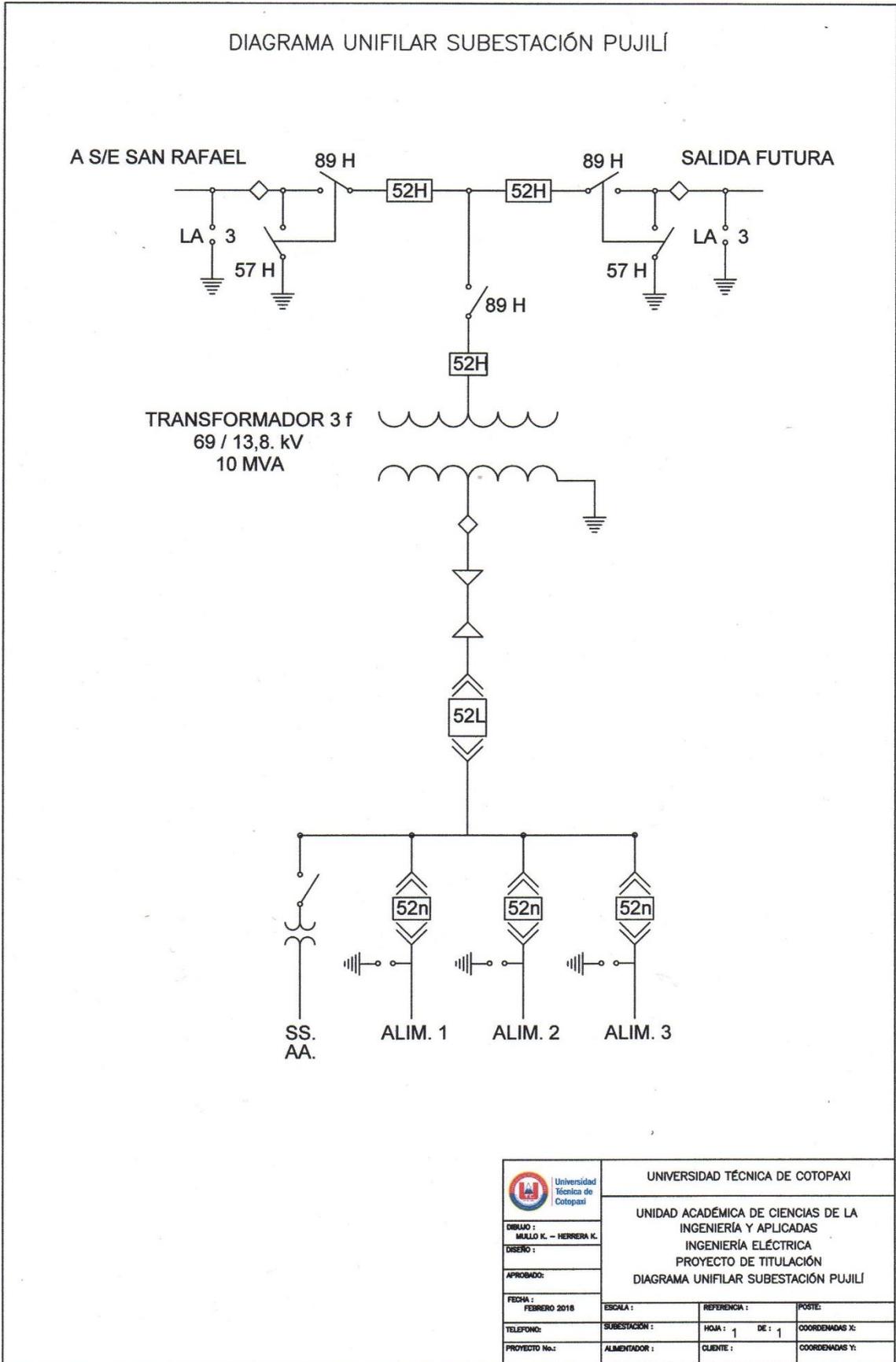
$$\frac{\partial L_p}{\partial Q_i} = 2\alpha_{ii}Q_i + 2 \sum_{k=1, k \neq i}^n (\alpha_{ik}Q_k + \beta_{ik}P_k)$$

La expresión de la ecuación anterior es el Indicador de Sensibilidad que proporciona la razón de cambio de las pérdidas activas del sistema por el cambio de reactivo en el nodo i .

Con base en lo anterior se determinan los nodos candidatos para instalación de condensadores y para esto se sigue el siguiente procedimiento:

1. Resolver el flujo de carga para el sistema sin capacitores.
2. Calcular $\frac{\partial L_p}{\partial Q_i}$ usando la ecuación anterior para todos los nodos del sistema.
3. Ordenar los factores de mayor a menor y seleccionar el primero para instalar un banco de capacitores.
4. Resolver el flujo de carga para el sistema con el banco de capacitores seleccionado.

ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN PUJILÍ



ANEXO 4: TRANSFORMADORES POR CAPACIDAD INSTALADA

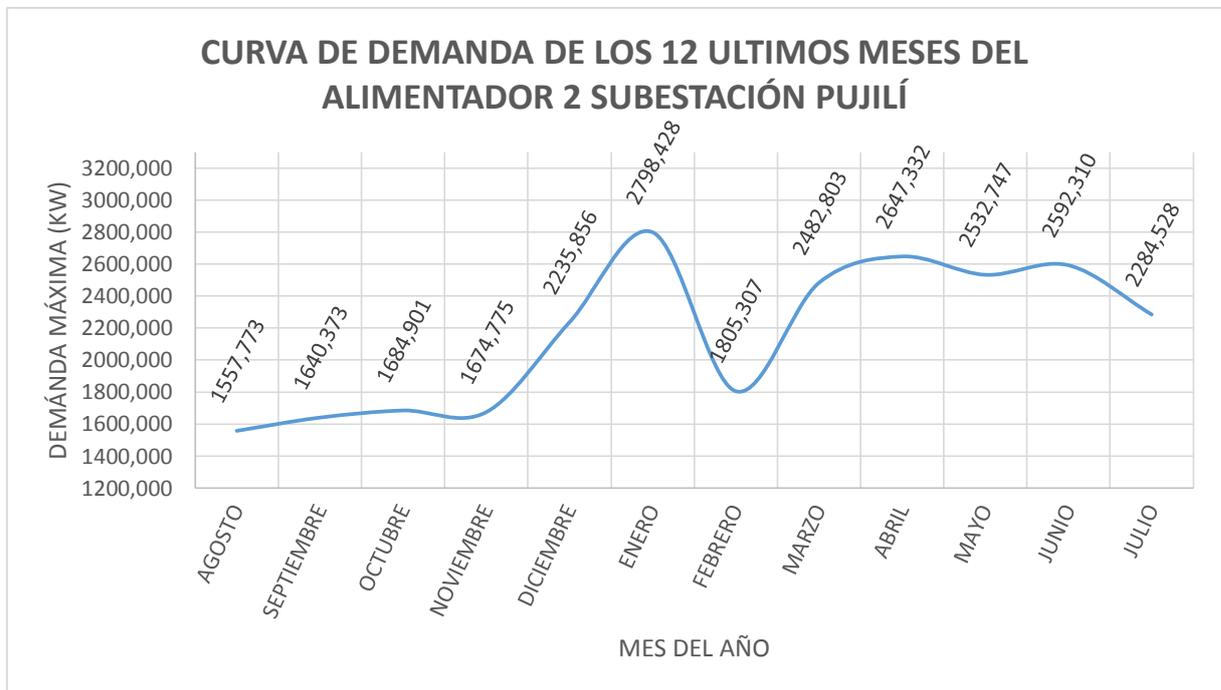
	FASE	CAPACIDAD [KVA]	CANTIDAD [#]	TOTAL TRAF. POR FASE	Capacidad Instalada [KVA]
MONOFÁSICOS	A	5	9	88	1315,00
		10	37		
		15	20		
		25	18		
		37,5	4		
	B	5	22	75	862,50
		10	36		
		15	7		
		25	8		
		37,5	1		
		50	1		
	C	5	15	127	2135,00
		10	41		
		15	25		
		25	37		
		37,5	8		
		50	1		
	TRIFÁSICOS	ABC	30	20	62
45			12		
50			8		
75			7		
100			5		
125			5		
150			4		
250			1		
TOTAL			352	352	8352,50

ANEXO 5: ESTRUCTURAS AÉREAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN A 13,8 KV

		 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable		José Tamayo E10-25 y Lizardo García Telf.: + (593 2) 3976000 www.energia.gob.ec	
REVISIÓN:	02	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) SECCIÓN 5: CÓDIGO DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD PARA LOS SISTEMAS ESTRUCTURAS AÉREAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN			
FECHA:	10/03/2016				
HOJA:	1 de 4				
GRUPO ES	VOLTAJE 13 KV				
ITEM	CÓDIGO	ID. UP-UC	ID. UP-Uca	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	
1	EST0001	EST-1CP	1CPT	Est. 13 kV 1F Centrada Pasante	
2	EST0002	EST-1CA	1CAT	Est. 13 kV 1F Centrada Angular	
3	EST0003	EST-1CR	1CRT	Est. 13 kV 1F Centrada Retención	
4	EST0004	EST-1CD	1CDT	Est. 13 kV 1F Centrada Doble retención	
5	EST0005	EST-1VP	1VPT	Est. 13 kV 1F En volado Pasante	
6	EST0006	EST-1VA	1VAT	Est. 13 kV 1F En volado Angular	
7	EST0007	EST-1VR	1VRT	Est. 13 kV 1F En volado Retención	
8	EST0008	EST-1VD	1VDT	Est. 13 kV 1F En volado Doble retención	
9	EST0009	EST-1BA	1BAT	Est. 13 kV 1F Bandera Angular	
10	EST0010	EST-1BD	1BDT	Est. 13 kV 1F Bandera Doble retención	
11	EST0011	EST-2CP	2CPT	Est. 13 kV 2F Centrada Pasante	
12	EST0012	EST-2CA	2CAT	Est. 13 kV 2F Centrada Angular	
13	EST0013	EST-2CR	2CRT	Est. 13 kV 2F Centrada Retención	
14	EST0014	EST-2CD	2CDT	Est. 13 kV 2F Centrada Doble retención	
15	EST0015	EST-2VP	2VPT	Est. 13 kV 2F En volado Pasante	
16	EST0016	EST-2VA	2VAT	Est. 13 kV 2F En volado Angular	
17	EST0017	EST-2VR	2VRT	Est. 13 kV 2F En volado Retención	
18	EST0018	EST-2VD	2VDT	Est. 13 kV 2F En volado Doble retención	
19	EST0019	EST-3CP	3CPT	Est. 13 kV 3F Centrada Pasante	
20	EST0020	EST-3CA	3CAT	Est. 13 kV 3F Centrada Angular	
21	EST0021	EST-3CR	3CRT	Est. 13 kV 3F Centrada Retención	
22	EST0022	EST-3CD	3CDT	Est. 13 kV 3F Centrada Doble retención	
23	EST0023	EST-3SP	3SPT	Est. 13 kV 3F Semicentrada Pasante	
24	EST0024	EST-3SA	3SAT	Est. 13 kV 3F Semicentrada Angular	
25	EST0025	EST-3SR	3SRT	Est. 13 kV 3F Semicentrada Retención	
26	EST0026	EST-3SD	3SDT	Est. 13 kV 3F Semicentrada Doble retención	
27	EST0027	EST-3VP	3VPT	Est. 13 kV 3F En volado Pasante	
28	EST0028	EST-3VA	3VAT	Est. 13 kV 3F En volado Angular	
29	EST0029	EST-3VR	3VRT	Est. 13 kV 3F En volado Retención	
30	EST0030	EST-3VD	3VDT	Est. 13 kV 3F En volado Doble retención	
31	EST0031	EST-3HP	3HPT	Est. 13 kV 3F Dos Postes Pasante	
32	EST0032	EST-3HR	3HRT	Est. 13 kV 3F Dos Postes Retención	
33	EST0033	EST-3HD	3HDT	Est. 13 kV 3F Dos Postes Doble retención	
34	EST0034	EST-3TR	3TRT	Est. 13 kV 3F Tres Postes Retención	
35	EST0035	EST-3TD	3TDT	Est. 13 kV 3F Tres Postes Doble retención	
36	EST0036	EST-3BA	3BAT	Est. 13 kV 3F Bandera Angular	
37	EST0037	EST-3BD	3BDT	Est. 13 kV 3F Bandera Doble retención	
38	EST0038	EST-3NP	3NPT	Est. 13 kV 3F Neutro Alineado en Cruceta Centrada Pasante	
39	EST0039	EST-1CP+1CR	(1CP+1CR)T	Est. 13 kV 1F Centrada Pasante deriv. 1F Centrada Retención	
40	EST0040	EST-1CP+1BA	(1CP+1BA)T	Est. 13 kV 1F Centrada Pasante deriv. 1F Bandera Angular	
41	EST0041	EST-1CA+1BA	(1CA+1BA)T	Est. 13 kV 1F Centrada Angular deriv. 1F Bandera Angular	

ANEXO 6: DATOS DE CABECERA DEL ALIMENTADOR 2 DE LA SUBESTACIÓN PIJILÍ

AÑO	MES	FECHA	HORA	IA	IB	IC	FPA	FPB	FPC	kW tot	kVAR tot
2016	AGOSTO	18/08/2016	19:20:00	55,907	66,360	85,135	-97,845	-97,240	-97,846	1557,773	319,314
2016	SEPTIEMBRE	15/09/2016	19:10:00	56,817	68,042	86,479	-97,558	-97,061	-97,740	1640,373	351,109
2016	OCTUBRE	20/10/2016	19:10:00	58,388	70,317	89,738	-97,129	-96,956	-97,347	1684,901	388,840
2016	NOVIEMBRE	27/11/2016	19:20:00	60,623	73,637	90,505	-98,512	-97,175	-97,262	1674,775	353,876
2016	DICIEMBRE	31/12/2016	19:50:00	96,866	94,609	98,865	-98,701	-97,597	-97,841	2235,856	415,608
2017	ENERO	19/01/2017	19:10:00	123,420	117,716	119,707	-98,597	-96,535	-97,217	2798,428	622,585
2017	FEBRERO	12/02/2017	19:30:00	81,722	66,186	84,924	-98,112	-97,238	-97,515	1805,307	334,290
2017	MARZO	28/03/2017	19:30:00	109,356	106,592	105,757	-98,876	-97,900	-98,184	2482,803	404,802
2017	ABRIL	25/04/2017	19:10:00	112,638	113,316	112,666	-98,947	-98,167	-98,392	2647,332	414,528
2017	MAYO	19/05/2017	19:20:00	111,297	110,522	104,989	-98,861	-97,897	-98,214	2532,747	423,470
2017	JUNIO	07/06/2017	19:30:00	115,758	113,488	106,801	-98,955	-97,842	-98,110	2592,310	429,230
2017	JULIO	02/07/2017	19:30:00	99,212	97,644	98,696	-98,996	-98,600	-98,604	2284,528	314,275



ANEXO 7: PASOS PARA LA MODELACIÓN EN EL SOFTWARE CYMDIST

Sistema De Subtransmisión Georeferenciado

El software Cymdist nos presenta un interfaz que permite modelar el SEP con sus elementos referenciados geográficamente. Esto representa ventajas en la gestión y planificación del SEP. Además las ventajas en Cymdist son tal que se puede trabajar con un estudio en donde se registran únicamente el sistema de subtransmisión con las respectivas subestaciones y líneas, para luego importar el estudio que contiene al sistema de medio voltaje con sus alimentadores. Consiguiendo de esta manera la integración.

Módulo mapa de fondo de Cymdist

El módulo Mapa de fondo coloca un mapa en segundo plano tras el diagrama unifilar. El mapa consiste en una o varias “capas” u “hojas” (imágenes de mapas individuales). CYME puede importar y presentar formatos de archivo nativo AutoCAD, archivos de forma ESRI u otros formatos soportados por MapServer (convertidos en archivos .gsf).

Parámetros del sistema en estudio

Para realizar un estudio de un sistema de distribución, es necesario ingresar los parámetros que permiten configurar las características principales del sistema, como son:

- Frecuencia (Hz);
- Potencia base (MVA);
- Voltaje base (V);
- Entre otros,

Como se muestra en el cuadro de dialogo que presenta el programa CYMDIST, ilustrado en la figura siguiente.

Figura: Parámetros del sistema en estudio.

Parámetros del sistema	
Frecuencia del sistema:	50,0 Hz
Potencia de base:	100,0 MVA
Tensión de base:	120,0 V
Temperatura exterior:	77,0 °F

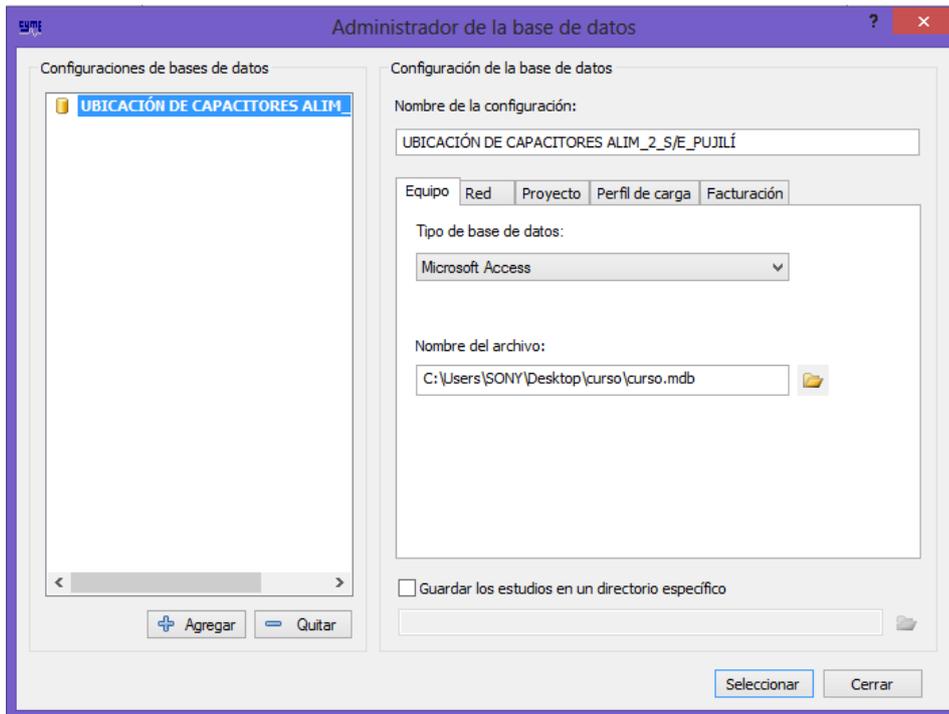
Parámetros de cálculo de la línea	
Resistividad promedio de tierra:	100,0 Ohmios-m
Modelo de retorno por tierra:	Infinito y uniforme
Resistencia del conductor:	R@25°C

Realizado por: Los Autores

Creación de la base de datos

Al realizar estudios en el programa CYMDIST, se crea una base de datos que almacenará la modelación digital del sistema, además en esta base estarán las características de los conductores, cables, transformadores, elementos de protección y los diferentes elementos que conforman un sistema de distribución. La base de datos se creó con el nombre de “UBICACIÓN DE CAPACITORES ALIM_2_S/E_PUJILÍ”, como se ilustra en la figura siguiente.

Figura: Creación de la base de datos en CYMDIST



Realizado por: Los Autores

Modelación de equipos

Fuentes equivalentes

Las fuentes equivalentes son el punto de partida de la red, representan la impedancia equivalente del sistema, en el lado de alto voltaje de la S/E Pujilí, es decir en la barra de 69 kV; denominada también impedancia equivalente de Thévenin.

Para la modelación de fuentes equivalentes se requiere:

- Voltaje nominal;
- Capacidad nominal;
- Configuración;
- Impedancias del equivalente.

Figura: Ingreso de una fuente equivalente.

Equivalente de fuente

Lista de equipos

- DEFAULT
- P3S2

General

Tensión del equivalente de fuente

Nominal: 13,8 kVLL

Servicio: 13,8 kVLL

Ángulo de fase: 0,0 Grados

Capacidad nominal

Capacidad: 5,0 MVA

Configuración de la fuente

Impedancias del equivalente de fuente

	R	X	
Z1:	0,2566	1,7709	<input type="radio"/> Ohmios
Z0:	1,3973	11,1901	<input checked="" type="radio"/> p.u. (100,0 MVA)

Calcular usando la potencia de cortocircuito:

Calcular usando los detalles de la fuente:

Realizado por: Los Autores

Para el cálculo de impedancias equivalente de la fuente, se realiza mediante el ingreso de las potencias de cortocircuito trifásico y monofásico y la relación de cortocircuito X/R, como se indica en la figura siguiente.

Los datos de potencia de cortocircuito y relación de X/R de la S/E Pujilí en la barra de 13,8 kV, fueron proporcionados por el Departamento de Planificación de ELEPCO S.A.

Figura: Potencia de cortocircuito.

Potencia de cortocircuito

Información del sistema

Tensión: 13,8 kVLL

Datos de cortocircuito

	MVA	X / R
Trifásicos:	55,886	6,901
Monofásicos:	20,195	7,711

Realizado por: Los Autores

Transformadores

Los datos necesarios para modelar correctamente un transformador se ilustra en la figura siguiente y son:

- Tipo de transformador;
- Capacidad Nominal;
- Voltaje primario;
- Voltaje secundario;
- Pérdidas en vacío;
- Tipo de conexión;
- Impedancias de secuencia.

Figura: Ingreso de transformadores en la base de datos.

Fuente: Postulantes

La base de datos de transformadores, fue creada de acuerdo a lo homologado por el Ministerio de Electricidad Energía Renovable (MEER).

Conductores

Uno de los parámetros de gran importancia para la modelación del sistema de distribución es crear la base de datos correspondiente a los conductores utilizados en las redes de distribución por la ELEPCO S.A.

Los parámetros eléctricos necesarios para el ingreso en el programa CYMDIST fueron obtenidos de los catálogos eléctricos de cada conductor los cuales observa en la tabla siguiente.

Tabla: Conductores ACSR y AAAC de la Westinghouse Electric Corporación.

CARACTERÍSTICA DE CONDUCTORES.							
CÓDIGO	CALIBRE	CAPACIDAD NOMINAL (A)	DIÁMETRO EXTERNO (cm)	DIÁMETRO INTERNO (cm)	RMG (cm)	R a 25°C (Ω/km)	R a 50°C (Ω/km)
PENGUIN	ACSR-4/0 AWG	340	1,43	0,477	0,24811	0,27651	0,36785
PIGEON	ACSR-3/0 AWG	300	1,275	0,4247	0,18288	0,34797	0,44925
QUAIL	ACSR-2/0 AWG	270	1,135	0,3785	0,15545	0,43869	0,55613
RAVEN	ACSR-1/0 AWG	230	1,011	0,3371	0,13594	0,55178	0,69594
SPARATE	ACSR-2AWG	180	0,8255	0,3299	0,15362	0,87613	1,02526
SWAN	ACSR-4 AWG	140	0,65278	0,2614	0,13777	1,39187	0,34175
AMES	AAAC-2 AWG	180	0,742	0,247	0,269	0,876	0,963
AZUSA	AAAC-1/0 AWG	242	0,935	0,312	0,3392	0,5499	0,6046

Fuente: Postulantes

En la figura siguiente se presenta los datos que se deben ingresar en el CYMDIST, para crear la base de datos de conductores necesarios para la simulación de redes de medio voltaje.

Figura: Ingreso de conductores a la base de datos.

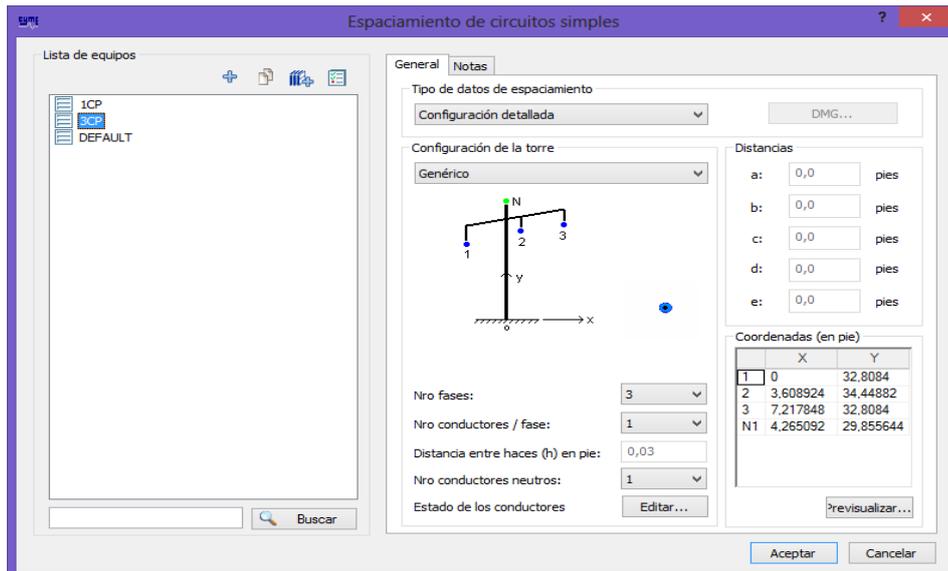
Fuente: Postulantes

Espaciamiento entre conductores

El espaciamiento de los conductores varía de acuerdo al tipo de estructura que se utilizan en los sistemas de distribución, estos son parámetros importantes para determinar las impedancias de las líneas de distribución.

Las distancias que existen entre conductores de acuerdo al tipo de estructura fueron ingresadas conforme a las unidades de propiedad las cuales fueron homologadas por el MEER.

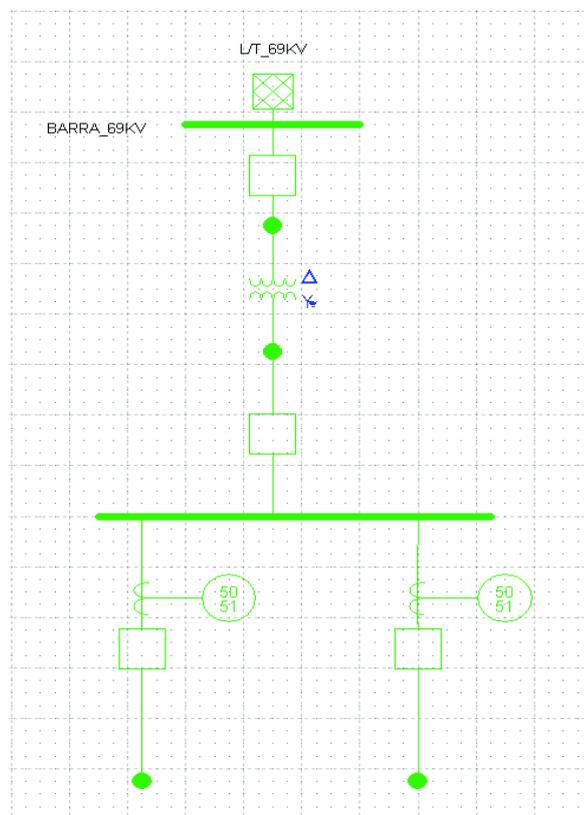
Figura: Espaciamento de estructuras.



Fuente: Postulantes

Modelación de subestaciones

Figura: Modelación detallada de la S/E Pujilí.



Fuente: Postulantes

La modelación de subestaciones ofrece a los usuarios la posibilidad de modelar los componentes principales de cualquier subestación. El editor gráfico del programa CYMDIST, permite construir el diagrama unifilar de la subestación con detalle como:

- Transformador de potencia;
- Dispositivos de protección;
- Barras;
- Alimentadores.

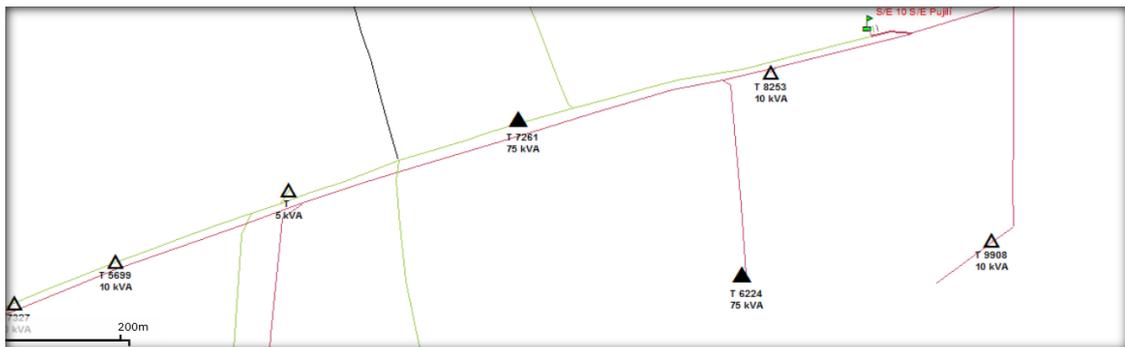
En la figura anterior, se indican la modelación detallada de la S/E Pujilí.

Modelación de alimentadores primarios

La modelación de los alimentadores de la S/E Pujilí, se la efectuó en base a la información que dispone el departamento de Centros de Información para Estudios Técnicos (CIETEC) de ELEPCO S.A. en la cual se encuentran los elementos del sistema geo-refenciados como: postes, calibre de conductor, ubicación de transformadores, fusibles entre otros.

Una vez modelada la S/E como se indica en la Figura 4.9, se procede a crear tramo a tramo el alimentador, tomando en cuenta el tipo de línea, ubicación de transformadores, fusibles y las cargas correspondientes, utilizando los equipos designados con anterioridad en la base de datos, en el caso del presente proyecto el alimentador 2 es el coloreado de verde en la figura siguiente.

Figura: Modelación de alimentadores primarios de la S/E Pujilí.



Fuente: GISELEPCO S.A

**ANEXO 8: DATOS DETALLADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
PERÍODO 2011 - 2026**

PROYECCIÓN DE USUARIOS Y DEMANDA RESIDENCIAL

AÑO	PROYECCIÓN 2018 - 2025	Consumo sector Residencial (KWh)	Consumo específico/mes (Kwh/Abonado residencial)	Tasa de crecimiento abonados residencial (%)	Tasa de crecimiento consumos residencial (%)
HISTÓRICO 2011 - 2017					
2011	3967	2817044,11	59,18		
2012	4141	3091056,34	62,20	4,39	9,73
2013	4312	3399613,04	65,70	4,13	9,98
2014	4439	3896050,13	73,14	2,95	14,60
2015	4486	4476903,10	83,16	1,06	14,91
2016	4842	4644820,71	79,94	7,94	3,75
2017	5012	5267844,00	87,59	3,51	13,41
PROYECCIÓN 2018 - 2025					
2018	5130,00	5590078,56	90,81	2,35	6,12
2019	5298,00	6002122,07	94,41	3,27	7,37
2020	5466,00	6414165,59	97,79	3,17	6,86
2021	5634,00	6826209,11	100,97	3,07	6,42
2022	5803,00	7238252,63	103,94	3,00	6,04
2023	5971,00	7650296,14	106,77	2,90	5,69
2024	6139,00	8062339,66	109,44	2,81	5,39
2025	6307,00	8474383,18	111,97	2,74	5,11
2026	6476,00	8886426,70	114,35	2,68	4,86

PROYECCIÓN DE USUARIOS Y DEMANDA COMERCIAL

AÑO	Número de Abonados sector Comercial	Consumo sector Comercial (KWh)	Consumo específico/mes (Kwh/Abonado comercial)	Tasa de crecimiento abonados comerciales (%)	Tasa de crecimiento consumos comerciales (%)
HISTÓRICO 2011 - 2017					
2011	213	351867,81	137,66		
2012	222	409261,85	153,63	4,39	16,31
2013	233	499351,82	178,60	4,13	22,01
2014	236	501298,78	177,01	2,95	0,39
2015	284	815185,83	239,20	1,06	62,61
2016	297	959524,37	269,23	7,94	17,71
2017	303	1162188,00	319,63	3,51	21,12
PROYECCIÓN 2018 - 2025					
2018	322,00	1220857	315,96	6,27	5,05
2019	339,00	1358261	333,89	5,28	11,25
2020	356,00	1495665	350,11	5,01	10,12
2021	373,00	1633070	364,85	4,78	9,19
2022	390,00	1770474	378,31	4,56	8,41
2023	406,00	1907878	391,60	4,10	7,76
2024	423,00	2045283	402,93	4,19	7,20
2025	440,00	2182687	413,39	4,02	6,72
2026	457,00	2320091	423,07	3,86	6,30

PROYECCIÓN DE USUARIOS Y DEMANDA INDUSTRIAL

AÑO	Número de Abonados sector Industrial	Consumo sector Industrial (KWh)	Consumo específico/mes (Kwh/Abonado industrial)	Tasa de crecimiento abonados industriales (%)	Tasa de crecimiento consumos industriales (%)
HISTÓRICO 2011 - 2017					
2011	114	68278,07	49,91	0,00	0,00
2012	119	173831,40	121,73	4,39	154,59
2013	126	174484,71	115,40	5,88	0,38
2014	125	205978,40	137,32	-0,79	18,05
2015	128	904584,86	588,92	2,40	339,16
2016	116	835140,09	599,96	-9,38	-7,68
2017	102	891936,00	728,71	-12,07	6,80
PROYECCIÓN 2018 - 2025					
2018	135	1111132,12	685,88	32,35	24,58
2019	137	1272692,53	774,14	1,48	14,54
2020	138	1434252,93	866,09	0,73	12,69
2021	140	1595813,33	949,89	1,45	11,26
2022	141	1757373,74	1038,64	0,71	10,12
2023	142	1918934,14	1126,14	0,71	9,19
2024	144	2080494,55	1203,99	1,41	8,42
2025	145	2242054,95	1288,54	0,69	7,77
2026	147	2403615,36	1362,59	1,38	7,21

PROYECCIÓN DE USUARIOS Y DEMANDA OTROS

AÑO	Número de Abonados sector Otros	Consumo sector otros (KWh)	Consumo específico/mes (Kwh/Abonado otros)	Tasa de crecimiento abonados otros (%)	Tasa de crecimiento consumos otros (%)
HISTÓRICO 2011 - 2017					
2011	76	585835,53	642,36		0,00
2012	79	699435,71	737,80	3,95	19,39
2013	83	587775,55	590,14	5,06	-15,96
2014	85	328294,77	321,86	2,41	-44,15
2015	107	1640788,39	1277,87	25,88	399,79
2016	100	2005372,09	1671,14	-6,54	22,22
2017	97	1668816,00	1433,69	-3,00	-16,78
PROYECCIÓN 2018 - 2025					
2018	108	2061449,29	1590,62	11,34	23,53
2019	112	2308371,68	1717,54	3,70	11,98
2020	117	2555294,07	1820,01	4,46	10,70
2021	121	2802216,47	1929,90	3,42	9,66
2022	126	3049138,86	2016,63	4,13	8,81
2023	131	3296061,25	2096,73	3,97	8,10
2024	135	3542983,64	2187,03	3,05	7,49
2025	140	3789906,04	2255,90	3,70	6,97
2026	144	4036828,43	2336,13	2,86	6,52

PROYECCIÓN DE COCINAS DE INDUCCIÓN

AÑO	Número de abonados Resid.	Porcentaje acumulativo de usuarios a instalar la Coc. Ind. (%)	Número de usuarios a instalarse la Coc. Ind.	Factor de Coincidencia de Coc. Ind.	Demanda máxima unitaria	Demanda máxima diversificada	Consumo (kwh-mes)
2011	3967	0	0	-	-	-	-
2012	4141	0	0	-	-	-	-
2013	4312	0	0	-	-	-	-
2014	4439	0	1	-	-	-	-
2015	4486	2,81	126	0,039067	2,4	7,09	5103,56
2016	4842	4,71	228	0,038058	2,4	12,50	8996,64
2017	5012	7,08	355	0,037642	2,4	19,24	13854,73
2018	5130	74,4	3816	0,037044	2,4	203,56	146562,09
2019	5298	79,76	4225	0,037039	2,4	225,35	162249,72
2020	5466	85,12	4652	0,037035	2,4	248,09	178628,01
2021	5634	87,7	4941	0,037033	2,4	263,49	189713,20
2022	5803	90,08	5227	0,037031	2,4	278,73	200683,40
2023	5971	92,66	5532	0,037029	2,4	294,98	212382,48
2024	6139	95,04	5834	0,037027	2,4	311,06	223966,55
2025	6307	100	6307	0,037025	2,4	336,26	242109,94
2026	6476	100	6476	0,037024	2,4	345,27	248592,50

RESUMEN DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

CONSUMO								
AÑO	Residencial sin cocinas de inducción	Cocina de inducción	Comercial	Industrial	Otros	Total con cocina de inducción	Potencia (kW)	Potencia con el incremento del 60% (kW)
HISTÓRICO 2011 - 2017								
2011	2817044		351867,81	68278,07	585835,53	3823025,51	1217,165907	
2012	3091056		409261,85	173831,40	699435,71	4373585,30	1354,142227	
2013	3399613		499351,82	174484,71	587775,55	4661225,12	1507,06534	
2014	3896050		501298,78	205978,40	328294,77	4931622,08	1731,354642	
2015	4476903	5103,56	815185,83	904584,86	1640788,39	7842565,74	2115,711591	
2016	4644821	8996,64	959524,37	835140,09	2005372,09	8453853,89	2262,429659	
2017	5267844	13854,73	1162188,00	891936,00	1668816,00	9004638,73	2732,43	
PROYECCIÓN 2018 - 2026								
2018	5590079	146562,09	1220856,87	1111132,12	2061449,29	10130078,93	3073,941375	5039,248156
2019	6002122	162249,72	1358261,14	1272692,53	2308371,68	11103697,14	3369,382836	5434,488446
2020	6414166	178628,01	1495665,41	1434252,93	2555294,07	12078006,02	3665,033876	5817,514089
2021	6826209	189713,20	1633069,69	1595813,33	2802216,47	13047021,80	3959,078742	6186,060534
2022	7238253	200683,40	1770473,96	1757373,74	3049138,86	14015922,59	4253,088714	6543,213407
2023	7650296	212382,48	1907878,23	1918934,14	3296061,25	14985552,25	4547,31986	6889,878576
2024	8062340	223966,55	2045282,50	2080494,55	3542983,64	15955066,91	4841,516109	7226,143447
2025	8474383	242109,94	2182686,78	2242054,95	3789906,04	16931140,89	5137,702764	7555,445242
2026	8886427	248592,50	2320091,05	2403615,36	4036828,43	17895554,03	5430,350974	7870,073876

ANEXO 9: TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS

Item	Nudo Ubicación	Nro. Equipo	Id equipo	Fase de conexión	Carga (%)	Potencia total de paso (kVA)
1	192	11714	1A25T	A	114,3	29
2	MTA_S_109126	2086	1A15T	B	125,2	19
3	MTA_L_21556	6794	1C5T	B	134,7	7
4	MTA_L_21570	6749	1C5T	B	114,6	6
5	MTA_S_21677	012847	1C37.5T	B	131,8	51
6	MTA_L_21589	5039	1C37.5T	B	148	57
7	MTA_L_21552	8662	1C15T	B	143,4	22
8	MTA_L_136010	8366	1C25T	B	132,1	34
9	MTA_L_143365	9499	1A10T	B	148,9	15
10	246323_MTA	11717	1A25T	B	129,5	33
11	267159_MTA	11705	1A15T	B	389,1	65
12	MTA_L_12746	7601	1A25T	B	170,8	44
13	MTA_L_12770	7594	1C15T	A	163,6	25
14	MTA_L_21646	7833	1C10T	A	391	43
15	207	11713	1A25T	B	119,9	31
16	252	11712	1A25T	C	245,4	65
17	MTA_S_21466	10564	1A37.5T	A	102,4	39
18	MTA_L_21451	8217	1C10T	A	197,8	21
19	MTA_S_21457	6918	1C15T	A	185,4	29
20	259	11710	1A25T	A	106,6	27
21	MTA_L_30279	1667	1A25T	C	158,2	41
22	MTA_L_30244	5034	1C10T	B	114,4	12
23	MTA_L_30235	7881	1C10T	B	136,3	14
24	MTA_L_30268	7882	1C10T	B	146,7	15
25	30223_MTA	5691	1C10T	C	228,3	24
26	163524_MTA	9890	1A10T	C	146,6	15
27	77775_MTA	5380	1A15T	A	242,2	38
28	77814_MTA	932	1A15T	A	199,3	31
29	77804_MTA	4308	1C25T	A	206,6	54
30	135408_MTA	9503	1A15T	A	228,4	36
31	77802_MTA	8868	1C10T	B	114	12
32	135396_MTA	9502	1A15T	A	157	24
33	77855_MTA	4366	1C25T	C	102,2	26
34	MTA_L_80805	975	1A5T	B	128,7	7
35	80972_MTA	991	1A15T	A	256,4	41
36	MTA_L_80966	996	1A5T	A	125,8	6
37	MTA_L_81001	995	1A10T	A	106,8	11
38	MTA_L_81141	10697	1A15T	A	172,4	27
39	MTA_L_81150	1014	1A10T	A	126,2	13
40	MTA_L_81169	1016	1A10T	A	154,7	16

Item	Nudo Ubicación	Nro. Equipo	Id equipo	Fase de conexión	Carga (%)	Potencia total de paso (kVA)
41	81199_MTA	5051	1C10T	A	197,8	21
42	MTA_L_81132	1012	1A10T	A	118	12
43	MTA_L_81077	1007	1A5T	C	203,6	11
44	MTA_L_268806	93480	1A15T	C	107,8	17
45	80919_MTA	988	1C15T	B	133,1	21
46	MTA_L_80789	971	1A5T	A	309,3	17
47	78016_MTA	953	1C10T	C	311,9	34
48	MTA_L_80777	958	1A10T	B	129	13
49	80670_MTA	963	1A15T	C	106,5	16
50	80692_MTA	5975	1C5T	C	204	11
51	80682_MTA	964	1A10T	C	221	23
52	80756_MTA	7314	1C5T	C	215,5	11
53	80668_MTA	9747	1C10T	C	131,4	14
54	80649_MTA	7860	1C15T	C	182,5	29
55	78030_MTA	960	1C10T	C	118,1	12
56	547	10963	1A10T	A	142,4	15
57	562	10951	1A10T	A	238,9	25
58	45	951	1A10T	A	368,7	41
59	77939_MTA	945	1C10T	C	142,8	15
60	77827_MTA	934	1C10T	C	315,6	34
61	330	11683	1A10T	A	178	19
62	333	11701	1A10T	A	168,3	17
63	324	11708	1A25T	A	105,2	27
64	345	11707	1A25T	C	151,4	39
65	MTA_L_29448	765	1A5T	C	173,9	9
66	MTA_L_29465	770	1A10T	C	107,6	11
67	MTA_L_110414	9291	1A5T	A	241,2	13
68	473	9085	1A10T	C	188	20
69	462	7832	1A5T	C	231,6	12
70	521	7080	1C5T	C	122,3	6
71	501	11702	1A15T	A	126,2	19
72	492	11704	1A15T	B	147,2	23
73	MTA_L_30619	813	1A10T	C	101,6	10
74	MTA_L_30754	778	1A5T	C	114,6	6
75	MTA_L_30761	777	1A5T	C	111,3	6
76	MTA_S_30100	774	1A10T	B	112,5	12
77	MTA_L_12674	717	1C10T	C	130,3	13
78	MTA_L_12661	716	1C25T	C	128,2	33
79	MTA_L_12653	7690	1C15T	C	218	34
80	MTA_L_12544	7433	1C5T	C	125,8	6

ANEXO 10: COSTOS DE MATERIALES Y BANCOS DE CAPACITORES

a.	CAPACITORES	PRECIO (\$)
1	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 50 kVAr	926,57
2	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 100 kVAr	1104,00
3	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 200 kVAr	1458,86
4	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 6 kV, 300 kVAr	1971,43
5	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 50 kVAr	1320,86
6	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 100 kVAr	1498,29
7	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 200 kVAr	1853,14
8	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 13 kV, 300 kVAr	2365,71
9	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 50 kVAr	1715,14
10	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 100 kVAr	1892,57
11	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 200 kVAr	2247,43
12	Capacitor Monofásico Fijo, BIL 110kV, 22 kV, 300 kVAr	2760,00
13	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 6 kV, 200 kVAr	26604,43
14	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 6 kV, 300 kVAr	27117,00
15	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 13 kV, 200 kVAr	26998,71
16	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 13 kV, 300 kVAr	27511,29
17	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 22 kV, 200 kVAr	27393,00
18	Capacitor Monofásico Automático, BIL 110kV, 22 kV, 300 kVAr	27905,57
19	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 50 kVAr	2024,66
20	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 100 kVAr	2202,09
21	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 200 kVAr	3856,11
22	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 6 kV, 300 kVAr	4098,60
23	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 50 kVAr	2418,94
24	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 100 kVAr	2596,37
25	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 200 kVAr	4250,40
26	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 13 kV, 300 kVAr	4492,89
27	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 50 kVAr	2813,23
28	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 100 kVAr	2990,66
29	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 200 kVAr	4644,69
30	Capacitor Trifásico Fijo, BIL 125kV, 22 kV, 300 kVAr	4887,17
31	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 6 kV, 200 kVAr	29001,69
32	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 6 kV, 300 kVAr	29244,17
33	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 200 kVAr	29395,97
34	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 13 kV, 300 kVAr	29638,46
35	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 22 kV, 200 kVAr	29790,26
36	Capacitor Trifásico Automático, BIL 125kV, 22 kV, 300 kVAr	30.032,74

b.	ESTRUCTURA DE SOPORTE	PRECIO (\$)
1	Estructura de soporte para bancos de capacitores monofásicos y trifásicos	2000,00

ANEXO 11: TASAS ACTIVAS QUE ESTABLECE EL BANCO CENTRAL

<h1>Tasas de Interés</h1>			
enero - 2018			
1. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EFECTIVAS VIGENTES			
Tasas Referenciales		Tasas Máximas	
Tasa Activa Efectiva Referencial para el segmento:	% anual	Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento:	% anual
Productivo Corporativo	8.03	Productivo Corporativo	9.33
Productivo Empresarial	10.01	Productivo Empresarial	10.21
Productivo PYMES	10.45	Productivo PYMES	11.83
Comercial Ordinario	8.03	Comercial Ordinario	11.83
Comercial Prioritario Corporativo	7.72	Comercial Prioritario Corporativo	9.33
Comercial Prioritario Empresarial	9.84	Comercial Prioritario Empresarial	10.21
Comercial Prioritario PYMES	10.64	Comercial Prioritario PYMES	11.83
Consumo Ordinario	16.72	Consumo Ordinario	17.30
Consumo Prioritario	16.46	Consumo Prioritario	17.30
Educativo	9.48	Educativo	9.50
Inmobiliario	10.54	Inmobiliario	11.33
Vivienda de Interés Público	4.98	Vivienda de Interés Público	4.99
Microcrédito Minorista	27.67	Microcrédito Minorista	30.50