



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

**“UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO
EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA”**

**PLAN DE TRABAJO DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**

AUTOR: RUANO VEGA ENRIQUE DAVID

DIRECTOR: DR. PEDRO GARCIA

IBARRA – ECUADOR

2017



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

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

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

La UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE dentro del proyecto Repositorio Digital

Institucional, determinó la necesidad de disponer de textos completos en formato digital con la finalidad de apoyar los procesos de investigación, docencia y extensión de la Universidad.

Por medio del presente documento dejo sentada mi voluntad de participar en este proyecto, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DEL CONTACTO	
Cédula de Identidad	040133536-9
Apellidos y Nombres	RUANO VEGA ENRIQUE DAVID
Dirección	SAN ANTONIO DE IBARRA
E-mail	enrique.ruano@cnt.gob.ec
Teléfono Fijo	062932770
Teléfono Móvil	0960517574
DATOS DE LA OBRA	
Título	“UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA”
Autor	RUANO VEGA ENRIQUE DAVID
Fecha	JULIO 2017
Programa	PREGRADO
Título por el que se aspira:	INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO
Director	DOCTOR PEDRO GARCIA

2. AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD

Yo, RUANO VEGA ENRIQUE DAVID, con cédula de identidad Nro. 040133536-9, en calidad de autor y titular de los derechos patrimoniales del trabajo de grado descrito anteriormente, hago entrega del ejemplar respectivo en forma digital y autorizo a la Universidad Técnica del Norte, la publicación de la obra en el Repositorio Digital Institucional y uso del archivo digital en la Biblioteca de la Universidad con fines académicos, para ampliar la disponibilidad de material y como apoyo a la educación, investigación y extensión, en concordancia con la ley de Educación Superior artículo 144.

3. CONSTANCIAS

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

Ibarra, julio del 2017



Ruano Vega Enrique David

C.I. 040133536-9



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

**CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE GRADO
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Yo, Ruano Vega Enrique David , con cédula de identidad Nro. 040133536-9, manifiesto mi voluntad de ceder a la Universidad Técnica del Norte los derechos patrimoniales consagrados en la Ley de Propiedad Intelectual del Ecuador, artículos 4, 5 y 6, en calidad de autor del trabajo de grado denominado: “UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA”, que ha sido desarrollado para optar el título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, en la Universidad Técnica del Norte, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos concedidos anteriormente. En mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Técnica del Norte.

Ibarra, julio del 2017

Ruano Vega Enrique David

C.I. 040133536-9



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

DECLARACIÓN

Yo, Ruano Vega Enrique David, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; y que éste no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Técnica del Norte, según lo establecido por las Leyes de Propiedad Intelectual, Reglamentos y Normatividad vigente de la Universidad Técnica del Norte.

Ibarra, julio del 2017

Ruano Vega Enrique David

C.I. 040133536-9



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CERTIFICACIÓN

Certifico que la Tesis “UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN BANCO DE CAPACITORES, BASADO EN ALGORITMOS DE LÓGICA DIFUSA” ha sido realizada en su totalidad por el Sr. RUANO VEGA ENRIQUE DAVID portador de la cédula de identidad número: 040133536-9

Dr. Pedro García

Director de Tesis

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado se lo dedico a Dios, quien no me ha abandonado nunca aun en los momentos más difíciles de mi vida, por su infinita misericordia y amor, por darme cada día que pasa vida y salud para lograr mis objetivos, a mi madre quien me supo guiarme por el camino correcto en la vida, a mi querida esposa que es parte fundamental e incondicional de mí felicidad, a mi hijo que es el regalo más grande que Dios me ha dado ya que lucho para que él sea feliz todos los días de su vida, a mis hermanos que siempre han estado presentes en cada logro alcanzado en mi vida, y a todas las personas que estuvieron dispuestas a extenderme su mano con la finalidad de ayudarme.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Técnica del Norte por haberme permitido realizar y culminar mi formación personal, cultural y profesional, a todos los ingenieros de la carrera por haber compartido sus conocimientos necesarios para desempeñarme en mis funciones laborales.

Un agradecimiento especial al DR. PEDRO GARCÍA director del Trabajo de Grado, y a la MgS. ELIANA ORMEÑO, quienes guiaron y contribuyeron permanentemente en este Trabajo de Grado para su elaboración y por la amistad y confianza otorgada.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AC – Corriente Alterna

ARCONEL - Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

ArcGIS - Sistemas de Información Geográfica.

CPSI – Capacitor Placement Switable Index

CYMDIST – Software de análisis en Sistemas de Distribución.

CONELEC – Consejo Nacional de Electricidad.

CELEC – Corporación Eléctrica del Ecuador.

CNEL EP – Corporación Nacional de Electricidad Empresa Publica

DC – Corriente Directa

EMELNORTE - Empresa Eléctrica Regional del Norte.

FC – Factor de carga

Fp – Factor de Potencia

GMR – Radio Medio Geométrico

IEEE – Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

IV – índice de Voltaje

IPP – Índice de pérdidas de potencia

IC – Índice de ubicación del Condensador

KVAR – Kilo Volta Amperio Reactivo

KVA – Kilo Volta Amperio

KV – Kilo Voltio

KW – Kilo Vatio

KWh – Kilo vatio por hora

KVLL – Kilo Voltio Línea Línea

KVLN – Kilo Voltio Línea Neutro

LKV – Ley de Voltaje de Kirchhof

MCI – Motor de Combustión Interna

PRLI – Power Loss Reduction Index

SED – Sistema Eléctrico de Distribución

SEP – Sistema Eléctrico de Potencia

RESUMEN

El problema de estudio realizado en este trabajo sobre la colocación de condensadores ha sido ampliamente discutido en la literatura técnica y aunque los primeros reportes datan de la década de 195. A partir de la década de 1980 ha recibido atención renovada, desde entonces, muchas soluciones se han sugerido como técnicas de identificación, para realizar el planteamiento de un problema complejo de gran escala de programación entera mixta no lineal.

Por tanto, como objetivo general se buscará modificar una técnica de inteligencia artificial, ampliamente usada en los últimos años en problemas similares, para desarrollar una herramienta de solución al problema de optimización de la ubicación y estimación de la capacidad de bancos de capacitores, que sea sencilla en su desarrollo, pero con capacidad de manejar problemas más grandes posteriormente.

Para esto se formulará una metodología basada en cálculos de flujos de potencia con ayuda de la herramienta CYMDIST para obtener los índices de reducción de pérdidas y los índices de caídas de voltaje en el alimentador de estudio, estos índices servirán como variables lógicas de entrada a la segunda herramienta informática utilizada que es el Fuzzy Logic del MATLAB, encontrando como salida un índice de capacidad IC que nos indica la idoneidad del nodo más apto para colocarse un banco de capacitores.

ABSTRACT

The problem of study carried out in this work on the placement of capacitors has been widely discussed in the technical literature and although the first reports date from the decade of 195. Since the 1980's has received renewed attention, since then, many solutions Have been suggested as identification techniques, to perform the approach of a large scale complex problem of nonlinear mixed mixed programming.

Therefore, a general objective will be to modify an artificial intelligence technique, widely used in recent years in similar problems, to develop a solution tool to the problem of optimization of location and estimation of capacity of banks of capacitors, which is Simple in its development, but with capacity to handle bigger problems later.

For this, a methodology based on power flow calculations will be formulated with the help of the CYMDIST tool to obtain the loss reduction indexes and the voltage drop rates in the study feeder, these indexes will serve as input logic variables The second computer tool used is the Fuzzy Logic of MATLAB, finding as output an IC capacity index that indicates the suitability of the most suitable node to place a bank of capacitors.

INTRODUCCIÓN

Un Sistema Eléctrico de Distribución (SED) es el sistema que proporciona el enlace final entre el sistema de transmisión de alta tensión y el consumidor. Un circuito de distribución normalmente utiliza alimentadores primarios o principales y alimentadores laterales para distribuir la electricidad. El alimentador principal se origina a partir de la subestación, y pasa a través de los principales centros de carga y en este alimentador es donde se presentan los problemas a tratar

Debido a las grandes distancias que recorre un alimentador de distribución, las impedancias que presentan las líneas, el desbalance de las cargas y la no transposición geométrica de las líneas de distribución, provocan que ciertos nodos eléctricos de los alimentadores sufran de una caída de tensión tal, que podrían exceder los límites establecidos en la regulación ecuatoriana. Esto repercute en los costos y la calidad del servicio. Para remediar esta situación, se suelen instalar bancos de capacitores a lo largo del alimentador, cada instalación de un banco representa la movilización del personal y todos los costos asociados a esta actividad, por lo cual se busca ser eficiente en encontrar la ubicación de instalación y número adecuado de estos bancos

Contenido

CAPITULO I.....	1
1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACION.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.4 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.5 OBJETIVOS.....	4
1.6 JUSTIFICACION.....	5
CAPITULO 2.....	7
2. MARCO TEORICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP).....	8
2.3 SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP).....	10
2.3.1 Subsistema de generación.....	10
2.3.2 Subsistema de Transmisión.....	11
2.3.3 Subsistema de Distribución.....	12
2.4 SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION (SED).....	12
2.5.1 SISTEMA RADIAL.....	14
2.5.2 SISTEMA EN ANILLO.....	15
2.5.3 SISTEMA DE RED O MALLA.....	16
2.6 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.....	20
2.7 PROBLEMAS EN ALIMENTADORES PRINCIPALES.....	27
2.8 BANCOS DE CAPACITORES.....	32

2.9 LÓGICA DIFUSA	34
<i>CAPITULO 3.....</i>	<i>37</i>
3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DEL ESTUDIO	37
3.1 TIPOS DE INVESTIGACIÓN	37
3.2 METODOS DE INVESTIGACIÓN	37
3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN	38
3.4 DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	39
3.5 DISEÑO	40
<i>CAPITULO 4.....</i>	<i>69</i>
4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	69
4.1 RESULTADOS.....	69
4.2 CONCLUSIONES	78
4.3 RECOMENDACIONES	79

Índice de figuras

Figura 1 Componentes generales de un sistema eléctrico de potencia (SEP).....	8
Figura 2 Capacidad efectiva en generación de energía eléctrica.	11
Figura 3. Sistema radial (Cuevas, 2011)	14
Figura 4 Sistema en anillo (Cuevas, 2011)	15
Figura 5. Sistema de Red o Malla (Cuevas, 2011).....	16
Figura 6. Sobretensión (Lite, 2016).	17
Figura 7 Distorsión armónica de la forma de onda (Seymour, 2001).....	18
Figura 8. Huecos de voltaje (Seymour, 2001).	18
Figura 9. Elevación de voltaje (Seymour, 2001).	19
Figura 10. Interrupción del servicio (Lite, 2016).....	19
Figura 11. Estructura Física de un Sistema de Distribución Aéreo Típico (Gonzales, 2007)..	21

Figura 12. Mapa de un alimentador en ARGIS.....	23
Figura 13 Campos magnéticos mutuos y propios en conductores.....	27
Figura 14 Componentes de la impedancia de línea	29
Figura 15 Componentes de la impedancia de línea	29
Figura 16. Transposición de líneas de distribución.....	30
Figura 17. Alimentador con N nodos y cargas normalmente distribuidas.....	41
Figura 18. Alimentador con N nodos y cargas normalmente distribuidas incluido la instalación de un capacitor.....	43
Figura 19. Alimentador con N nodos y cargas no distribuidas uniformemente incluido la instalación de un capacitor.....	47
Figura 20. IEEE 4 Node Test Feeder	53
Figura 21. Configuración del nodo	54
Figura 22. Circuito ramal del IEEE 4 nodos.....	56
Figura 23. Perfil de voltaje o tensión tomado del CYMDIST	56
Figura 24. Utilización de la herramienta Fuzzy Logic	58
Figura 25. Parametrización de la entrada lógica Índice de reducción de perdidas.....	60
Figura 26. Parametrización de la entrada lógica Índice de caídas de voltaje	60
Figura 27. Parametrización de las salida lógica Índice de Capacitancia	61
Figura 28. Resultados del caso de 4 nodos	62
Figura 29. Flujo de carga en el nodo 1.....	63
Figura 30. Flujo de carga en el nodo 2.....	63
Figura 31. Flujo de carga en el nodo 3.....	63
Figura 32. Flujo de carga en el nodo 4.....	63
Figura 33. Flujo de carga en el nodo 5.....	64
Figura 34. Flujo de carga en el nodo 6.....	64

Figura 35. Flujo de carga en el nodo 7.....	64
Figura 36. Flujo de carga en el nodo 8.....	64
Figura 37. Flujo de carga en el nodo 9.....	64
Figura 38. Reglas lógicas de entrada PRLI y VI para obtener el índice IC	65

Índice de Tablas

Tabla 1. Conjuntos difusos para la altura de una persona.....	35
Tabla 2. Datos del transformador trifásico de potencia	53
Tabla 3. Datos de los calibres del alimentador.....	54
Tabla 3. Datos del transformador de distribución	55
Tabla 3. Datos obtenidos del flujo de carga simulado en CYMDIST.....	57
Tabla 6. Matriz logica de pertenencia	59
Tabla 7. Valores de nodo en potencia e impedancias de las lineas	63
Tabla 8. Variación de potencia y caídas de voltaje en cada nodo	65
Tabla 9. Resultados obtenidos en el toolbox Fuzzy Logic para 10 nodos	66
Tabla 10. Resultados del flujo de carga en el nodo fuente.....	69
Tabla 11. Resultados del flujo de carga en el tramo Fuente – Nodo 1.....	69
Tabla 12. Resultados del flujo de carga en el nodo 1.....	69
Tabla 13. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 1 – Nodo 2.....	69
Tabla 14. Resultados del flujo de carga en el nodo 2.....	70
Tabla 15. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 2 – Nodo 3.....	70
Tabla 16. Resultados del flujo de carga en el nodo 3.....	70
Tabla 17. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 3 – Nodo 4.....	70
Tabla 18. Resultados del flujo de carga en el nodo 4.....	70

Tabla 19. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 4 – Nodo 5.....	70
Tabla 20. Resultados del flujo de carga en el nodo 5.....	71
Tabla 21. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 5 – Nodo 6.....	71
Tabla 22. Resultados del flujo de carga en el nodo 6.....	71
Tabla 23. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 6 – Nodo 7.....	71
Tabla 24. Resultados del flujo de carga en el nodo 7.....	71
Tabla 25. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 7 – Nodo 8.....	71
Tabla 26. Resultados del flujo de carga en el nodo 8.....	72
Tabla 27. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 8 – Nodo 9.....	72
Tabla 28. Resultados del flujo de carga en el nodo 9.....	72
Tabla 29. Resultados del flujo de potencia en los 10 nodos	73
Tabla 30. Resultados obtenidos en una segunda corrida de flujo	74
Tabla 31. Resultados obtenidos en una tercera corrida de flujo	75
Tabla 32. Resultados de los indices de perdidas y voltaje para ingresar a fuzzy toolbox.....	75
Tabla 33. Resultados del indice de voltaje en CYMDIST	76
Tabla 34. Resultados del indice de ubicación de capacitancia.....	76
Tabla 33. Comparacion de indices antes y despues de aplicar el algoritmo	77

CAPITULO I

1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACION

1.1 ANTECEDENTES

El Sistema Eléctrico de Distribución (SED) proporciona el enlace final entre el sistema de transmisión de alta tensión y el consumidor. Un circuito de distribución normalmente utiliza alimentadores primarios o principales y alimentadores laterales para distribuir la electricidad. El alimentador principal se origina a partir de la subestación, y pasa a través de los principales centros de carga.

Los Distribuidores laterales conectan los puntos de carga individuales al alimentador principal con transformadores de distribución en sus extremos. Muchos sistemas de distribución utilizados en la práctica tienen un único circuito alimentador principal y se conocen como sistemas de distribución radiales. Los sistemas radiales son populares debido a su sencillo diseño y bajo precio en general (Mekhamer, 2002).

Para mejorar la eficiencia general de un sistema de potencia, se debe mejorar el rendimiento del sistema de distribución. Eso se realiza mediante la instalación de condensadores en derivación en el sistema de distribución con topología radial. El problema de la asignación de condensador en sistemas de distribución eléctrica, implica la maximización de energía y reducción de pérdidas de potencia. Como mejora un factor de potencia el resultado del sistema de distribución también mejora, además hay una acumulación de ahorro en términos de dinero.

El problema de la colocación de capacitores ha sido ampliamente discutido en la literatura técnica, siendo que desde los años sesenta aparecen los primeros artículos y detallados

especialmente desde los años ochenta, donde comenzaron recibiendo atención renovada como la planificación y la operación del sistema de distribución (En ambos casos hay que dar las referencias). Desde entonces, muchas soluciones se han sugerido tales como técnicas de identificación de los problemas y tomas de decisiones, técnicas de solución de un problema complejo de gran escala, técnicas de programación entera mixta no lineal entre otras. Las técnicas analíticas (Bae, 1978), de programación (Graiger, 1982), la heurística (SF, 2002), programación matemática (Chiang, 1993) y una serie de otros métodos se han desarrollado para resolver el problema. Técnicas de inteligencia artificial se han tratado en los últimos años en busca de una herramienta de solución superior. Debido al rápido crecimiento de la potencia de cálculo, han ido apareciendo y desarrollándose nuevas clases de búsquedas en las últimas décadas, las cuales son capaces de manejar grandes y complejos problemas.

Entre estas técnicas los métodos informáticos evolutivos como Algoritmo genético (Gringer, 1981) y la optimización de Colonia de hormigas (Wadhwa, 2006) han señalado que producen resultados superiores. El recocido simulado y las búsquedas Tabú también han tenido mucho éxito. Sin embargo, un inconveniente común de estas técnicas radica en la enorme tarea informática involucrada en la obtención de la solución, por otro lado, no siempre los esfuerzos de los ingenieros de sistemas han sido suficientes para evitar aplicaciones de solución compleja con intensivos procesos de cálculo. Por eso se busca la utilización de lógicas simples, físicamente comprensibles para resolver los problemas, aunque tales soluciones simplificadas de vez en cuando no pueden encontrar el mejor enfoque en la lógica difusa, implican una menor carga computacional.

Las pérdidas de potencia en un sistema de distribución son significativamente altas debido a las caídas de voltaje que se produce en las líneas de distribución en comparación a la

de un sistema de transmisión de alta tensión (ARCONEL, 2001). La presión de mejorar la eficiencia general de potencia de entrega, obliga a los servicios públicos de energía reducir las pérdidas, especialmente a nivel de distribución.

Los métodos de “solución borrosa” o “lógica difusa” se basan en posiciones relativas de acuerdo a lo que se logra observar o se adapta al mundo real en que vivimos, pudiendo tomar dos valores cualesquiera que se encuentran contextualizados y referidos a quienes observan el proceso o variable, el típico ejemplo de comprensión es el de la siguiente expresión: “aquí hace mucho calor” o “aquí está súper caluroso” en oposición a las frases: “aquí hace un poco de frío” o “está muy frío”.

Lo fundamental es comprender los cuantificadores de cualidad para realizar la deducción que debemos utilizar en este lenguaje, a esto generalmente se le llaman funciones de pertenencia y sirven para modelar sistemas reales que identifican el funcionamiento adecuado de los miembros y es la tarea más difícil en el desarrollo de la solución en las técnicas difusas. Las medidas de voltaje y pérdida de potencia en las barras de la red se han utilizado como indicador para decidir la ubicación y también el tamaño de los capacitores.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las grandes distancias que recorre un alimentador de distribución, las impedancias que presentan las líneas, el desbalance de las cargas y la no transposición de las mismas, provocan que ciertos nodos eléctricos del alimentador sufran de una caída de voltaje, tal que podrían exceder los límites establecidos en la Regulación Eléctrica Ecuatoriana.

Debido a estos problemas técnicos, y operativos se producen pérdidas de potencia y energía en el SED, así mismo son las causas para que el tiempo de vida útil de los dispositivos disminuya, todo este problema se traduce esencialmente en factores económicos de la distribuidora.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo se podría optimizar los recursos económicos en una empresa distribuidora de energía eléctrica, en función de la ubicación óptima de capacitores en el transcurso de un alimentador principal?

1.4 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 DELIMITACIÓN TEMPORAL.

La investigación se realizó en un periodo de 4 meses, desde diciembre del 2016, en el cual se desarrolló por etapas la investigación considerando que hasta marzo del 2017 se tendría las validaciones mediante simulaciones y las respectivas conclusiones de la investigación.

1.4.2 DELIMITACIÓN ESPACIAL.

El estudio se realizó en los laboratorios de la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico de la Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, que es parte de la Universidad Técnica del Norte, ubicada en la avenida Carchi y la avenida 17 de julio, del sector El Olivo, cantón Ibarra de la provincia de Imbabura.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Investigar una técnica de inteligencia artificial, buscando desarrollar una herramienta de solución para encontrar la óptima ubicación de capacitores en un alimentador primario de un sistema eléctrico de distribución.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Optimizar la ubicación del capacitor a ser instalado en un alimentador de cuatro y diez nodos, utilizado para pruebas de la IEEE.
- Optimizar el número del banco de capacitores a ser instalados
- Optimizar la capacidad del capacitor a ser instalado.
- Optimizar los recursos de instalación de los capacitores

1.6 JUSTIFICACION

En la actualidad, la ubicación de los bancos de capacitores para compensación de reactivos se lo realiza utilizando la regla de los 2/3 de la longitud total de un alimentador, lo cual en la práctica no se obtiene resultados óptimos.

REFERENCIAS

- ARCONEL. (2001). *Calidad del servicio electrico de distribucion*. Quito: Agencia de Regulacion y Control de Electricidad.
- Bae, Y. G. (1978). Analitic. *IEEE Transaction*, 1232-1238.
- Chiang, D. (1993). Optimal capacitor placement in distribution system by genetic algorithm. *IEEE electrical power & Energy Sistems*, 155-162.
- Graiger, J. (1982). Capacity release by shunt capacitor placement on distribution feeder. *IEEE transaction and distribution*, 1236-1244.
- Gringer, J. (1981). Optimun size and location of shunt capacitors for reduccion of losses on distribution feeders. *Transactions on power apparatus and systems IEEE*, 1105-1118.
- Mekhamer, S. (2002). Load flow solution of radial distribuion feeder. *International Journal of Electrical Power & Energy System*, 701-707.

SF, M. (2002). New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders. *IEEE transactions on Power Delivery*, 1128-1135.

Wadhwa, C. (2006). En *Electrical power systems*. Delhi: New age international.

CAPITULO 2

2. MARCO TEORICO

2.1 ANTECEDENTES

El suministro de electricidad sobre bases comerciales se basaba inicialmente en generadores de corriente continua que alimentaban principalmente instalaciones especializadas como los sistemas de iluminación de calles, grandes almacenes y teatros. En 1882 la “Holborn Viaduct Generating Station” se constituye como una de las primeras centrales de generación eléctrica en el mundo, estaba localizada en Londres y brindaba el servicio a consumidores privados en oposición a las instalaciones especializadas (WEEDY, 1982). La primera central eléctrica importante de corriente alterna se instaló en Gran Bretaña, en la ciudad de Deptford, funcionó desde 1891 hasta 1983 y fue diseñada por Sebastián Ferranti. La generación se realizaba mediante máquinas de 10.000 HP y se transmitía a 10 kV a los consumidores de Londres (South Western Electricity Historical Society & 0, 2009). En esta época la pugna que existía entre quienes defendían la generación y distribución de energía eléctrica en corriente continua (Thomas Edison & John Pierpont Morgan), contra quienes defendían la corriente alterna (Nikola Tesla & George Westinghouse), llegó a su máxima complejidad e intensidad en Europa. En esta misma época en Estados Unidos y otros países del mundo seguía desarrollándose la industria eléctrica y fue a causa del invento del transformador (Michael Faraday) que prevalecieron los defensores de la corriente alterna (CA). Desde este momento comenzó un rápido desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna (AC).

En 1926, en Inglaterra el Parlamento crea la oficina central de electricidad, con el objeto de interconectar la parte más importante de las 500 centrales que funcionaban mediante un sistema de alto voltaje conocido como *red*.

En 1948 se nacionaliza la industria inglesa de producción de energía eléctrica, y se crean dos organizaciones, *La Comisión de área*, dedicada a la distribución y servicio para los consumidores y *La Comisión de generación de energía*, responsable de la regulación y funcionamiento de la generación y red de transmisión (WEEDY, 1982). Debido a su importancia estratégica, en nuestros días, en casi todos los países del mundo existe un grado de control del gobierno sobre los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (SEP).

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Se define un sistema eléctrico de potencia, como un grupo de elementos y máquinas eléctricas que convierten, transforman y transportan la energía eléctrica, los cuales están convenientemente conectadas y coordinadas para su correcta operación (Kothari & IJ, 2003).

La mayoría de componentes de un sistema eléctrico de potencia se muestra en la figura Figura 1 Componentes generales de un sistema eléctrico de potencia (SEP). El sistema está estructurado por estaciones de generación, líneas de transmisión, estaciones de transmisión, líneas de sub-transmisión, estaciones de sub-transmisión, subestaciones de distribución, alimentadores y todo el sistema de distribución, hasta llegar al usuario o consumidor, que es el principal componente de un sistema eléctrico de potencia.

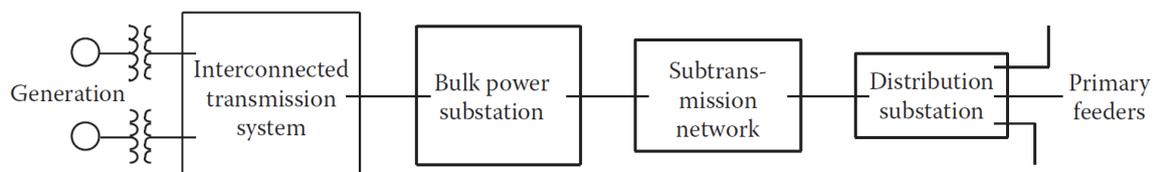


Figura 1 Componentes generales de un sistema eléctrico de potencia (SEP)

Las características más distinguidas que afectan el servicio de distribución de energía eléctrica y tienen una profunda influencia sobre la forma como se debe producir y suministrar dicha energía se presentan a continuación:

- a) La electricidad no puede almacenarse en grandes cantidades y el suministrador tiene poco control sobre su consumo o carga en cualquier instante, es una tarea de control el procurar suministrar instantáneamente cualquier carga conectada, para un nivel de voltaje y frecuencia reglamentados.
- b) Existe un incremento continuo de la demanda de esta energía en proporciones determinadas estadísticamente y de acuerdo al nivel de desarrollo de cada país, por lo cual es otra tarea de control, la planificación y desarrollo de las redes para que se puedan incrementar más elementos en el sistema SEP.
- c) Naturaleza y distribución de la energía disponible. Actualmente la mayor cantidad de energía eléctrica es producida por generadores hidroeléctricos, que en general, se sitúan en zonas alejadas de los centros de carga, por lo que, constituye un problema económico a resolver: la ubicación de la estación de generación y las distancias de transporte.
- d) Una característica no menos importante que antes no se consideraba, pero que en los últimos años viene teniendo mayor peso, es la afectación o impacto ambiental que ocasionan estos sistemas además del impacto visual o paisajista que vienen de la opinión pública en contra de proliferación de líneas y estructuras cuando se presenta grandes demandas de energía eléctrica.
- e) Una característica adicional a considerar es el nivel de tensión y frecuencia de servicio y el número de fases, parámetros que varían de acuerdo al tipo de cliente. En general los niveles de tensión ofertados son: alta tensión, media tensión y baja tensión, la frecuencia de servicio, que se expresa en ciclos por segundo o Hertzios

y que para nuestro sistema es de 60 Hz y el número de fases que en alimentadores primarios es tres, también llamados alimentadores trifásicos

Dada la complejidad de estos sistemas, realizar análisis y estudios en todo el sistema eléctrico de potencia de manera integral, es un problema abierto y de un alto grado de complicación. Es por eso que los investigadores buscan solucionar los problemas de las partes del sistema, a las cuales se les ha denominado subsistemas eléctricos, para luego intentar a acoplar las soluciones ya con el sistema completo.

2.3 SUBSISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP)

A continuación, se da una descripción de un SEP, desde el lugar de la generación hasta el lugar del consumidor, detallando las características generales de cada uno de los subsistemas que lo componen:

2.3.1 Subsistema de generación

Los sistemas de generación transforman energía química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar, además de otras, en energía eléctrica. Las centrales de generación se dividen en dos grandes grupos dependiendo de los recursos usados para su generación.

- Energías renovables y
- energías no renovables.

Dentro de las energías renovables en nuestro país tenemos las energía eólica, fotovoltaica, hidráulica, biomasa y biogás. Para el caso de energías no renovables se tiene, energía térmica MCI (motor de combustión interna), térmicas turbo gas y térmicas turbo vapor.

En Ecuador, hasta el mes de febrero del año 2016, la mayor generación de energía corresponde a energías no renovables, con un 53.5% del total, frente a las renovables, con un porcentaje del 46.5% (ARCONEL, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2017), como se puede observar en la **Figura 2**.

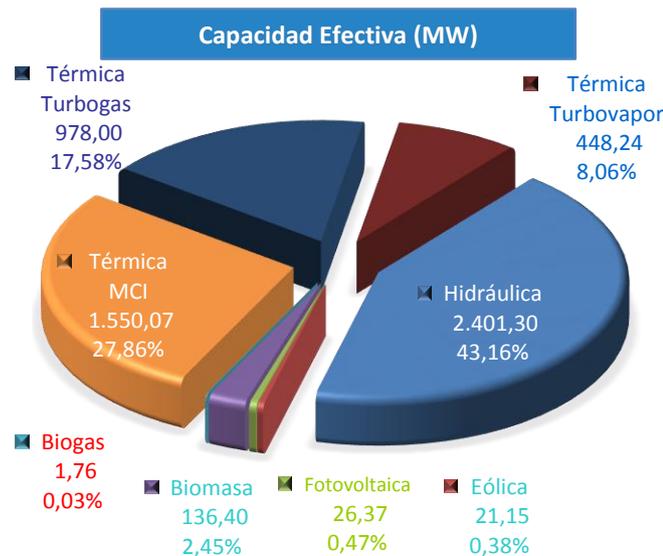


Figura 2 Capacidad efectiva en generación de energía eléctrica.

2.3.2 Subsistema de Transmisión

El sistema de transmisión está compuesto por líneas, las cuales constituyen los eslabones de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución y conducen a otras redes de potencia. Como su nombre lo indica, el objetivo del sistema de transmisión es transportar grandes cantidades de energía desde los centros de generación a los puntos del sistema, interconectar las diferentes centrales y/o diferentes sistemas de potencia. Las líneas de transmisión son los elementos físicamente más extensos del sistema. Las líneas de transmisión operan a niveles de voltaje elevados, esencialmente debido al hecho que al duplicar la tensión de operación se hace cuatro veces mayor la potencia que se puede transmitir (Gonzales, 2007).

2.3.3 Subsistema de Distribución

Esta parte del sistema de potencia está compuesta de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios. La energía eléctrica es transmitida frecuentemente en bloques de magnitud considerable y en altas tensiones, desde el punto de generación hasta el área donde se pretende distribuirla, de ahí que es necesario ejecutar uno o más pasos de transformación para llevarla a los niveles de utilización. El sistema de distribución es el último sub-sistema dentro de los sistemas de potencia antes de llegar a los consumidores. Estos pasos de constituyen las diferentes etapas del sistema de distribución. Dentro de este sistema se distinguen dos grandes niveles, el primario y el secundario.

2.4 SISTEMA ELECTRICICO DE DISTRIBUCION (SED)

El SED es el encargado del suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, dentro de este subsistema las empresas enfrentan una serie de desafíos relativos al suministro de energía eléctrica, y al igual que en el SEP, se tienen características propias que limitan el desempeño de estos sistemas.

- a) **Suministro de energía**, la energía eléctrica presenta grandes dificultades al momento de ser almacenada, en la época actual no se ha encontrado una solución viable para el almacenamiento de la misma, lo que nos presenta un gran problema ya que la energía generada debe ser despachada al momento de producirla, no se la puede guardar como reserva para horas pico (demanda máxima), si a esto le sumamos el poco o nulo control que las distribuidoras tienen sobre el consumo de sus usuarios, tenemos un gran reto al momento del suministro de energía al usuario final, ya que las empresas tienen que contar con disponibilidad de energía para despacharla en horas pico, esto es una tarea bastante complicada, pues el

dimensionamiento de equipos y elementos debe ser el adecuado para dicha operación, además la energía a ser suministrada tiene que cumplir niveles de voltaje y frecuencia mismos que se encuentran reglamentados, para el caso de Ecuador el ente regulador es la (ARCONEL).

- b) **Incremento de demanda**, la demanda de energía crece a un ritmo bastante acelerado, lo que obliga a las empresas distribuidoras a realizar una planificación más detallada de redes y equipos, para lo que se tienen que realizar estudios para obtener proyecciones estimadas de demanda, para estos estudios son varios los factores a tomar en cuenta, entre ellos se encuentran la ubicación geográfica del abonado, tipo de cliente y consumo. El incremento de demanda es un factor determinante al momento de la de la construcción y planificación proyectos de expansión en las empresas distribuidoras.

- c) **Ubicación geográfica**, la ubicación geográfica de las centrales de generación son un tema bastante importante para las empresas distribuidoras, pues de estas depende los costos de la energía reflejados en los valores de las planillas del usuario final. Esto se ve influido por las pérdidas ocasionadas por el transporte de la energía en el caso de centrales situadas en zonas alejadas de los centros de carga, además de lo indicado la ubicación geográfica de los consumidores es también importante en los costos de distribución de las empresas, para una empresa de distribución con usuarios concentrados, los costos de distribución serán menores debido a una menor inversión en líneas de transmisión, y por tanto menos pérdidas, además los costos por lecturas, entrega de planillas, entre otros, son menores que en una empresa con usuarios dispersos.

d) **Afectación ambiental**, el sistema de distribución al ser un sistema compuesto por muchos elementos produce varios tipos de afectaciones, como por ejemplo la afectación a la flora y fauna en el caso de instalación de una subestación, impacto visual debido a la instalación de postes, torres, líneas de transmisión, etc. Por este motivo es indispensable el estudio de impacto ambiental o fichas ambientales para la aprobación de proyectos.

2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Existen tres tipos básicos de sistemas de distribución, los cuales son:

- Sistema radial,
- Sistema en anillo y
- Sistema de red o malla.

Estos sistemas son los más comunes por lo que se detalla de forma rápida su funcionamiento a continuación.

2.5.1 SISTEMA RADIAL

El sistema radial hace una analogía a una rueda con radios que parten desde el centro. En este sistema la potencia principal se envía a un punto central, luego desde dicho punto se divide en circuitos con ramificaciones (ramales) en serie, con la finalidad de suministrar servicios a clientes individuales como se puede apreciar en la figura 3.

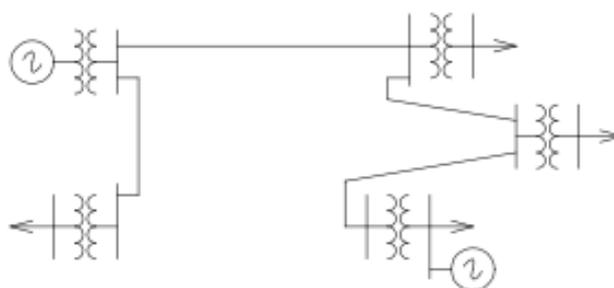


Figura 3. Sistema radial (Cuevas, 2011)

Este tipo de sistema tiene como característica principal que está conectado a una sola barra, este sistema es de simple construcción y bastante económico, la gran desventaja en este sistema es la falta de garantía del servicio, hoy en día para mitigar este problema se usan reconectores que es un mecanismo actuador magnético de bobina simple que interrumpe el flujo de corriente durante un tiempo al abrir sus contactos, con la posibilidad de volver a cerrar sus contactos de manera ajustable y automática, el sistema tiene varias desventajas por su forma de operar, entre las más importantes se encuentran las siguientes:

- El mantenimiento de los interruptores se complica debido a que hay que dejar fuera parte de la red.
- Son los menos confiables ya que una falla sobre el alimentador primario principal afecta toda la carga.

2.5.2 SISTEMA EN ANILLO

Para este caso se tiene dos alimentaciones, para que en caso de que una de las dos fallé el sistema se puede alimentar mediante el otro alimentador, como se muestra en la figura 4.

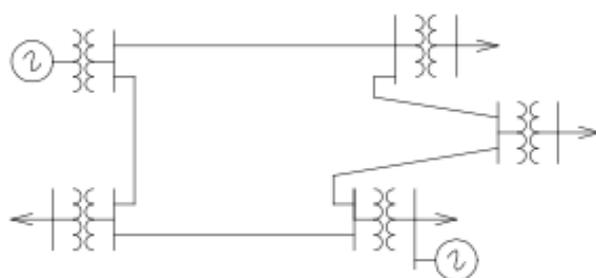


Figura 4 Sistema en anillo (Cuevas, 2011)

La ventaja de este sistema es que se garantiza la continuidad del servicio, pues provee dos caminos para la alimentación, pero económicamente sus costos son más elevados, debido a que las redes son más complejas y más difíciles de proteger eléctricamente, entre las ventajas más notables tenemos las que se detallan a continuación:

- Confiables ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.
- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea o se reparte entre los dos adyacentes.
- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

2.5.3 SISTEMA DE RED O MALLA

En este sistema se incrementan los números de interconexiones para mejorar la confiabilidad del sistema como se observa en la figura 5, esto incrementa los costos del sistema siendo más costoso que los dos sistemas indicados anteriormente.

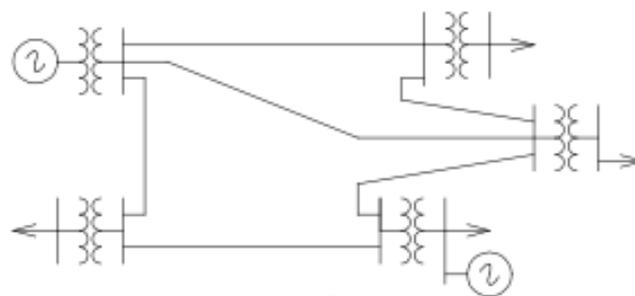


Figura 5. Sistema de Red o Malla (Cuevas, 2011)

El SED, comprende toda la parte dentro del sistema eléctrico de potencia que se encuentra comprendido entre la subestación reductora hasta los sistemas de medición del consumidor.

Los problemas en sistemas eléctricos de distribución son principalmente los que se detallan a continuación:

- Sobretensiones,
- Distorsión armónica de la onda,
- Huecos de voltaje,
- Elevaciones de voltaje,
- Interrupción en el servicio y
- Robo de energía.

a) SOBRETENSIONES

Es el aumento de voltaje por un periodo prolongado de tiempo, el mismo puede ser segundos y hasta minutos, las causas probables de sobretensiones son comúnmente reducciones súbitas de carga, problemas en el suministro de la red pública, entre otros, estas sobretensiones causan deterioro de los equipos a largo plazo, luces parpadeantes, sobrecalentamiento de los equipos además de otros síntomas, la forma de onda resultante se puede observar en la figura 6.

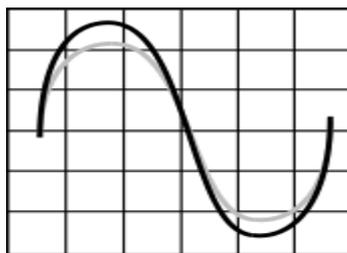


Figura 6. Sobretensión (Lite, 2016).

b) DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA ONDA

La distorsión de la onda (figura 7) es la alteración de la forma de onda original, es un efecto no deseado en los sistemas eléctricos, esta distorsión se debe al incremento en el uso cada vez más frecuente de cargas no lineales en usuarios residenciales.

Las cargas no lineales originan corrientes armónicas que se propagan en las redes de transmisión y distribución eléctrica, afectando los índices de calidad del suministro. Esto puede ser peligroso para algunos equipos y cargas sensibles (ej. dispositivos de protección, bancos de condensadores, motores, computadoras, etc.), además de los problemas de calentamiento que originan en las líneas y transformadores de distribución (Suárez, di Mauro, Anaut, & Agüero, 2005).



Figura 7 Distorsión armónica de la forma de onda (Seymour, 2001).

c) HUECOS DE VOLTAJE (SAG)

Una caída de voltaje (figura 8) es una reducción de la tensión con una duración de $\frac{1}{2}$ ciclos a 1 minuto. Estas caídas de tensión son causadas generalmente por fallas en el sistema, y también son a menudo el resultado de la conmutación de cargas con corrientes de arranque altas.



Figura 8. Huecos de voltaje (Seymour, 2001).

d) ELEVACIONES DE VOLTAJE (SWELL)

Las elevaciones de voltaje (figura 9) son lo opuesto a los SAG, es un incremento del voltaje con una duración de $\frac{1}{2}$ ciclos a 1 minuto. Se producen cuando existen conexiones de alta impedancia, repentinas reducciones de carga en el sistema y una falla de fase en un sistema

trifásico. Esto puede causar el parpadeo de las luces, la degradación de los contactos eléctricos, daño de los semi-conductores electrónicos y también la degradación de los aislamientos.

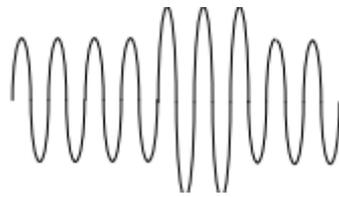


Figura 9. Elevación de voltaje (Seymour, 2001).

e) INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO

La interrupción del servicio (figura 10) es la desconexión del sistema que proporciona el servicio eléctrico, puede ser causada por disparo de protecciones, avería en los conductores, clima severo entre otros, pueden ser de corta o larga duración. La interrupción del servicio a más de causar una incomodidad en los usuarios, también causan pérdidas económicas, reducción en la productividad, colapsos de sistemas y pérdida de datos, particularmente es peligroso en sitios donde la seguridad o soporte de la vida dependan de la energía, como hospitales, centros de tratamiento entre otros.

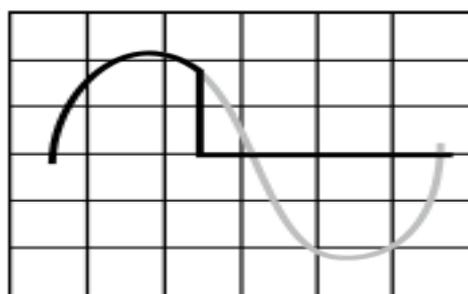


Figura 10. Interrupción del servicio (Lite, 2016).

El problema en la distribución es diseñar, construir, operar y mantener el sistema de distribución que proporcionará el adecuado servicio eléctrico al área de carga a considerarse, tomando en cuenta la mejor eficiencia en operación. Desafortunadamente, no cualquier tipo de sistema de distribución puede ser empleado económicamente hablando en todas las áreas por

la diferencia en densidad de carga, por ejemplo: no aplica el mismo sistema para una zona industrial que una zona rural debido a la cantidad de carga consumida en cada uno de ellos; también, se consideran otros factores, como son la planta de distribución existente, la topografía, etcétera.

Para diferentes áreas de carga o incluso para diferentes partes de la misma área de carga, el sistema de distribución más efectivo podría tomar diferentes formas. El sistema de distribución debe proveer servicio con un mínimo de variaciones de tensión y el mínimo de interrupciones, debe ser flexible para permitir expansiones en pequeños incrementos, así como para reconocer cambios en las condiciones de carga con un mínimo de modificaciones y gastos. Esta flexibilidad permite guardar la capacidad del sistema cercana a los requerimientos actuales de carga y por lo tanto permite que el sistema use de manera más efectiva la infraestructura. Además, y sobre todo elimina la necesidad para predecir la localización y magnitudes de las cargas futuras. Los sistemas pueden ser por cableado subterráneo, cableado aéreo, cableado abierto de conductores soportado por postes o alguna combinación de estos [8].

2.6 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION

2.6.1 Alimentadores radiales

Se caracterizan por tener un solo camino desde la fuente que es la subestación de distribución hasta cada cliente o consumidor. Un típico sistema consiste en una o más subestaciones de distribución con uno o más alimentadores, los componentes de los alimentadores consisten en:

- Principal alimentador primario trifásico
- Alimentadores laterales monofásicos, bifásicos y trifásicos
- Reguladores de voltaje tipo escalón

- Transformadores en línea
- Bancos de condensadores en paralelo
- Los transformadores de distribución
- Alimentadores secundarios
- Cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Las estructuras se encuentran físicamente dispuestas como se muestra en la figura 11

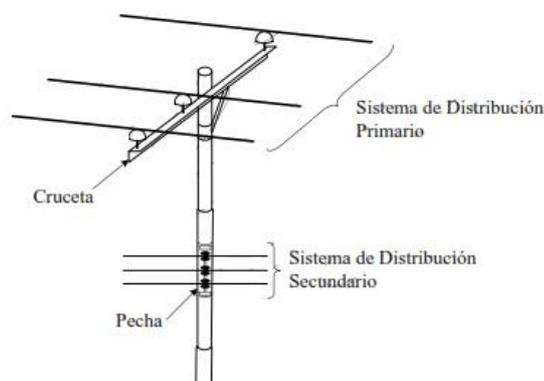


Figura 11. Estructura Física de un Sistema de Distribución Aéreo Típico (Gonzales, 2007).

Los voltajes nominales existentes en los diferentes componentes del sistema de distribución en alimentadores o redes primarias de distribución son: 6.3kV, 22.8kV GRDY/13.2kV, 13.2kV GRDY/7.6kV. En este nivel pueden ser alimentados consumidores especiales como industrias y otros. Los circuitos de distribución primario se caracterizan porque están conectados a un solo punto o subestación de distribución, (Sistemas Radiales) y es muy poco visto solo en casos especiales la conexión a más de una subestación (Sistema de Anillo Múltiple).

Los secundarios corresponden a los menores niveles de potencia y tensión. Se encuentran más cerca del consumidor residencial. En el Ecuador los niveles de tensión a nivel de distribución secundario son los que operan en voltajes inferiores a 600V los voltajes

nominales existentes en los diferentes componentes del sistema de circuitos secundarios trifásicos son: 220V/127V y 210V/121V, para circuitos secundarios monofásicos son: 240V/120V.

La carga de un alimentador de distribución es inherentemente desbalanceada, a causa del gran número de cargas monofásicas y desiguales que deben ser atendidas. Además de esta causa, también existe un desbalance que se produce por el espaciamiento no equidistante que existe entre los conductores de un alimentador trifásico aéreo y en los segmentos de líneas subterráneas. Debido a la naturaleza del sistema de distribución, los programas convencionales de flujo de potencia y cortocircuito utilizados para los estudios del sistema de distribución no son adecuados, tales programas muestran pobres características de convergencia para sistemas radiales. Los programas también asumen un sistema perfectamente equilibrado para que se use un sistema monofásico equivalente.

Un ingeniero puede ser capaz de realizar un flujo de potencia y estudios de cortocircuito, con una mayor exactitud posible, considerando modelos trifásicos con todos los efectos que sea posible incluir con el objeto de acercarlos a los problemas reales. Las conexiones de puntos de los componentes se denominarán "nodos".

En el análisis de un alimentador de distribución es importante determinar las condiciones de funcionamiento existentes y poder realizar escenarios del tipo "que pasa si..." frente a futuros cambios en el alimentador. Antes de realizar algún tipo de análisis es indispensable tener un mapa detallado del alimentador, lo que actualmente se obtiene a través de las bases de datos que guardan las empresas distribuidoras en el software ARCGIS, como se muestra un ejemplo en la figura 12.

Capacitores en paralelo

- Ubicación
- Potencia nominal
- Número de fases
- Conexión de fases

Reguladores de voltaje

- Ubicación
- Conexión de fases
- Numero de fases

Interruptores

- Ubicación
- Estado (normalmente abierto/cerrado)

2.6.2 Características Eléctricas de los Alimentadores.

La información que viene definida en los mapas, proporciona la ubicación física de los dispositivos y elementos, pero es necesario determinar las características eléctricas de cada dispositivo antes de realizar el análisis del alimentador, a continuación, se enlista características eléctricas que podrían ser consideradas:

1. Espacios aéreos y subterráneos
2. Radio medio geométrico de los conductores
3. Diámetro de los conductores
4. Resistencia de los conductores
5. Potencia en KVA nominal de transformadores
6. Impedancias de líneas
7. Impedancias de transformadores

8. Voltajes de operación
9. Perdidas de potencia sin carga

2.6.3 Carga de un alimentador

El análisis y diseño de un SEP depende de la carga, y la carga depende del análisis que se quiera realizar, por ejemplo, el análisis en estado estacionario de un sistema de transmisión define de manera distinta a la carga, que la definición hecha en el análisis de un alimentador secundario de distribución. La carga es un sistema de energía que está cambiando constantemente y de ahí radica el tipo de análisis que se desee hacer. En distribución la carga presenta un cambio constante al sistema, por ejemplo, cuando se apaga o prende un foco, la computadora, la TV, etc., y para describir estos cambios se definen los términos como:

***Demanda**, que identifica a la carga promedio sobre un periodo específico de tiempo, la carga puede estar en kilovatios, kilo vares, kilo voltamperios, o amperios, y en general los intervalos de tiempos durante el cual se promedia la carga es 15 minutos.*

***Máxima Demanda**, identifica la demanda más alta de todas las que se han registradas en el intervalo de tiempo, se utiliza la demanda máxima de un día como referencia frecuente, ya que el comportamiento del consumidor tiende a ser igual en los días laborables de la semana.*

***Demanda promedio**, identifica el promedio de las demandas que hayan sido registradas en un periodo de tiempo, como días, semanas, meses o años.*

***Diversidad de demanda**, identifica a la suma de las demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un periodo particular.*

Máxima demanda diversificada, identifica la máxima de las sumas de las demandas impuestas por un grupo de cargas sobre un periodo particular.

Máxima demanda no coincidente, identifica la suma de las máximas demandas individuales para un grupo de cargas sobre un periodo particular, sin restricción alguna en el mismo tiempo.

Factor de demanda, identifica la relación entre la demanda máxima y la carga conectada.

Factor de utilización, identifica la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal.

Factor de carga, identifica la relación entre la demanda media de un cliente individual o grupo de clientes y la demanda máxima en un mismo periodo.

Factor de diversidad, que identifica la relación entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada.

Diversidad de la carga, que identifica la diferencia entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada.

Curva de duración de la carga, se puede desarrollar una curva de duración de carga para un transformador que sirve a varios consumidores. Ordenando en forma descendente la demanda del transformador en kilovatios, se dibuja la curva de duración de carga con la demanda versus el porcentaje de tiempo que el transformador opera, en general se usa esta curva para determinar si un transformador de distribución debe ser reemplazado debido a sobrecargas.

2.7 PROBLEMAS EN ALIMENTADORES PRINCIPALES

Un alimentador de distribución proporciona servicio a las cargas desequilibradas trifásicas, bifásicas y monofásicas sobre segmentos de línea trifásicos, bifásicos y monofásicos no transpuestos. Esta combinación conduce a que las corrientes de línea trifásica y los voltajes de línea estén desequilibradas. Para analizar estas condiciones lo más precisamente posible, será necesario modelar las tres fases del alimentador con la mayor precisión posible, sin embargo, muchas veces solo se necesita una respuesta de "ball park estimate" estimación aproximada para el análisis. Cuando este es el caso, algunos métodos aproximados de modelado y análisis pueden ser empleados.

2.7.1 Impedancias de líneas.

En alimentadores de distribución se tienen impedancias serie y paralelo, tanto para líneas aéreas como para soterradas, y es necesario realizar su cálculo antes de comenzar cualquier tipo de análisis en un alimentador.

La impedancia en serie de una línea de distribución monofásica, bifásica o trifásica consta de la resistencia de los conductores y de las reactancias inductivas autónomas y mutuas resultantes de los campos magnéticos que rodean a los conductores.

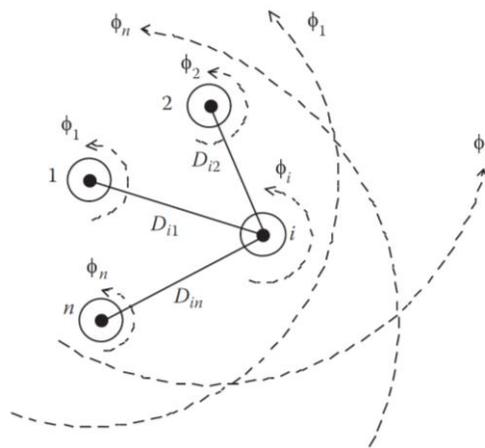


Figura 13 Campos magnéticos mutuos y propios en conductores

La Figura 13 muestra los conductores 1 a n con las líneas de flujo magnético creadas por las corrientes que fluyen en cada uno de los conductores, se supone que las corrientes en todos los conductores fluyen hacia afuera la página, se supone además que la suma de las corrientes se sumará a cero

$$I_1 + I_2 + \dots + I_i + \dots + I_n = 0$$

El flujo total concatenado en el conductor i esta dado matemáticamente por la ecuación:

$$\lambda_i = N \cdot \Phi = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(I_1 \cdot \ln \frac{1}{D_{i1}} + I_2 \cdot \ln \frac{1}{D_{i2}} + \dots + I_i \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} + \dots + I_n \cdot \ln \frac{1}{D_{in}} \right)$$

Donde:

- N: número de veces que las líneas del flujo abrazan al conductor iésimo.
- D_{in} : Distancia entre el conductor iésimo y el conductor enésimo en pulgadas
- GMR_i : Radio medio geométrico del conductor iésimo

La inductancia del conductor i consiste en la "inductancia propia" del conductor iésimo y la "inductancia mutua" entre el conductor iésimo y todos los demás n-1 conductores.

$$L_{ij} = \frac{\lambda_{ij}}{I_x}$$

- L_{ii} : Inductancia propia, cuando $j=i$, $x=i$
- L_{in} : Inductancia mutua, cuando $j=n$, $x=n$

2.7.2 Caídas de voltaje.

En un sistema de distribución el circuito equivalente de un segmento trifásico que sirve una carga trifásica, se muestra en la figura 14 en la cual se ha aplicado la ley de voltaje de Kirchhoff "LVK" y su diagrama fasorial en la figura 15 en el cual se observa el fasor de la caída de voltaje que se produce en la resistencia de línea (IR), en fase con el fasor de la corriente, y el fasor de caída de voltaje en la reactancia (jIX) teniendo un ángulo de 90° respecto a la corriente.



Figura 14 Componentes de la impedancia de línea

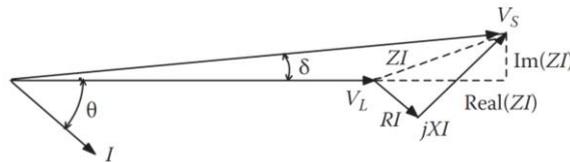


Figura 15 Componentes de la impedancia de línea

El voltaje de la fuente V_s es la suma de los voltajes en la carga V_L , y el voltaje que se produjo en la impedancia $Z (R + jX)$ al a travesar la corriente I , obteniendo la ecuación:

$$V_s = V_L + (R + jX).I = V_L + R.I + jX.I$$

Las líneas discontinuas de la figura 15 representan las partes real e imaginaria de la caída de impedancia (ZI). La caída de tensión en la línea se define como la diferencia entre las magnitudes de la fuente y las tensiones de carga:

$$V_{drop} = |V_s| - |V_L|$$

El ángulo entre el voltaje de la fuente y el voltaje de la carga (δ) es muy pequeño, y por eso la caída de voltaje en la impedancia es aproximadamente igual solo a su parte real

$$V_{drop} \cong Real (Z.I)$$

2.7.3 La No Transposición de líneas conductoras.

Para aclarar el concepto de la “No Transposición”, se definirá su opuesto y se refiere a la de cambio de posición de los conductores de un sistema de tres fases a lo largo de la distancia de transmisión de tal manera que cada uno de los conductores ocupa la posición original de cada otro conductor a través de una distancia igual (ELECTROTECHNIK, 2011).

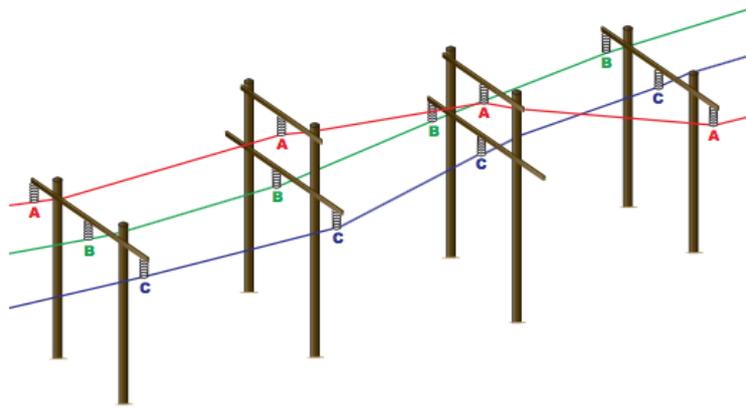


Figura 16. Transposición de líneas de distribución

Cuando los conductores no se transponen a intervalos regulares, la inductancia y la capacitancia de los conductores no serán iguales. Cuando los conductores tales como líneas telefónicas se construyen en paralelo a las líneas de sub-transmisión o distribución, hay una posibilidad de altas tensiones inducidas en las líneas telefónicas, lo que puede provocar una descarga acústica o ruido. La transposición reduce en gran medida este fenómeno no deseado. En la práctica, sin embargo, los conductores no se transponen en las líneas de transmisión, se realiza en las estaciones de conmutación y las subestaciones.

2.7.4 Pérdidas

Al igual que las caídas de voltaje, la importancia de analizar las pérdidas desde una fuente “S”, hasta el nodo “n” en un alimentador es fundamental, las pérdidas deben ser contabilizadas por la empresa distribuidora, las pérdidas se dividen en pérdidas técnicas y no técnicas o comerciales (muy a menudo llamadas pérdidas negras) las pérdidas de la energía es la diferencia entre la energía entregada por un alimentador menos la energía facturada al consumidor, por este motivo las empresas distribuidoras se ven en la obligación de comprar energía adicional para satisfacer la demanda de los usuarios de su área de concesión, por lo que

se incrementan los costos de administración de la misma, la reducción de pérdidas incrementa el volumen de energía efectivamente vendida. A continuación, se detalla los dos tipos de pérdidas:

2.7.4.1 Pérdidas no Técnicas.

La energía producida no es facturada en su totalidad, dentro de las pérdidas no técnicas tenemos tres grandes grupos de pérdidas, las mismas que se indican a continuación:

- a) **Accidentales**, son causadas por fallas inintencionadas en conexiones mal uso u operación de elementos y equipos del servicio eléctrico.
- b) **Administrativas**, son errores producidos por la administración de la empresa distribuidora, entre estas están los errores en toma de lecturas, usuarios sin medidores (excluyendo de este grupo los usuarios con contrabando en sus instalaciones), servicios ocasionales (errores en la estimación de energía), cartera vencida, falta de equipos de medición en las instalaciones de la propia empresa distribuidora, etc.
- c) **Fraudulentas**, referidas a la energía no contabilizada que ciertos consumidores con el afán de evitar cobros por energía consumida por parte de la empresa distribuidora, manipulan los aparatos de medición, se conectan directamente a la red eléctrica sin la previa autorización de la empresa distribuidora y sin suscribir contrato alguno con la misma. Este tipo de casos son conocidos comúnmente como contrabandos y a menudo se presentan en ciertos sectores conflictivos y ya identificados, existen varios métodos hoy en día para evitar este tipo de eventualidades, el más utilizado en nuestro país es la utilización de cable pre ensamblado o también conocido como conductor anti hurto.

2.7.4.2 Pérdidas Técnicas.

Estas constituyen la porción de energía que no es suministrada al usuario, pero que es requerida para su operación esta se pierde en los equipos, redes y demás elementos que conforman el sistema de distribución, estos sirven para conducir y transformar la energía (transformadores), estos métodos son medibles y estimables, la medición se la realiza en campo con la herramienta especializada y designada para dicho objetivo, la estimación se la realiza con herramientas informáticas que dispone la empresa distribuidora para el caso de EMELNORTE se utiliza la herramienta CYME. Este tipo de pérdidas al ser causada por la transmisión de energía es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminada en su totalidad sólo pueden reducirse a través del mejoramiento topológico de la red.

Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Diagnóstico del estado actual del sistema,
- proyección de expansión de la carga,
- estudios de flujos de carga,
- analizar la ubicación óptima de transformadores y redes,
- realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios.

2.8 BANCOS DE CAPACITORES

Sistema capacitivo montado en poste o polo (Qpole) es una solución económica para compensar la potencia reactiva en un alimentador aéreo, de acuerdo a especificaciones técnicas de ABB los sistemas ofrecen beneficios como (ABB, 2010):

- Corrección del factor de potencia cerca de las cargas (consumidores)
- Estabilidad del voltaje

- Aumento de capacidad de la red
- Ahorro de costos mediante reducción de pérdidas.

Los bancos pueden instalarse como sistemas fijos o conmutados, dependiendo del perfil de voltaje en el alimentador, además se los pueden instalar en grupos llamados bancos, cuando se conoce que la carga es casi constante, se utilizan sistemas fijos, en cambios los conmutados son más utilizados en redes con carga variable. Los bancos fijos pueden armarse por agrupamiento de capacitores monofásicos y en disposición estrella con neutro flotante al voltaje del sistema.

Las potencias unitarias normalizadas en el medio son de 33.3, 50, 83.3, 100, 167, 200, 250, 300 y 400 KVAR, con lo que se pueden construir bancos trifásicos de 100, 150, 250, 300, 500, 600, 750, 900 y 1200 KVAR, o múltiplos de estas potencias. Su instalación en líneas aéreas es fácil y solo necesitan de un fusible y de un descargador de sobretensión para su protección, pocos accesorios para su conexión.

Convencionalmente estos bancos se disponen aproximadamente a las 2/3 partes de la longitud del alimentador, con lo cual se logra una importante reducción de las pérdidas y de las caídas de voltaje, y una consecuente mejora de la calidad del servicio prestado a todos los clientes (Leyden). Los bancos para poste en medio voltaje permiten una gran concentración de potencia, lográndose equipos trifásicos de bajo costo por KVAR.

En el país las empresas distribuidoras instalan bancos de capacitores para mejorar el sistema eléctrico, como en el caso de CNEL EP y la unidad de negocio El Oro, instalaron 9 bancos de capacitores para suministrar reactivos al sistema de distribución beneficiando a más de 45.000

habitantes de los cantones Machala, Santa Rosa, Pinas, Portovelo, Pasaje, Atahualpa, balao y Ponce Enríquez de acuerdo a la publicación del ministerio de energía y electricidad (EP, 2017).

Por tanto, en el presente trabajo se busca optimizar los recursos económicos en una empresa distribuidora de energía eléctrica, en función de la ubicación óptima de capacitores en el transcurso de un alimentador principal

2.9 LÓGICA DIFUSA

La lógica difusa es un método que proporciona una conclusión simplificada a partir de entradas imprecisas, ambiguas, incompletas o con ruido, (también llamada lógica borrosa) que en forma general imita las decisiones de una persona basada en las cosas que se observan desde una posición relativa.

Permite trabajar con información con alto grado de imprecisión, lo cual hace la diferencia con la lógica convencional que siempre necesita de información bien definida y precisa. Esta lógica tiene muchos valores intermedios dentro del rango lógico clásico que vienen siendo si/no, verdadero/falso, caliente/frio, prendido/apagado, abierto/cerrado, etc.

Es necesario entender que es un conjunto difuso para inferir en los valores de la lógica, si llamamos U al conjunto de varios valores, los cuales se encuentran en un rango y dentro de un espacio de n dimensiones, entonces a U se le llama Universo de Discurso, el cual contiene uno o varios subconjuntos difusos de valores llamado F , el cual se caracteriza por una función de pertenencia uf tal que $uf: U \rightarrow [0,1]$, donde la función $uf(u)$ representa el grado de pertenencia de que una u pertenezca a U en el subconjunto difuso F .

El caso típico es valorar la altura de una persona, por lo tanto el universo de discurso U será los posibles valores de altura que puede tener una persona mayor de 25 años $U=[0,8m - 3,0m]$

en el extremo inferior se puede tratar de personas con enanismo y en el extremo superior el caso es de personas con gigantismo, se escoge el rango más frecuente en el medio por ejemplo entre 1,40 metros y 2,20 metros, ahora bien nuestro universo será $U=[140 - 220]$, y lo podemos expresar en porcentaje o por unidad, dividiendo los valores para el valor extremo máximo, quedando nuevamente redefinido nuestro universo de discurso como $U=[140/220 - 220/220]$, para realizar los subconjuntos difusos se trabaja con cuantificadores de cualidad que son etiquetas lingüísticas usadas por las personas, La clave de esta adaptación al lenguaje se basa en comprender los cuantificadores de cualidad «mucho», «muy» y «normal», «mediana», «un poco» para nuestras inferencias.

Entonces tenemos al final tenemos que $U=[0,64 - 1,00]$ la diferencia entre el mínimo y el máximo es de 0,36 y como tenemos 5 cuantificadores, entonces los rangos vienen en diferencias de 0,072 y los subconjuntos difusos F nos quedan de la siguiente manera:

RANGO			
Min	Max	Cuantificador	Etiqueta
0,640	0,712	Muy Bajo	MB
0,712	0,784	Poco Bajo	PB
0,784	0,856	Normal	N
0,856	0,928	Poco Alto	PA
0,928	1,000	Muy Alto	MA

Tabla 1. Conjuntos difusos para la altura de una persona

En la teoría de conjuntos difusos se definen también las operaciones de unión, intersección, diferencia, negación o complemento, y otras operaciones sobre conjuntos, en los que se basa esta lógica.

La lógica difusa se utiliza cuando la complejidad del proceso en cuestión es muy alta y no existen modelos matemáticos precisos, para procesos altamente no lineales y cuando se envuelven definiciones y conocimiento no estrictamente definido (impreciso o subjetivo). En cambio, no es una buena idea usarla cuando algún modelo matemático ya soluciona eficientemente el problema, cuando los problemas son lineales o cuando no tienen solución.

2.10 REFERENCIAS

- ARCONEL. (2001). *Calidad del servicio electrico de distribucion*. Quito: Agencia de Regulacion y Control de Electricidad.
- ARCONEL. (15 de Enero de 2017). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. Recuperado el 11 de Mayo de 2016, de Agencia de Regulación y Control de Electricidad:
<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/04/BalanceNacionalFebrero2016.xls>
- Cuevas, D. (2011). Calidad de la Energía en los Sistema Eléctricos de Potencia. *Tesis de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.*
- ELECTROTECHNIK. (2011). <http://www.electrotechnik.net/>. Obtenido de <http://www.electrotechnik.net/2011/10/transposition-of-conductors.html>
- Gonzales, F. (2007). Introducción a los Sistemas de Transmisión. *SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*, 1-13.
- Kothari, D., & IJ, N. (2003). *Modern Power System Analysis*. McGraw Hill.
- Lite, T. (2016). *Tripp Lite*. Recuperado el 11 de Mayo de 2016, de <https://www.tripplite.com/support/articles/articleid/common-power-problems>
- Seymour, J. (2001). The Seven Types of Power Problems. *White Paper 18 Schneider Electric*, 21.
- South Western Electricity Historical Society, S., & 0. (2009). Ferranti`s Deptford Power Station. *Supplement to histelec News No 25*, 1-8.
- Suárez, J., di Mauro, G., Anaut, D., & Agüero, C. (2005). Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 3(5), 7.
- WEEDY, B. M. (1982). *Sistemas electricos de gran potencia*. Barcelona: Reverté, S.A. Encarnación, 86 Barcelona.

CAPITULO 3

3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DEL ESTUDIO

3.1 TIPOS DE INVESTIGACIÓN

En la ejecución del presente proyecto, se manejó un sondeo documental o bibliográfico, la exploración tecnológica y la investigación práctica, mismas que permitirán un elemental proceso y aportarán al desarrollo y ejecución que el proyecto necesite.

3.1.1 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL O BIBLIOGRÁFICA

Este método de investigación se fundamenta en la compilación de información de múltiples principios como son: libros, revistas científicas, páginas de web, catálogos, manuales; mediante los cuales se obtuvo ideas más claras, y concretos sobre los diferentes temas de la investigación en especial de sistemas eléctricos de distribución.

3.1.2 INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA

Este tipo de investigación se integrará los conocimientos científicos y tecnológicos, propios o ajenos, con el objetivo de exteriorizar nuevos conocimientos que posteriormente se aplicaran para crear o acrecentar un proceso operativo de mejora en los diseños de redes de distribución eléctrica, y a su vez esto ayudara acrecentar el conocimiento en los estudiantes.

3.2 METODOS DE INVESTIGACIÓN

Los métodos que se empearon en la indagación y la ejecución del proyecto son los métodos teóricos y empíricos.

3.2.1 Método Analítico - Sintético

Con este método se busca distinguir y adquirir el conocimiento de todas las partes que contemplan el estudio para ubicar óptimamente un banco de capacitores, y proceder a la

revisión ordenada de cada uno de sus elementos que lo constituyen, así también como la parte de programación en el software.

3.2.2 Método Inductivo – Deductivo

Este método va de lo general a lo particular y recíprocamente, y se debe tomar en cuenta que este método está basado en datos teóricos y reales. Este método ayudó a deducir varias suposiciones. Con esto se busca que el estudiante adquiera el conocimiento, identifique y aplique según las variables que sean requeridas en la investigación para la operación de los bancos de capacitores

3.2.3 Método Tecnológico

Este método se aplicará mediante la observación de videos, talleres y estudios similares para la asimilación de la tecnología y para determinar las características del banco de capacitores que se suelen utilizar y de todos los elementos que lo constituyen.

3.2.4 Método Científico

Se aplicó este método para poder asimilar los conocimientos tecnológicos mediante la observación y experimentación, para lo cual se realizará un manual o guía de procedimiento para encontrar o utilizar la herramienta desarrollada en la ubicación optima de banco de capacitores.

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

Existen varios tipos de técnicas e instrumentos de investigación, pero en especial para este tipo de proyecto se va a usar los criterios de expertos, es decir que se lleva a cabo con el apoyo, consulta a expertos o especialistas que se delimitan en la obtención de características específicas para el estudio de instalación de capacitores en redes de distribución en las empresas eléctricas.

3.4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

3.4.1 TEMA

Ubicación óptima de banco de capacitores, basado algoritmos de lógica difusa.

3.4.2 PROPÓSITO

Mediante esta investigación, se pretende utilizar la inteligencia artificial, para desarrollar una herramienta de solución superior que sea sencilla en su desarrollo, y de esta forma encontrar la ubicación óptima de un banco de capacitores en un alimentador de una red eléctrica de distribución

3.4.3 INTRODUCCIÓN

En la actualidad las empresas eléctricas, han utilizado por muchos años como la mejor ubicación de los bancos de capacitores para compensación de reactivos, la regla de los “dos tercios” de la longitud total de un alimentador, lo cual en estudios recientes no han presentado los resultados más óptimos, y cuando hablamos de resultados óptimos buscamos algunos criterios por los cuales podemos medir esta optimización y nos concretaremos a la situación económica, técnica en la pérdida de energía sin embargo, lo cual hace que las inversiones de mejora en las redes de distribución eléctrica sean poco efectivas, además de no tener una acertada mejora en los problemas que se tiene a nivel de los clientes de la distribuidora. Por tanto, a nivel macro se busca mejorar la calidad del servicio eléctrico a todos los usuarios, y a nivel micro se busca optimizar los recursos tanto de infraestructura como económicos de una empresa distribuidora de electricidad, de estos antecedentes radica la importancia del presente tema de investigación. La metodología se basa en la compensación de reactivos en paralelo (shunt), tomando en consideración que las pérdidas de potencia activa se reducen al instalar correctamente un capacitor en el sistema. La ejecución del cálculo se desarrolla con procesos iterativos de búsqueda con el fin de encontrar un resultado que vincule los tres aspectos fundamentales del problema: localización, tamaño y reducción de pérdidas. En este sentido, al

terminar el proceso matemático y de manera conjunta y resumida, se integra un esquema de compensación final. Se usa una función que maximiza los ahorros alcanzados como resultado de la reducción de pérdidas. Estos ahorros están directamente relacionados a los costos de operación del sistema. La metodología es aplicada a varios sistemas eléctricos de distribución.

3.5 DISEÑO

3.5.1 PÉRDIDAS EN EL SED:

Pérdidas de energía. - económicamente tiene que ver con el costo marginal de producir y transportar dicha energía adicional

Pérdidas de potencia. - económicamente tiene que ver con el costo marginal de inversión de capital requerido para poder solventar esa potencia en el sistema. El valor económico de estas pérdidas está en función de la coincidencia entre la demanda máxima considerada y la demanda máxima del sistema. Del total de pérdidas que se pueden registrar en las empresas eléctricas el 3% corresponden a las pérdidas en las redes de distribución, por lo que cualquier acción para reducirlas justifica su análisis.

La compensación generalmente se realiza en cargas inductivas o reactivas, que adelantan su ángulo de corriente con respecto al voltaje aplicado, por tanto, la energía tomada no se consume completamente, sino que se almacena como un campo eléctrico o magnético durante periodos cortos para luego ser devuelta a la red.

3.5.2 MÉTODO DE LOS MOMENTOS ELÉCTRICOS.

Se basa en métodos analíticos correspondientes a la compensación de potencia reactiva para los casos de alimentadores con carga uniformemente distribuida y calibre de conductor constante, y la compensación para alimentadores con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor.

Para la deducción analizamos un tramo de un alimentador trifásico con carga balanceada y uniformemente distribuida a lo largo de l , y con conductor constante, por tanto, solo es necesario realizar en una fase y luego triplicarlo.

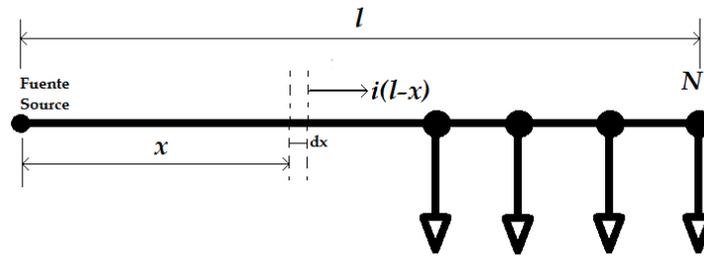


Figura 17. Alimentador con N nodos y cargas normalmente distribuidas

La resistencia R vista desde la fuente en cada variación de distancia dx y la corriente i que la atraviesa vienen determinadas por la ecuación general $i^2 R$, siendo R una resistencia por unidad de longitud, l la longitud del alimentador, x la distancia desde la fuente al punto dx , y la corriente i de componente reactiva inductiva **promedio** por unidad de longitud en un punto dado del alimentador.

Puntualmente tenemos que las pérdidas son:

$$dL_{3\phi} = 3r \cdot dx \cdot i^2 (l - x)^2$$

Para encontrar las pérdidas totales se deben ir sumando las perdidas puntuales a lo largo del alimentador obteniendo la expresión:

$$L_{3\phi} = 3r \cdot i^2 \cdot \int_0^l (l - x)^2 dx$$

$$L_{3\phi} = r \cdot i^2 \cdot (l)^3$$

La siguiente consideración es que la resistencia total del alimentador R_T , es igual al producto de la resistencia unitaria por la longitud total del mismo:

$$r \cdot l = R_T ; \quad i^2 \cdot l^2 = I^2$$

Obteniendo que las perdidas trifásicas de potencia están dadas por:

$$L_{3\phi} = R_T \cdot (I)^2 \text{ [watts]}$$

Donde:

R_T : resistencia total del alimentador
 I : corriente reactiva promedio del circuito

Para obtener las pérdidas de energía trifásicas, se debe integrar en un periodo T de un año, con respecto al tiempo las pérdidas de potencia encontradas anteriormente, obteniendo la expresión:

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} \cdot dt = \int_0^T R_T \cdot (I)^2 \cdot dt = R_T \cdot (I)^2 T$$

$$E_{3\phi} = R_T \cdot I^2 \cdot T$$

Factor de perdidas, F_{loss} , es la relación entre las perdidas promedio y las pérdidas máximas, lo que en términos de corrientes viene dado por la expresión:

$$F_{loss} = \frac{I^2}{I_{max}^2}$$

De lo cual despejando I^2 :

$$F_{loss} \cdot I_{max}^2 = I^2$$

sustituyendo en:

$$E_{3\phi} = R_T \cdot F_{loss} \cdot I_{max}^2 \cdot T \text{ [watts - hora]}$$

Ahora si T lo expresamos en horas del año se tiene:

$$E_{3\phi} = 8760 \cdot R_T \cdot F_{loss} \cdot I_{max}^2 \left[\frac{kW - h}{año} \right]$$

Ahora se formulará matemáticamente el modelo de un sistema al cual se inyectan reactivos y se expresaran las pérdidas de potencia frente a este evento, colocando un banco de capacitores C a una distancia l_c desde la fuente, modifica las ecuaciones de la siguiente manera:

$$L_{3\phi} = 3r \left\{ \int_0^{l_c} (i(l-x) - i_c)^2 dx + \int_{l_c}^l [i(l-x)]^2 dx \right\}$$

$$L_{3\phi} = 3r \left\{ \left(-\frac{1}{3}i^2(l-x)^3 + i_c i(l-x)^2 + i_c^2 x \right) \Big|_0^{l_c} + \left[-\frac{1}{3}i^2(l-x) \right]_{l_c}^l \right\}$$

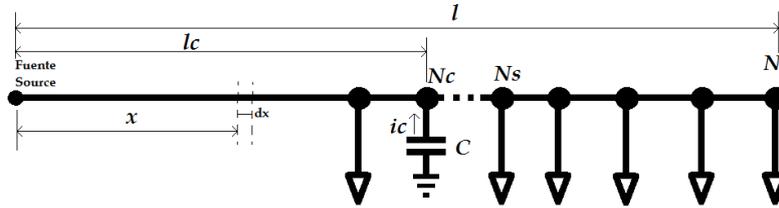


Figura 18. Alimentador con N nodos y cargas normalmente distribuidas incluido la instalación de un capacitor

$$L_{3\phi} = 3r \left\{ \frac{l^3}{3}i^2 + i_c i \cdot (l_c^2 - 2ll_c) + i_c^2 l_c \right\} [\text{watts}]$$

La diferencia de pérdidas nos da la reducción de las pérdidas:

$$\Delta L_{3\phi} = ri^2 l^3 - [r l^3 i^2 + 3ri_c i \cdot (l_c^2 - 2ll_c) + 3r \cdot i_c^2 l_c]$$

$$\Delta L_{3\phi} = 3r(2l_c l - l_c^2) i_c i - 3ri_c^2 l_c [\text{watts}]$$

Para encontrar las pérdidas de energía en un periodo T, se debe integrar la ecuación

$$E_{3\phi} = 3r \int_0^T \left\{ \frac{l^3}{3}i^2 + i_c i \cdot (l_c^2 - 2ll_c) + i_c^2 l_c \right\} dt$$

$$E_{3\phi} = 3r \left[\frac{l^3 i^2}{3} + i_c i (l_c^2 - 2ll_c) + i_c^2 l_c \right] T$$

Para expresar en función de la corriente máxima, se sustituye el valor de i en función del factor de carga FC y de la i_{max} .

El factor de carga es la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo y la demanda máxima observada en ese mismo intervalo.

$$FC = \frac{I}{I_{max}} = \frac{i}{i_{max}}$$

$$FC \cdot i_{max} = i$$

Sustituyendo el valor de i en i^2 en función del factor de carga y del factor de pérdidas tenemos:

$$E_{3\emptyset} = 3r \left[\frac{l^3 i^2}{3} + i_c i (l_c^2 - 2ll_c) + i_c^2 l_c \right] T$$

$$E_{3\emptyset} = r l^3 i^2 T + 3 r i_c i (l_c^2 - 2ll_c) T + 3 r i_c^2 l_c T$$

$$E_{3\emptyset} = r l^3 i_{max}^2 F_{loss} T + 3 r i_c i_{max} FC (l_c^2 - 2ll_c) T + 3 r i_c^2 l_c T$$

La reducción de las pérdidas de energía $\Delta E_{3\emptyset}$ es igual a las pérdidas de energía sin capacitores en la línea menos las pérdidas de energía con capacitores.

Como se indicó anteriormente las perdidas sin capacitores son:

$$E_{3\emptyset} = R_T \cdot F_{loss} \cdot I_{max}^2 \cdot T \text{ [watts - hora]}$$

Donde teníamos que $R_T = r \cdot l$; $I^2 = I_{max}^2$ y como $I^2 = I_{max}^2 F_{loss}$

Entonces la expresión de la corriente queda:

$$I^2 = I_{max}^2 F_{loss}$$

Sustituyendo en las pérdidas de energía sin capacitores tenemos:

$$E_{3\emptyset} = r l^3 \cdot F_{loss} \cdot I_{max}^2 \cdot T \text{ [watts - hora]}$$

Sustituyendo en las pérdidas de energía con capacitores tenemos:

$$E_{3\emptyset} = r l^3 i_{max}^2 F_{loss} T + 3 r i_c i_{max} FC (l_c^2 - 2ll_c) T + 3 r i_c^2 l_c T \text{ [watts - hora]}$$

Restamos las expresiones para encontrar la diferencia de perdidas:

$$\Delta E_{3\emptyset} = r l^3 i_{max}^2 F_{loss} T - [r l^3 i_{max}^2 F_{loss} T + 3 r i_c i_{max} FC (l_c^2 - 2ll_c) T + 3 r i_c^2 l_c T]$$

$$\Delta E_{3\emptyset} = [3 r i_c i_{max} FC (l_c^2 - 2ll_c) T - 3 r i_c^2 l_c T] \text{ [watts - hora]}$$

$$\Delta L_{3\emptyset} = 3r(2l_c l - l_c^2) i_c i - 3r i_c^2 l_c \text{ [watts]}$$

Ahora analizamos que las pérdidas de potencia y energía de alguna manera debe representar un costo el cual está inmerso en la inversión, operación y mantenimiento, definimos que los factores K1 y K2 sean factores de costos en la reducción de energía y potencia para una variación de capacitancia $\Delta C_{3\emptyset} (\$)$ y el costo que ello represente podemos tener la siguiente expresión:

$$\Delta C_{\$} = K1 \cdot \Delta E_{3\emptyset} + K2 \cdot \Delta L_{3\emptyset}$$

$$\Delta C_{\$} = K1. [3ri_c i_{max} FC(l_c^2 - 2l_c l)T - 3ri_c^2 l_c T] + K2 [3r(2l_c l - l_c^2) i_c i - 3ri_c^2 l_c].$$

$$\Delta C_{\$} = 3r. K1. T. i_c [i_{max} FC(l_c^2 - 2l_c l) - i_c l_c] + 3r. K2 i_c [(2l_c l - l_c^2) i - i_c l_c].$$

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ i_{max} l_c^2 K1. FC. T - 2i_{max} l_c K1. FC. T + 2i l_c l K2 - i l_c^2 K2 - i_c l_c K1. T - i_c l_c K2 \}$$

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ l_c^2 (i_{max} K1. FC. T - i K2) - 2l_c l (i_{max} K1. FC. T - i K2) - i_c l_c (K1T + K2) \}$$

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ (l_c^2 - 2l_c l) (i_{max} K1. FC. T + i K2) - i_c l_c (K1T + K2) \}$$

Y como : $FC. i_{max} = i$

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ (l_c^2 - 2l_c l) (i_{max} K1. FC. T + i_{max} FCK2) - i_c l_c (K1T + K2) \}$$

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ (l_c^2 - 2l_c l) i_{max} (K1. FC. T + FCK2) - i_c l_c (K1T + K2) \}$$

Donde podemos reemplazar las operaciones de constantes $(K1. FC. T + FCK2)$ y $(K1T + K2)$ por las constantes **b** y **a**, quedando:

$$\Delta C_{\$} = 3r. i_c \{ (l_c^2 - 2l_c l) i_{max} (b) - i_c l_c (a) \}$$

$$\Delta C_{\$} = 3br(l_c^2 - 2l_c l) i_{max} i_c - 3arl_c i_c^2$$

Ordenando la anterior expresión de la forma $y = ax^2 + bx$; considerando que la longitud l_c es constante, luego considerando que la i_c^2 es constante y derivándola parcialmente (con respecto a l_c, i_c^2) e igualando a cero obtenemos el punto máximo o mínimo de la función, lo cual indica la máxima reducción de costos debido a la inserción de un banco de capacitores, si las constantes K1 y K2 son cero estamos indicando que se están obteniendo ahorros por reducción de pérdidas de potencia y energía .

$$\frac{\partial \Delta C_{\$}}{\partial i_c} = -b(l_c^2 - 2l_c l) i_{max} - 2al_c i_c = 0$$

$$2l - \frac{2al_c}{b.i_{max}} = l_c \quad ; \quad \frac{b(2l-l_c)i_{max}}{2a} = i_c$$

$$\frac{\partial \Delta C_{\$}}{\partial l_c} = -b(2l_c - 2l)i_{max}i_c - ai_c^2 = 0$$

$$\frac{-b(2l_c - 2l)i_{max}}{a} = i_c \quad ; \quad l - \frac{ai_c^2}{i_{max}i_c 2b} = l_c$$

Por tanto, la resolución simultanea de las ecuaciones nos da como resultado la ubicación optima (l_c) y el tamaño óptimo (i_c) de la compensación que necesitamos instalar en el alimentador, en este punto y con esta capacidad los ahorros en la inversión, operación y mantenimiento son los máximos.

$$4l - 2l = 4l_c - l_c \quad ; \quad 2l = 3l_c \quad ; \quad l_c = \frac{2}{3}l$$

Y en la capacidad tenemos:

$$2l - \frac{2ai_c}{b \cdot i_{max}} = l - \frac{ai_c^2}{i_{max}i_c 2b}$$

$$2lb \cdot i_{max} = -ai_c + 4ai_c$$

$$\frac{2b}{3a} i_{max} \cdot l = i_c$$

Y como en la $l \cdot i_{max}$ se tiene la I_{max} , la ecuación queda de la forma:

$$\frac{2b}{3a} I_{max} = i_c$$

Esta ecuación indica que la ubicación optima del banco de capacitores es a los dos tercios de la longitud total del alimentador independientemente de a o b , y la capacidad de los bancos si es dependiente de a y b, lo cual se cumple para cargas uniformemente distribuidas, sin embargo, en la realidad las cargas no son distribuidas de manera uniforme por lo que se sigue desarrollando el método, se buscó modificar el método para encontrar una solución evitando menos consideraciones ideales como es la no uniformidad de la carga y la variación del calibre de los conductores a lo largo de los alimentadores estudiados, encontrándose el siguiente desarrollo del tema.

3.5.3 ALIMENTADOR CON CARGA NO DISTRIBUIDA Y CAPACITOR.

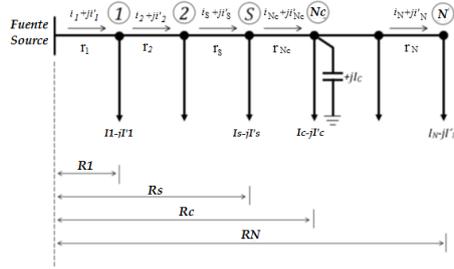


Figura 19. Alimentador con N nodos y cargas no distribuidas uniformemente incluido la instalación de un capacitor

En un alimentador con N derivaciones o nodos Nc representa el punto o poste donde se instala el banco de capacitores y S representa cualquier nodo del alimentador, y la resistencia desde el inicio del alimentador a cada nodo viene dado por la expresión:

$$\begin{aligned}
 R1 &= r1 \\
 R2 &= r1 + r2 \\
 R3 &= r1 + r2 + r3 \\
 Rs &= r1 + r2 + r3 + \dots rs \\
 RN &= r1 + r2 + r3 + \dots rs + \dots rN = \sum_{s=1}^N rs
 \end{aligned}$$

Donde r1, r2, r3, ...,rs, ...rN son resistencias por unidad de longitud de cada vano del alimentador, un vano se identifica como el tramo que esta entre dos nodos.

Las corrientes para cada vano del alimentador se pueden definir como una componente activa y una componente reactiva $i_j + i'_j$:

Para el tramo 1:

$$i_1 = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_N ; i'_1 = I'_1 + I'_2 + I'_3 + \dots + I'_N - I_C$$

Para el tramo 2:

$$i_2 = I_2 + I_3 + I_4 + \dots + I_N ; i'_2 = I'_1 + I'_3 + I'_4 + \dots + I'_N - I_C$$

Para el tramo 3:

$$i_3 = I_3 + I_4 + I_5 + \dots + I_N ; i'_3 = I'_3 + I'_4 + I'_5 + \dots + I'_N - I_C$$

Para el tramo S:

$$\mathbf{i}_s = I_s + I_{s+1} + I_{s+2} + I_{s+3} + \dots + I_N$$

$$\mathbf{i}'_s = I'_s + I'_{s+1} + I'_{s+2} + I'_{s+3} + \dots + I'_N - I_C \quad \text{para } S < Nc$$

$$\mathbf{i}'_s = I'_s + I'_{s+1} + I'_{s+2} + I'_{s+3} + \dots + I'_N \quad \text{para } S > Nc$$

Las pérdidas de potencia monofásica en cada tramo se calculan de la siguiente manera:

Vano 1:

$$L_1 = r_1 |\mathbf{i}_1|^2$$

$$L_1 = r_1 \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s - I_C \right)^2 \right]$$

$$L_1 = r_1 |\mathbf{i}_1|^2 = r_1 \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 - 2I_C \sum_{s=1}^N I'_s + I_C^2 \right]$$

Vano 2:

$$L_2 = r_2 |\mathbf{i}_2|^2$$

$$L_2 = r_2 |\mathbf{i}_2|^2 = r_2 \left[\left(\sum_{s=2}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=2}^N I'_s \right)^2 - 2I_C \sum_{s=2}^N I'_s + I_C^2 \right]$$

Vano Nc :

$$L_{Nc} = r_{Nc} |\mathbf{i}_{Nc}|^2 = r_{Nc} \left[\left(\sum_{s=Nc}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=Nc}^N I'_s \right)^2 - 2I_C \sum_{s=Nc}^N I'_s + I_C^2 \right]$$

Vano $Nc+1$:

$$L_{Nc+1} = r_{Nc+1} |\mathbf{i}_{Nc+1}|^2 = r_{Nc+1} \left[\left(\sum_{s=Nc+1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=Nc+1}^N I'_s \right)^2 \right]$$

Vano N:

$$L_N = r_N |\mathbf{i}_N|^2 = r_N \left[\left(\sum_{s=N}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N}^N I'_s \right)^2 \right]$$

Las pérdidas totales vienen de la suma de cada vano, y las corrientes hasta el nodo Nc tienen dos términos correspondientes a la corriente antes de instalar el capacitor y las demás son las corrientes modificadas por el banco de capacitores, de los cual tomaremos los términos que contienen a Ic en la suma de las corrientes:

$$L_1 = r_1|i_1|^2 = r_1 \left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + r_1 \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 - 2 r_1 I_c \sum_{s=1}^N I'_s + r_1 I_c^2$$

$$L_2 = r_2|i_2|^2 = r_2 \left(\sum_{s=2}^N I_s \right)^2 + r_2 \left(\sum_{s=2}^N I'_s \right)^2 - 2 r_2 I_c \sum_{s=2}^N I'_s + r_2 I_c^2$$

.....

$$L_{c-1} = r_{c-1} \left(\sum_{s=c-1}^N I_s \right)^2 + r_{c-1} \left(\sum_{s=c-1}^N I'_s \right)^2 - 2 r_{c-1} I_c \sum_{s=c-1}^N I'_s + r_{c-1} I_c^2$$

$$L_c = r_c|i_c|^2 = r_c \left(\sum_{s=c}^N I_s \right)^2 + r_c \left(\sum_{s=c}^N I'_s \right)^2 - 2 r_c I_c \sum_{s=c}^N I'_s + r_c I_c^2$$

$$\sum_{i=1}^c Li = \sum_{i=1}^c \left(r_i \left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 \right) + \sum_{i=1}^c \left(r_i \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 \right) - 2 I_c \sum_{i=1}^c \left(r_i \left(\sum_{s=1}^c I'_s \right) \right) + I_c^2 \sum_{s=1}^c r_i$$

Si decimos que $R_I I_I'$ es el momento de la corriente reactiva I_I' con respecto al origen y las sumas de los momentos de las corrientes reactivas con respecto al origen es llamada M_o^N y de forma la suma de los momentos de las corrientes reactivas con respecto al nodo Nc es llamada M_{Nc}^N , entonces se tiene la expresión simplificada de las pérdidas totales monofásicas:

$$L = \sum_{s=1}^N L_s = M - 2I_c(M_o^N - M_{Nc}^N) + I_c^2 R_{Nc}$$

Donde:

M : Son las pérdidas totales en el alimentador sin capacitores.

$$M = \sum_{s=1}^N r_s \left(\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 \right)$$

M_o^N : es la suma de los momentos eléctricos de las corrientes reactivas desde el nodo I hasta el nodo N , tomando como centro al nodo cero o de la fuente.

$$M_o^N = R_1 I'_1 + R_2 I'_2 + R_3 I'_3 + \dots + R_{Nc-1} I'_{Nc-1} + R_{Nc} I'_{Nc} + R_{Nc+1} I'_{Nc+1} + \dots + R_N I'_N$$

M_{Nc}^N : es la suma de los momentos eléctricos de las corrientes reactivas desde el nodo $Nc+1$ hasta el nodo N , tomando como centro al nodo Nc .

$$M_{Nc}^N = r_{Nc+1} I'_{Nc+1} + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2}) I'_{Nc+2} + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2} + r_{Nc+3}) I'_{Nc+3} + \dots + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2} + r_{Nc+3} + \dots + r_N) I'_N$$

La reducción de pérdidas de potencia monofásica se deduce de la resta entre M y L

$$\Delta L_{1\phi} = (M - L) = 2I_C(M_o^N - M_{Nc}^N) - I_C^2 R_{Nc} \text{ [watts]}$$

Las pérdidas para un alimentador trifásico, deberían ser tres veces la pérdida del sistema monofásico, por tanto:

$$\Delta L_{3\phi} = 6I_C(M_o^N - M_{Nc}^N) - 3I_C^2 R_{Nc}$$

Como se ha visto anteriormente, si las reducciones de pérdidas de potencia se integran en el tiempo, cuando la carga sigue un ciclo y se introduce el factor de carga FC , se obtiene la reducción de pérdidas de energía como sigue:

$$\Delta E_{3\phi} = \int_0^T \Delta L_{3\phi} dt$$

$$\Delta E_{3\phi} = 6FC \cdot I_C \cdot T (M_o^N - M_{Nc}^N)_{max} - 3I_C^2 R_{Nc} T$$

Nuevamente, tratamos de buscar una función de costos que agrupe los términos de las pérdidas para encontrar la función que minimice el costo de inversión, operación y mantenimiento.

$$\Delta C_{\$} = K1 \cdot \Delta E_{3\phi} + K2 \cdot \Delta L_{3\phi}$$

$$\Delta C_{\$} = K1 [6FC \cdot T \cdot I_C (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - 3T I_C^2 R_{Nc}] + K2 [6I_C (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - 3I_C^2 R_{Nc}]$$

$$\Delta C_{\$} = 6K1 \cdot FC \cdot T \cdot I_C (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - 3K1 \cdot T I_C^2 R_{Nc} + 6 \cdot K2 \cdot I_C (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - 3 \cdot K2 \cdot I_C^2 R_{Nc}$$

$$\Delta C_{\$} = (6K1 \cdot FC \cdot T + 6K2) I_C (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - (3K1 \cdot T + 3K2) (I_C^2 R_{Nc})$$

$$\Delta C_{\$} = (a)I_C(M_o^N - M_{Nc}^N)_m - (b)(I_C^2 R_{Nc})$$

Para encontrar un máximo de la función con respecto a la I_C , derivamos e igualamos a cero:

$$\frac{\partial C_{\$}}{\partial I_C} = 0 = (a)(M_o^N - M_{Nc}^N)_m - 2(b)I_C(R_{Nc})$$

$$(a)(M_o^N - M_{Nc}^N)_m = 2(b)I_C(R_{Nc})$$

$$\frac{(a)(M_o^N - M_{Nc}^N)_m}{2(b) \cdot R_{Nc}} = I_C$$

Por tanto, el máximo ahorros se tendrá cuando:

$$\Delta C_{\$_{optimo}} = a \frac{(a)(M_o^N - M_{Nc}^N)_m}{2(b) \cdot R_{Nc}} (M_o^N - M_{Nc}^N)_m - b \left(\frac{(a)(M_o^N - M_{Nc}^N)_m}{2(b) \cdot R_{Nc}} \right)^2 R_{Nc}$$

$$\Delta C_{\$_{optimo}} = \frac{(a)^2 (M_o^N - M_{Nc}^N)_m^2}{2b \cdot R_{Nc}} - \frac{(a)^2 (M_o^N - M_{Nc}^N)_m^2}{4b \cdot R_{Nc}}$$

$$\Delta C_{\$_{optimo}} = \frac{2(a)^2 (M_o^N - M_{Nc}^N)_m^2}{4b \cdot R_{Nc}} - \frac{(a)^2 (M_o^N - M_{Nc}^N)_m^2}{4b \cdot R_{Nc}}$$

$$\Delta C_{\$_{optimo}} = \frac{(a)^2 (M_o^N - M_{Nc}^N)_m^2}{4b \cdot R_{Nc}}$$

Donde:

$$a = 6K1.FC.T + 6K2$$

$$b = 3K1.T + 3K2$$

$$M_o^N = R_1 I'_1 + R_2 I'_2 + R_3 I'_3 + \dots + R_{Nc-1} I'_{Nc-1} + R_{Nc} I'_{Nc} + R_{Nc+1} I'_{Nc+1} + \dots + R_N I'_N$$

$$M_{Nc}^N = r_{Nc+1} I'_{Nc+1} + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2}) I'_{Nc+2} + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2} + r_{Nc+3}) I'_{Nc+3}$$

$$+ \dots + (r_{Nc+1} + r_{Nc+2} + r_{Nc+3} + \dots + r_N) I'_N$$

$$R_{Nc} = r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_s + \dots + r_{Nc} = \sum_{s=1}^{Nc} r_s$$

La localización óptima se realizará de acuerdo a los datos que se ingrese en cada nodo, con los cual solo uno, nos dará la máxima función de ahorros tanto en pérdidas de potencia y energía como de costos de instalación del banco de capacitores, recordándose que para cada solución se deben considerar que las caídas de tensión deben ser menores a las establecidas en la regulación ecuatoriana, por lo cual se debe ingresar una función de restricción que nos indique si se cumple con este parámetro adicional. Para determinar la idoneidad de la colocación de condensadores en un nodo particular, se ha establecido un conjunto de reglas difusas de antecedentes múltiples. Las entradas a las reglas son los índices de voltaje y los índices de pérdida de potencia que se pueden integrar también en pérdidas de energía, y la salida resultante es la idoneidad de la colocación del condensador.

3.5.4 CONSIDERACIONES PARA SIMPLIFICACIÓN DEL PROBLEMA

- Condensadores o capacitores fijos. - Instalación de capacitores en paralelo (shunt) como puntos de inyección de potencia reactiva en los nodos que lo requieran.
- Alimentador estrictamente radial. - Para cada simulación el voltaje puede estar en por unidad (pu) entre un valor de 0.85 como mínimo y de 1.10 como máximo.
- La mayor reducción de pérdidas fue asignada con el '1' y la menor reducción de pérdidas fue asignada con '0'. El resto de reducción de pérdidas de energía serán colocados entre 0 y 1.
- Análisis en la troncal, sin considerar los circuitos ramales. - Análisis de flujo de potencia en el alimentador de estudio para encontrar los parámetros de observación,

para este ítem se utilizará la herramienta informática de CYME utilizada en alimentadores reales.

3.5.5 DEFINICIÓN DEL SISTEMA A ESTUDIAR:

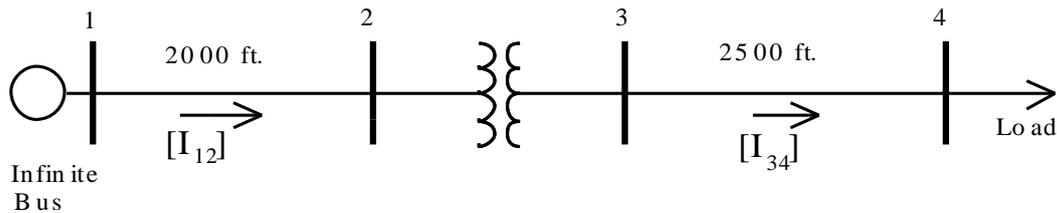


Figura 20. IEEE 4 Node Test Feeder

Características del Sistema:

Fuente o barra infinita. - es una barra simulada con datos entregados del documento Alimentador de prueba de 4 nodos de IEEE, con una tensión de 12.470 voltios de línea a línea, trifásica con ángulos de fase 0, -120, 120 grados respectivamente para cada fase A, B y C, la impedancia equivalente de la fuente está determinado por los valores de $Z1: 0,1+j0,6$; $Z0: 0,5+j0,5$; $Z2: 0,1+j0,6$, con base en 100 MVA, la demanda se la realizara en KVA reales con un factor de carga del 100%, y una constante $k=0,15$, como inicio de la simulación considerando que se tiene un factor de pérdidas determinado por la siguiente expresión:

$$\text{Factor de pérdidas} = k * FdC + (1 - k) * FdC^2$$

Connection	kVA	kVLL-high	kVLL-low	R - %	X - %
Step-Down	6,000	12.47	4.16	1.0	6.0
Step-Up	6,000	12.47	24.9	1.0	6.0

Tabla 2. Datos del transformador trifásico de potencia

El primer tramo definido por los nodos 1 y 2 tiene las características de ser un vano trifásico, con una longitud de 2000 pies, el conductor para las fases son el 336_400_26_7_NOB y para el neutro es un conductor 4/0_6_1_ACSR_NOB con una resistividad de la tierra de 100 ohmios-m.

Conductor	Calibre - # hilos [ACSR]	GMR [pies]	Resistencia [Ω /milla]	Diámetro [pulgada]
De Fase	336,400 - 26/7	0.02440	0.306	0.721
De Neutro	4/0 - 6/1	0.00814	0.592	0.563

Tabla 3. Datos de los calibres del alimentador

Tanto la línea principal (Nodo1-Nodo 2) como la línea secundaria (Nodo 3-Nodo4) se construirán utilizando la configuración de polos mostrada en la Figura 21.

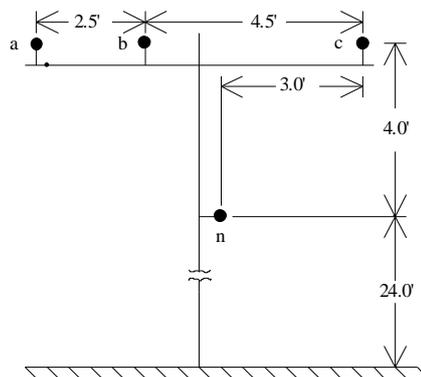


Figura 21. Configuración del nodo

La matriz de impedancia de fase se tiene:

$$z_y = \begin{pmatrix} 0.4576+ 1.078j & 0.1559+ 0.5017j & 0.1535+ 0.3849j \\ 0.1559+ 0.5017j & 0.4666+ 1.0482j & 0.158+ 0.4236j \\ 0.1535+ 0.3849j & 0.158+ 0.4236j & 0.4615+ 1.0651j \end{pmatrix} \quad \Omega/\text{mile}$$

La matriz de impedancias de secuencia se tiene:

$$z_{y_{\text{pos}}} = 0.3061+ 0.627j \quad \Omega/\text{mile}$$

$$z_{y_{\text{zero}}} = 0.7735+ 1.9373j \quad \Omega/\text{mile}$$

Entre el nodo 2 y 3 se encuentra el transformador de distribución el cual tiene las siguientes características, bifásico, inmerso en líquido, devano de tipo acorazada, capacidad de 6000 KVA,

voltaje en el primario de 12.470 V y en el secundario de 4.160 V, configuración de conexión YD_abierto, impedancias de secuencia $Z1=6,08\%$ de $X1/R1=6$ y de $Z0=6,08\%$ de $X0/R0=6$

Connection	KVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Step-Down	2000	7.2	4.16	1.0	6.0
Step-Up	2000	7.2	24.9	1.0	6.0

Tabla 4. Datos del transformador de distribución

El segundo tramo definido por los nodos 3 y 4 tiene las características de ser un vano trifásico, con una longitud de 2500 pies, el conductor para las fases son el 336_500_26_7_NOB y no tiene el neutro con una resistividad de la tierra de 100 ohmios-m.

En el último tramo desde el nodo 4 al nodo final 5, se encuentra la carga que tiene las características, tipo de cliente residencial, conexión en delta, $P_{ab}=1275$ kW, $P_{bc}=1800$ kW, $P_{ca}=2375$ kW, con factores de potencia $f_{p_{ab}}=0,85$; $f_{p_{bc}}=0,90$; $f_{p_{ca}}=0,95$

La matriz de impedancia de fase se tiene:

$$z_d = \begin{pmatrix} 0.4013 + 1.4133j & 0.0953 + 0.8515j & 0.0953 + 0.7266j \\ 0.0953 + 0.8515j & 0.4013 + 1.4133j & 0.0953 + 0.7802j \\ 0.0953 + 0.7266j & 0.0953 + 0.7802j & 0.4013 + 1.4133j \end{pmatrix} \quad \Omega/\text{mile}$$

Y la matriz de impedancia de secuencia se tiene:

$$z_{d_{pos}} = 0.306 + 0.6272j \quad \Omega/\text{mile}$$

$$z_{d_{zero}} = 0.5919 + 2.9855j \quad \Omega/\text{mile}$$

Entonces comenzamos a realizar la simulación:

Para condiciones normales consideramos que tenemos las distancias de acuerdo al documento IEEE, realizamos el cálculo de flujo de carga y sacamos los voltajes de nodo y pérdidas en cada segmento:

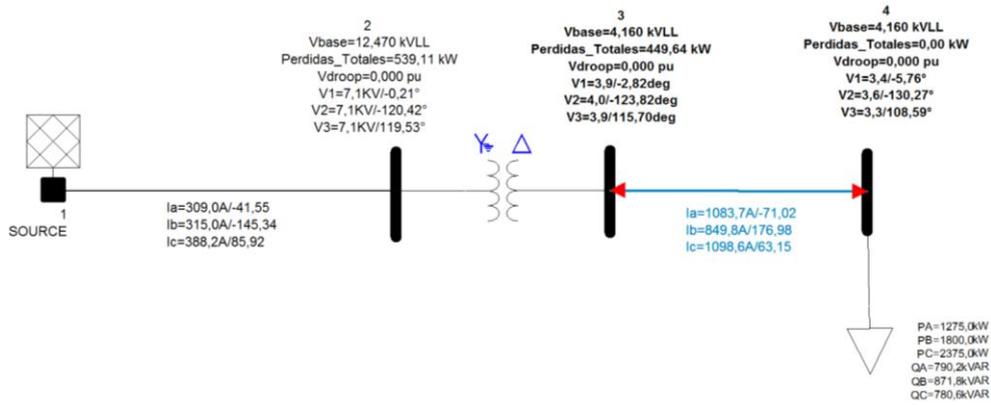


Figura 22. Circuito ramal del IEEE 4 nodos

Como se identifica en la simulación del alimentador se tiene 539,11 kW de pérdidas totales y 449,64 kW de pérdidas sin considerarlas pérdidas del transformador, por lo tanto:

Pérdidas debidas a las líneas = 449,64 kW

Pérdidas debidas al trafo = 89,47 kW

En cambio las caídas de tensión en las líneas se determinan del gráfico siguiente:

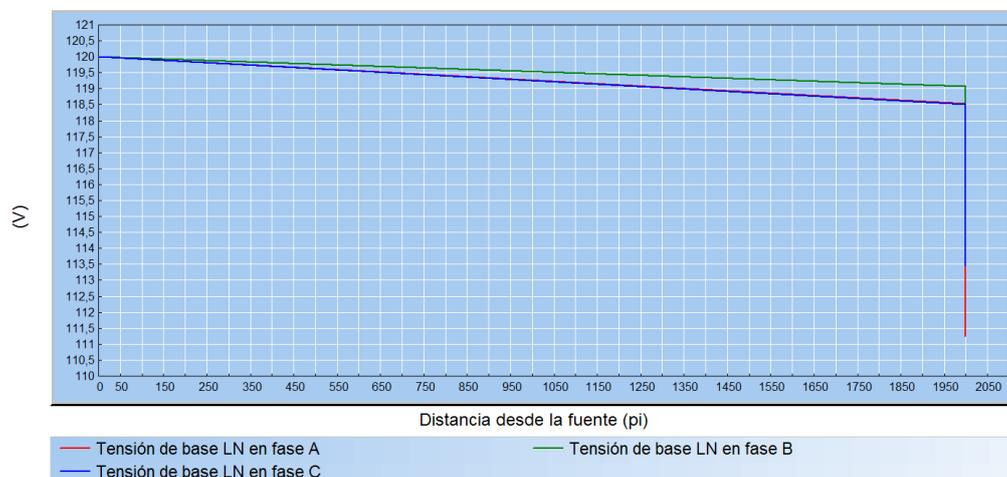


Figura 23. Perfil de voltaje o tensión tomado del CYMDIST

Cuadro de flujo de carga								
Barra - 3								
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	
A	111,3	3,9	2,2	1083,7	2413,1	1912,9	1470,9	
B	114,1	4	2,3	849,8	1940	1679,9	970,2	
C	113,5	3,9	2,3	1098,6	2494,6	2306,6	950,1	
				Total:	6805	5899	3391	
Barra - 4								
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR	
A	93,3	3,4	1,9	1083,7	2023,5	1692,3	1109,5	
B	104,5	3,6	2,1	849,8	1777,4	1604,1	765,4	
C	101,3	3,3	2	1098,6	2226,9	2153,4	567,3	
				Total:	5972	5450	2442	
B4-B3								
	V base							
A	18	0,15				220,6	0,12	
B	9,6	0,08				75,8	0,04	
C	12,2	0,10				153,2	0,08	
		0,89					0,08	
Vbase_fuente	120				Pbase_carga	1816,67		

Tabla 5. Datos obtenidos del flujo de carga simulado en CYMDIST

Ahora utilizamos la herramienta del matlab con la caja de lógica difusa para encontrar la ubicación de instalación. Por lo cual es necesario encontrar las funciones de pertenencia de las caídas de tensión, pérdida de potencia o energía e idoneidad de nodo de condensador, y la decisión de los conjuntos difusos de las caídas de tensión, pérdida de potencia y nodos de condensador. Las funciones de pertenencia para la descripción de la tensión han sido creadas en base a las Normas ARCONEL y con referencia en las de la comisión de energía hidroeléctrica de Ontario [14] para aceptables rangos de funcionamiento de la tensión para los sistemas de distribución.

Las funciones de pertenencia para los índices PLRI (Power loss reduction Index) y CPSI (Capacitor placement suitable index) por sus siglas en inglés, fueron creadas para proporcionar una clasificación. Por lo tanto, las particiones de las funciones de pertenencia para los índices de potencia e idoneidad están igualmente espaciados.

PLRI Rise:

L	=	0.00
LM	=	0.25
M	=	0.50
HM	=	0.75
H	=	1.00

VI Rise:

VL	=	0.85
L	=	0.90
LN	=	0.95
N	=	1.00
HN	=	1.05
H	=	1.10

3.5.6 IDENTIFICACIÓN DE NODO CON MAYOR APTITUD.

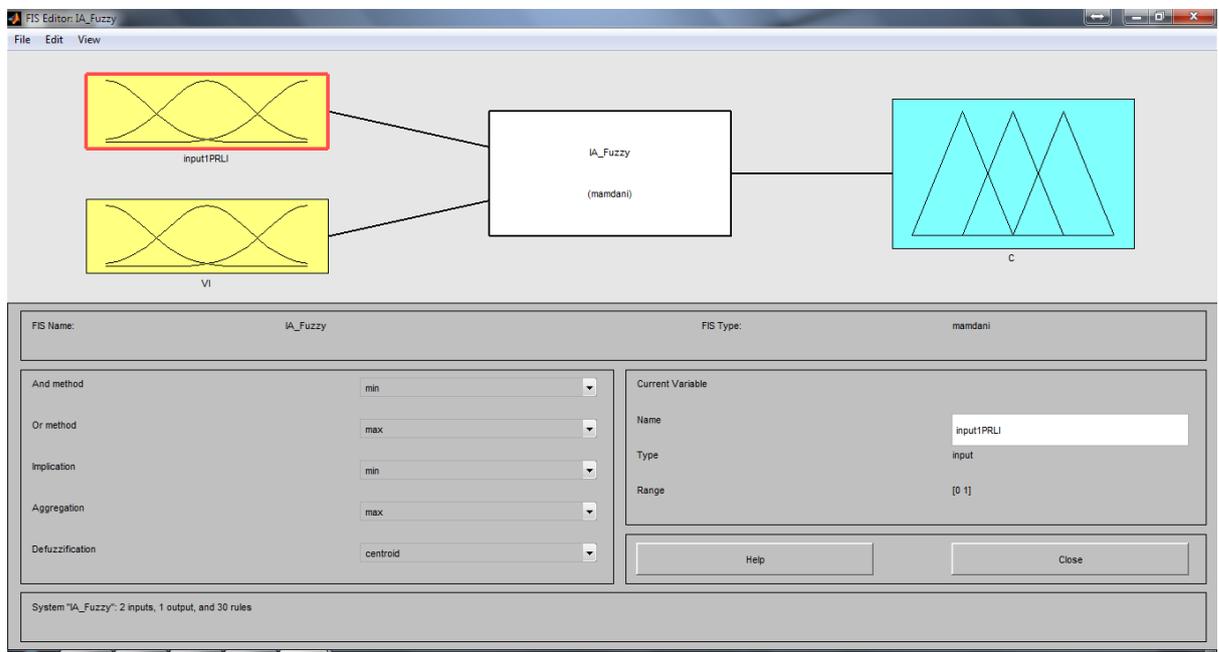


Figura 24. Utilización de la herramienta Fuzzy Logic

A través de la herramienta de Matlab, en el fuzzy toolbox, se ingresan las matrices de pertenencia y de decisión para identificar al nodo con mejor clasificación. Para el problema de la asignación de condensadores, se definen reglas para determinar la idoneidad de un nodo para la instalación del condensador. Tales normas se expresan de la siguiente forma:

SI la premisa (antecedente), ENTONCES conclusión (consecuente).

Para determinar la idoneidad de la colocación en el condensador un nodo en particular, un conjunto de reglas difusas múltiples antecedentes ha sido establecido. Las entradas a las reglas son los índices de tensión y pérdida de potencia, y la consiguiente salida es la idoneidad de la colocación del condensador. Como se indica en la tabla 6.

Las variables difusas son:

- Reducción de pérdidas de energía (PRLI)
- Reducción de caídas de voltaje (VI)
- Ubicación óptima del condensador (CI)

Se describen por los términos difusos de:

- Alto (H)
- Medio-Alto/Normal (HM)
- Medio/Normal (M)
- Medio-Bajo/Normal (LM)
- Bajo. (L)

AND	VI					
	V_Low	Low	Lo-Normal	Normal	Hi-Normal	High
L	Med	Lo-Med	Lo-Med	Low	Low	Low
P LM	Hi-Med	Med	Lo-Med	Lo-Med	Low	Low
L M	High	Hi-Med	Med	Lo-Med	Low	Low
R HM	High	Hi-Med	Hi-Med	Med	Lo-Med	Low
I HM	High	High	Hi-Med	Med	Lo-Med	Lo-Med

Tabla 6. Matriz logica de pertenencia

Estos variables difusas descritas por los términos lingüísticos son descritos por términos difusos como Alto, Medio-alto/normal, Medio/normal, medio-bajo/normal o bajo.

Estas variables difusas descritas por términos lingüísticos son representadas por funciones de pertenencia. Las funciones de pertenencia se muestran gráficamente:

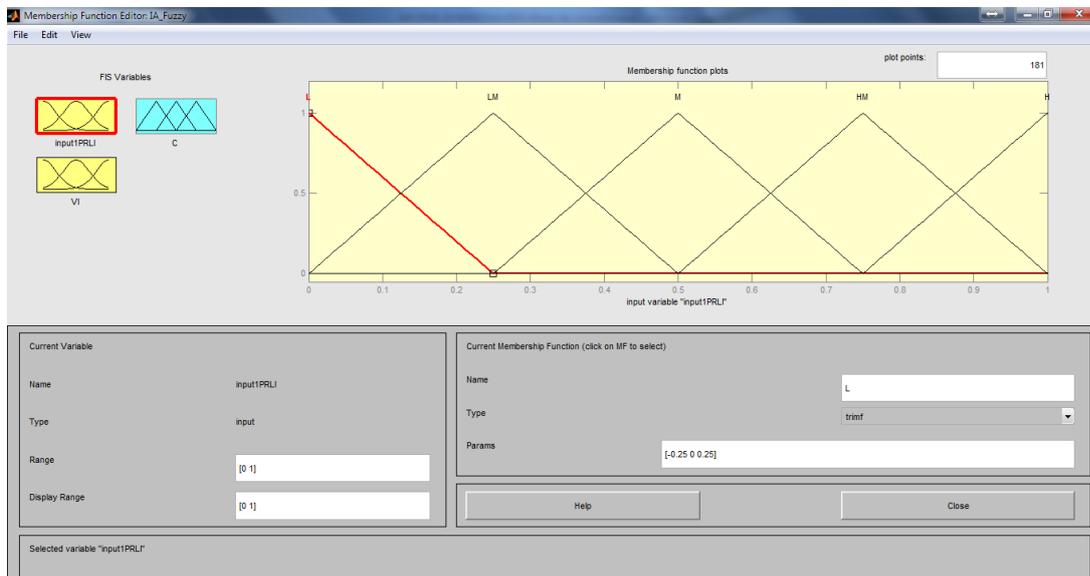


Figura 25. Parametrización de la entrada lógica Índice de reducción de pérdidas

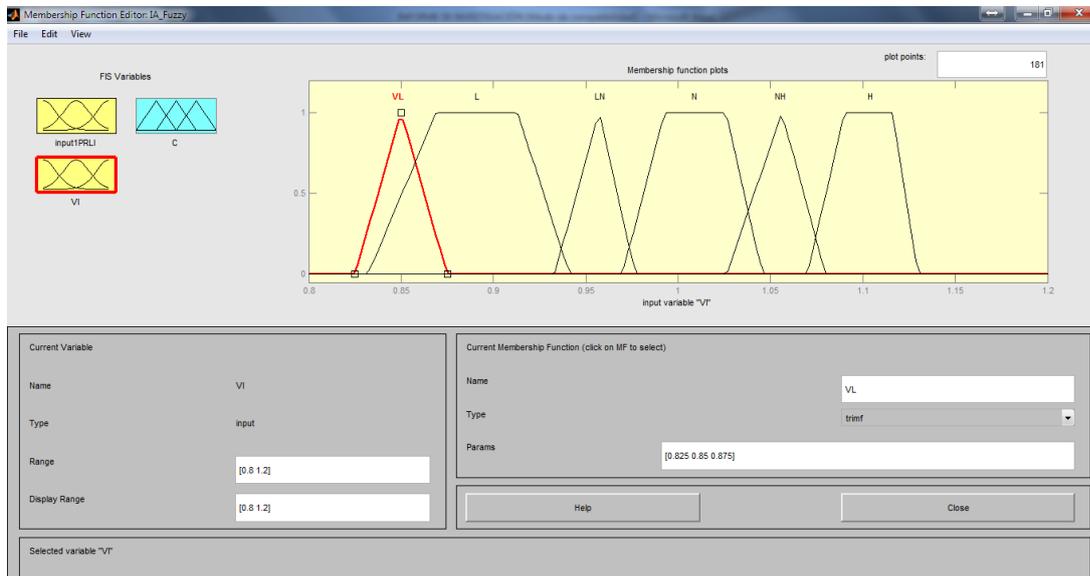


Figura 26. Parametrización de la entrada lógica Índice de caídas de voltaje

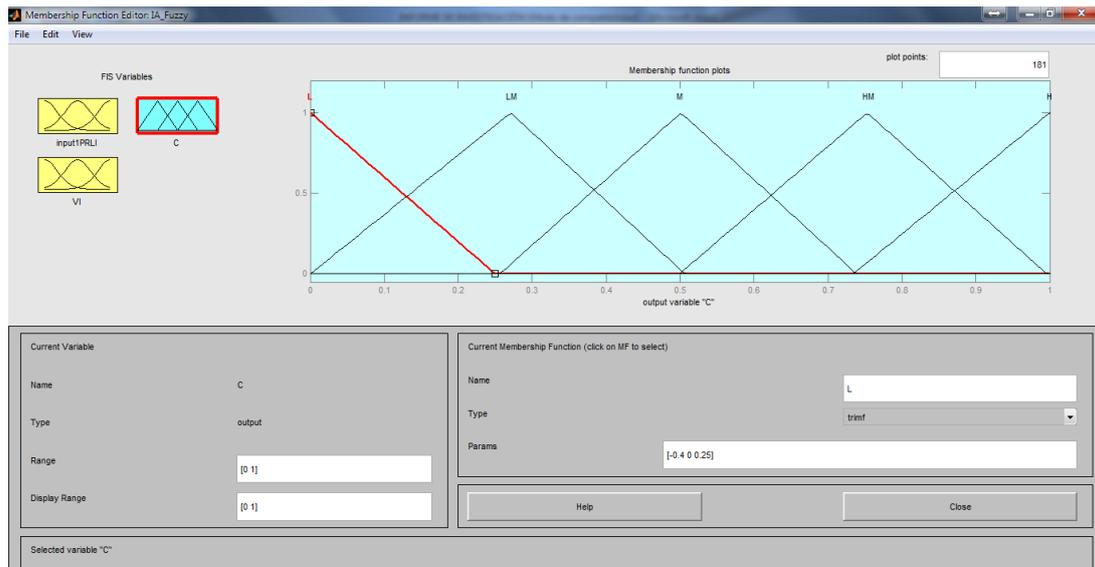


Figura 27. Parametrización de las salida lógica Índice de Capacitancia

Instalar un condensador en el nodo (s) óptimo. Seleccionar condensador que tiene el costo y el tamaño más bajo. Cálculo de los beneficios debido a la reducción en el pico pérdida de energía, y el coste de los bancos de condensadores y los ahorros netos de acuerdo a las constantes dadas por las empresas distribuidoras. Tanto el índice de reducción de pérdida de potencia (PLRI) como el índice de sensibilidad de tensión (VI) es ampliarse en los valores de Por Unidad.

A continuación, sobre la base de estos dos valores, el índice de colocación de idoneidad del condensador (CPSI) para cada barra es determinada mediante el uso de la caja de herramientas difusa en MATLAB.

Y el resultado nos posiciona el condensador en el único nodo donde se encuentra la carga con un índice de 0,339, indicándonos que para la potencia reactiva de la carga de 814 KVA se debería establecer una compensación del $0,339 \cdot 814$ por cada fase.

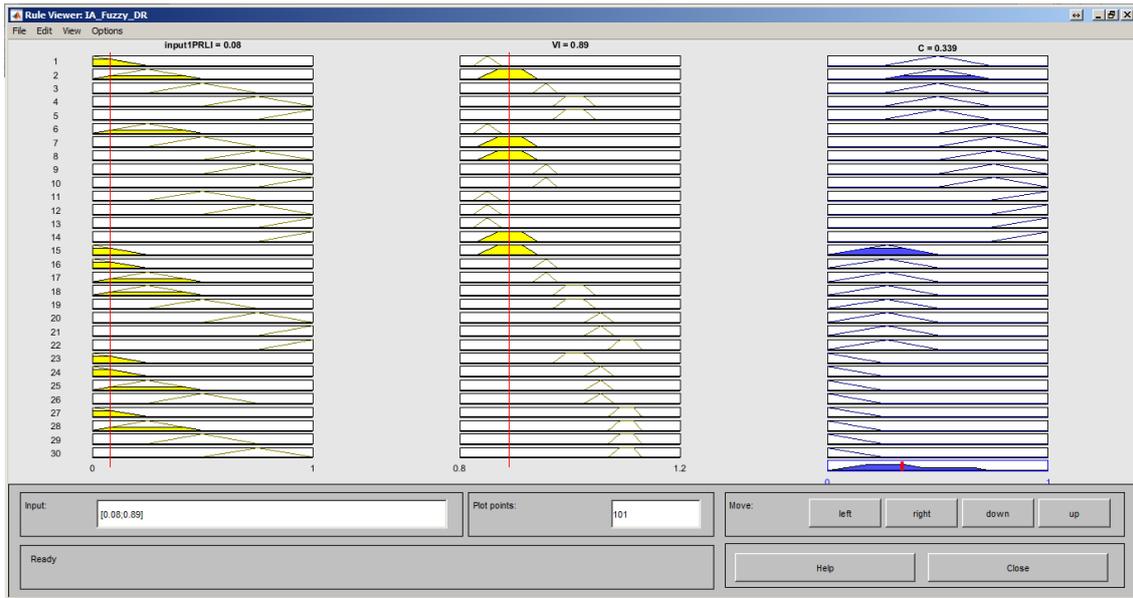


Figura 28. Resultados del caso de 4 nodos

Debido a la funcionalidad del algoritmo se procederá a realizar un alimentador de 10 nodos en un sistema de voltaje nominal de 23 kV, en el cual nuevamente se aplicará el procedimiento y se determinarán los resultados, los datos de línea y de las barras se muestran a continuación:

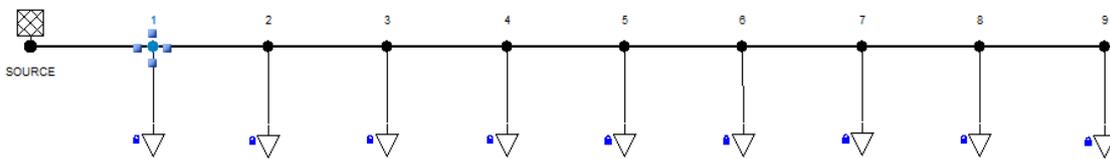
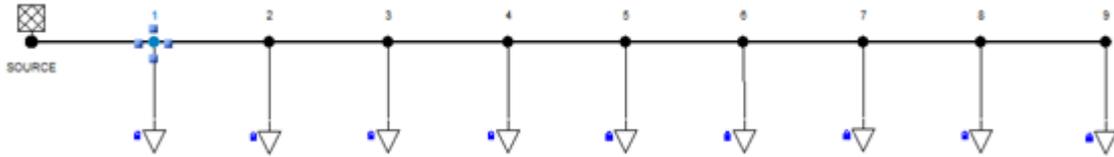


Fig. 12. Alimentador de 10 nodos IEEE

Origen(i)	Destino (j)	Barra #	P (kW)	Q (kVAr)	R _{i,j}	X _{i,j}
0	1	1	1840	460	0,1233	0,4127
1	2	2	980	340	0,0140	0,6051
2	3	3	1790	446	0,7463	1,2050
3	4	4	1598	1840	0,6984	0,6084
4	5	5	1610	600	1,9831	1,7276
5	6	6	780	110	0,9053	0,7886
6	7	7	1150	60	2,0552	1,1640
7	8	8	980	130	4,7953	2,7160
8	9	9	1640	200	5,3434	3,0264
i	j=i+1		12368	4186		
			4122,7	1395,33		

Tabla 7. Valores de nodo en potencia e impedancias de las líneas

El flujo de carga se tiene como se muestra en los siguientes cuadros:



Cuadro de flujo de carga

Nudo - 1

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9929	22.8368	13.1848	355.0987	4681.9150	4366.9735	1688.1561
B	0.9929	22.8368	13.1848	355.0987	4681.9150	4366.9735	1688.1561
C	0.9929	22.8368	13.1848	355.0987	4681.9150	4366.9735	1688.1561
Total:					14045.7451	13100.9204	5064.4684

Figura 29. Flujo de carga en el nodo 1

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 2

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9874	22.7098	13.1115	307.5746	4032.7682	3752.3270	1477.5864
B	0.9874	22.7098	13.1115	307.5746	4032.7682	3752.3270	1477.5864
C	0.9874	22.7098	13.1115	307.5746	4032.7682	3752.3270	1477.5864
Total:					12098.3047	11256.9811	4432.7592

Figura 30. Flujo de carga en el nodo 2

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 3

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9634	22.1587	12.7933	281.2289	3597.8574	3366.6469	1268.9629
B	0.9634	22.1587	12.7933	281.2289	3597.8574	3366.6469	1268.9629
C	0.9634	22.1587	12.7933	281.2289	3597.8574	3366.6469	1268.9629
Total:					10793.5723	10099.9407	3806.8887

Figura 31. Flujo de carga en el nodo 3

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 4

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9480	21.8049	12.5890	233.5607	2940.3055	2731.9438	1087.1429
B	0.9480	21.8049	12.5890	233.5607	2940.3055	2731.9438	1087.1429
C	0.9480	21.8049	12.5890	233.5607	2940.3055	2731.9438	1087.1429
Total:					8820.9165	8195.8313	3261.4288

Figura 32. Flujo de carga en el nodo 4

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 5

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9172	21.0958	12.1797	178,7130	2176,6654	2136,0073	418,7423
B	0.9172	21.0958	12.1797	178,7130	2176,6654	2136,0073	418,7423
C	0.9172	21.0958	12.1797	178,7130	2176,6654	2136,0073	418,7423
Total:					6529,9961	6408,0218	1256,2268

Figura 33. Flujo de carga en el nodo 5

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 6

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.9072	20.8659	12.0469	132,5472	1596,7872	1583,5792	204,9537
B	0.9072	20.8659	12.0469	132,5472	1596,7872	1583,5792	204,9537
C	0.9072	20.8659	12.0469	132,5472	1596,7872	1583,5792	204,9537
Total:					4790,3615	4750,7377	614,8610

Figura 34. Flujo de carga en el nodo 6

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 7

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.8890	20.4473	11.8053	110,7601	1307,5534	1298,4500	154,0245
B	0.8890	20.4473	11.8053	110,7601	1307,5534	1298,4500	154,0245
C	0.8890	20.4473	11.8053	110,7601	1307,5534	1298,4500	154,0245
Total:					3922,6601	3895,3499	462,0734

Figura 35. Flujo de carga en el nodo 7

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 8

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.8588	19.7518	11.4037	78,3579	893,5719	885,8315	117,3597
B	0.8588	19.7518	11.4037	78,3579	893,5719	885,8315	117,3597
C	0.8588	19.7518	11.4037	78,3579	893,5719	885,8315	117,3597
Total:					2680,7156	2657,4944	352,0790

Figura 36. Flujo de carga en el nodo 8

Cuadro de flujo de carga

Nudo - 9

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	KVAR
A	0.8376	19.2648	11.1226	49,4781	550,3231	546,2737	66,6374
B	0.8376	19.2648	11.1226	49,4781	550,3231	546,2737	66,6374
C	0.8376	19.2648	11.1226	49,4781	550,3231	546,2737	66,6374
Total:					1650,9693	1638,8211	199,9123

Figura 37. Flujo de carga en el nodo 9

Se calculan los índices de las reducciones de pérdidas de potencia y los índices de voltaje.

DeltaP	V(pu)
-	1
46,6432	0,9929
1.840,9200	0,9874
3,0188	0,9634
1.157,0405	0,9480
1.904,1093	0,9172
1.787,8096	0,9072
1.657,2840	0,8890
855,3879	0,8588
1.237,8555	0,8376

Tabla 8. Variación de potencia y caídas de voltaje en cada nodo

A continuación, sobre la base de estos dos valores, el índice de colocación de idoneidad del condensador (CPSI) para cada barra es determinada mediante el uso de la caja de herramientas difusa en MATLAB

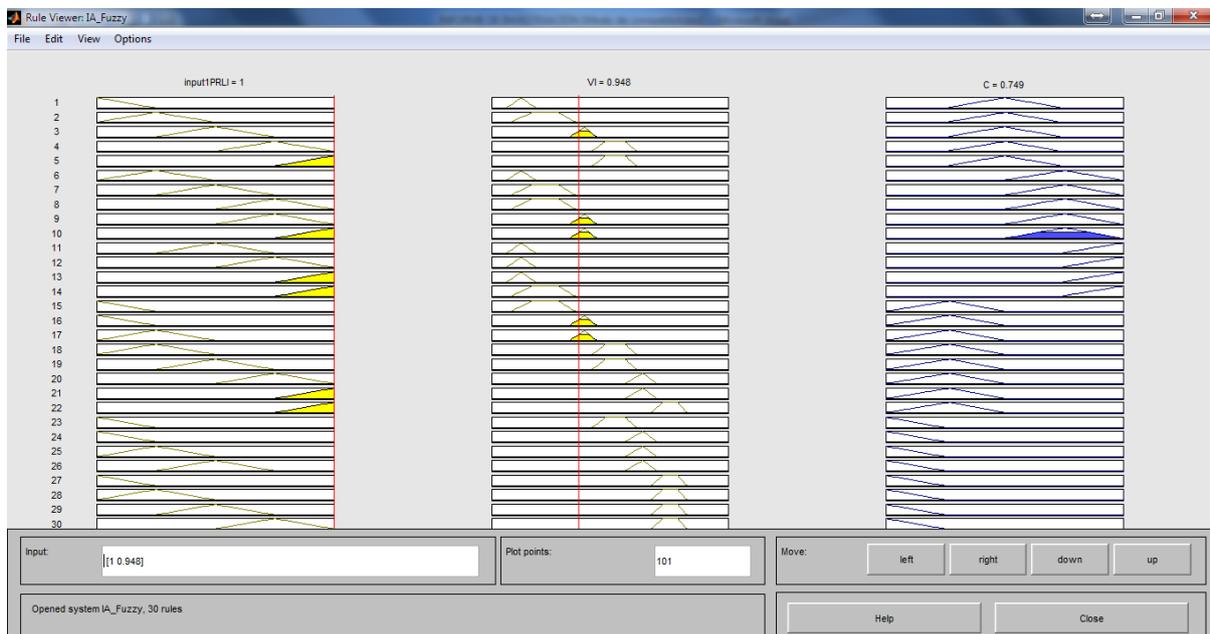


Figura 38. Reglas lógicas de entrada PRLI y VI para obtener el índice IC

Luego de lo cual se tienen la tabla de resultados siguiente:

PLRI (Input 1)	VI (Input 1)	CPSI (Output)
0,000	0,993	0,08
0,031	0,983	0,14
0,176	0,960	0,25
1,000	0,953	0,75
0,490	0,918	0,73
0,084	0,903	0,34
0,039	0,884	0,30
0,144	0,855	0,64
0,246	0,837	0,74

Tabla 9. Resultados obtenidos en el toolbox Fuzzy Logic para 10 nodos

La barra que necesita un equilibrio dará un CPSI máximo, las barras que ya están balanceadas darán valores menores. A los valores más altos de CPSI se considera en primer lugar para la colocación del condensador, por lo tanto, el valor de condensador para ser colocado está decidido. Según la tabla 9, la barra 4 tiene mayor CPSI, así que también se ha seleccionado la ubicación para instalar el condensador.

De acuerdo a estos valores podemos encontrar el ahorro de acuerdo a las ecuaciones y constantes desarrolladas:

$$S = K_P \Delta P + K_E \Delta E - K_C C$$

Si asumimos valores para las constantes:

El factor de carga = 0,56 (alimentador principal).

$K_P = 120$ (\$ / KW)

$K_E = 0,30$ (\$ / kWh)

$K_C = 5,00$ (\$ / KVAR)

$\Delta P =$ Reducción de pérdidas pico de energía (KW)

$\Delta E =$ Reducción de pérdidas de energía (kWh)

$C =$ Tamaño del Capacitor (KVAR)

$S =$ Ahorro de dinero por año (\$/año)

Desde el flujo de potencia que se obtiene en CYME, se tienen los resultados para graficar la Curva de Capacitancia “C” vs Ahorro “S” para la barra 4. S es máximo para C = 3400 KVAR. así que un condensador de este valor está instalado en la barra 4. La Capacitancia correspondiente al máximo ahorro se toma como tamaño óptimo del condensador necesario.

2.11 REFERENCIAS

- ABB, C. (2010). Qpole, Pole Mounted Capacitor System. *Catalog power capacitors*.
- ARCONEL. (2001). *Calidad del servicio eléctrico de distribución*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Electricidad.
- ARCONEL. (15 de Enero de 2017). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. Recuperado el 11 de Mayo de 2016, de Agencia de Regulación y Control de Electricidad: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/04/BalanceNacionalFebrero2016.xls>
- Cuevas, D. (2011). *Calidad de la Energía en los Sistema Eléctricos de Potencia. Tesis de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.*
- ELECTROTECHNIK. (2011). <http://www.electrotechnik.net/>. Obtenido de <http://www.electrotechnik.net/2011/10/transposition-of-conductors.html>
- Gonzales, F. (2007). *Introducción a los Sistemas de Transmisión. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*, 1-13.
- Kothari, D., & IJ, N. (2003). *Modern Power System Analysis*. McGraw Hill.
- Lite, T. (2016). *Tripp Lite*. Recuperado el 11 de Mayo de 2016, de <https://www.tripplite.com/support/articles/articleid/common-power-problems>

Seymour, J. (2001). The Seven Types of Power Problems. *White Paper 18 Schneider Electric*, 21.

South Western Electricity Historical Society, S., & O. (2009). Ferranti's Deptford Power Station. *Supplement to histelec News No 25*, 1-8.

Suárez, J., di Mauro, G., Anaut, D., & Agüero, C. (2005). Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 3(5), 7.

WEEDY, B. M. (1982). *Sistemas electricos de gran potencia*. Barcelona: Reverté, S.A. Encarnación, 86 Barcelona.

CAPITULO 4

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1 RESULTADOS

Con la metodología nos indica que se debe correr el flujo en condiciones normales y sin compensación, por lo cual se realiza la simulación del circuito y se tienen los valores de cada nodo y cada tramo de línea:

	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
Nudo - HEAD							
A	1	23	13,279	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
B	1	23	13,279	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
C	1	23	13,279	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
				Total:	14164,753	13125,84	5324,711

Tabla 10. Resultados del flujo de carga en el nodo fuente

Línea H-1							
A	0,993	22,839	13,186	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
B	0,993	22,839	13,186	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
C	0,993	22,839	13,186	355,566	4721,584	4375,28	1774,904
				Total:	14164,753	13125,84	5324,711

Tabla 11. Resultados del flujo de carga en el tramo Fuente – Nodo 1

Nudo - 1							
A	0,993	22,839	13,186	355,566	4688,547	4360,075	1724,012
B	0,993	22,839	13,186	355,566	4688,547	4360,075	1724,012
C	0,993	22,839	13,186	355,566	4688,547	4360,075	1724,012
				Total:	14065,641	13080,226	5172,035

Tabla 12. Resultados del flujo de carga en el nodo 1

Línea 1-2							
A	0,983	22,612	13,055	308,101	4062,663	3746,755	1570,686
B	0,983	22,612	13,055	308,101	4062,663	3746,755	1570,686
C	0,983	22,612	13,055	308,101	4062,663	3746,755	1570,686
				Total:	12187,988	11240,265	4712,057

Tabla 13. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 1 – Nodo 2

Nudo - 2							
A	0,983	22,612	13,055	308,101	4022,24	3744,402	1468,969
B	0,983	22,612	13,055	308,101	4022,24	3744,402	1468,969
C	0,983	22,612	13,055	308,101	4022,24	3744,402	1468,969
				Total:	12066,72	11233,205	4406,908

Tabla 14. Resultados del flujo de carga en el nodo 2

Línea 2- 3							
A	0,96	22,09	12,753	281,64	3676,799	3417,754	1355,657
B	0,96	22,09	12,753	281,64	3676,799	3417,754	1355,657
C	0,96	22,09	12,753	281,64	3676,799	3417,754	1355,657
				Total:	11030,396	10253,262	4066,97

Tabla 15. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 2 – Nodo 3

Nudo - 3							
A	0,96	22,09	12,753	281,64	3591,878	3361,696	1265,143
B	0,96	22,09	12,753	281,64	3591,878	3361,696	1265,143
C	0,96	22,09	12,753	281,64	3591,878	3361,696	1265,143
				Total:	10775,634	10085,088	3795,43

Tabla 16. Resultados del flujo de carga en el nodo 3

Línea 3-4							
A	0,953	21,922	12,657	233,821	2982,023	2765,11	1116,524
B	0,953	21,922	12,657	233,821	2982,023	2765,11	1116,524
C	0,953	21,922	12,657	233,821	2982,023	2765,11	1116,524
				Total:	8946,069	8295,331	3349,571

Tabla 17. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 3 – Nodo 4

Nudo - 4							
A	0,953	21,922	12,657	233,821	2959,372	2747,031	1100,774
B	0,953	21,922	12,657	233,821	2959,372	2747,031	1100,774
C	0,953	21,922	12,657	233,821	2959,372	2747,031	1100,774
				Total:	8878,117	8241,093	3302,323

Tabla 18. Resultados del flujo de carga en el nodo 4

Línea 4-5							
A	0,918	21,113	12,189	179,154	2267,471	2214,431	487,566
B	0,918	21,113	12,189	179,154	2267,471	2214,431	487,566
C	0,918	21,113	12,189	179,154	2267,471	2214,431	487,566
				Total:	6802,414	6643,293	1462,699

Tabla 19. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 4 – Nodo 5

Nudo - 5							
A	0,918	21,113	12,189	179,154	2183,769	2142,102	424,556
B	0,918	21,113	12,189	179,154	2183,769	2142,102	424,556
C	0,918	21,113	12,189	179,154	2183,769	2142,102	424,556
				Total:	6551,307	6426,305	1273,667

Tabla 20. Resultados del flujo de carga en el nodo 5

Línea 5-6							
A	0,903	20,776	11,995	133,005	1621,242	1605,604	224,634
B	0,903	20,776	11,995	133,005	1621,242	1605,604	224,634
C	0,903	20,776	11,995	133,005	1621,242	1605,604	224,634
				Total:	4863,726	4816,813	673,902

Tabla 21. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 5 – Nodo 6

Nudo - 6							
A	0,903	20,776	11,995	133,005	1595,383	1582,249	204,289
B	0,903	20,776	11,995	133,005	1595,383	1582,249	204,289
C	0,903	20,776	11,995	133,005	1595,383	1582,249	204,289
				Total:	4786,148	4746,747	612,868

Tabla 22. Resultados del flujo de carga en el nodo 6

Línea 6-7							
A	0,884	20,323	11,733	111,125	1332,938	1322,354	167,643
B	0,884	20,323	11,733	111,125	1332,938	1322,354	167,643
C	0,884	20,323	11,733	111,125	1332,938	1322,354	167,643
				Total:	3998,814	3967,061	502,93

Tabla 23. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 6 – Nodo 7

Nudo - 7							
A	0,884	20,323	11,733	111,125	1303,861	1294,956	152,126
B	0,884	20,323	11,733	111,125	1303,861	1294,956	152,126
C	0,884	20,323	11,733	111,125	1303,861	1294,956	152,126
				Total:	3911,582	3884,867	456,377

Tabla 24. Resultados del flujo de carga en el nodo 7

Línea 7-8							
A	0,855	19,663	11,352	78,524	921,344	911,819	132,137
B	0,855	19,663	11,352	78,524	921,344	911,819	132,137
C	0,855	19,663	11,352	78,524	921,344	911,819	132,137
				Total:	2764,032	2735,458	396,411

Tabla 25. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 7 – Nodo 8

Nudo - 8							
A	0,855	19,663	11,352	78,524	891,436	883,819	116,278
B	0,855	19,663	11,352	78,524	891,436	883,819	116,278
C	0,855	19,663	11,352	78,524	891,436	883,819	116,278
				Total:	2674,307	2651,458	348,834

Tabla 26. Resultados del flujo de carga en el nodo 8

Línea 8-9							
A	0,837	19,248	11,113	49,517	562,136	557,381	72,965
B	0,837	19,248	11,113	49,517	562,136	557,381	72,965
C	0,837	19,248	11,113	49,517	562,136	557,381	72,965
				Total:	1686,408	1672,142	218,895

Tabla 27. Resultados del flujo de carga en el tramo Nodo 8 – Nodo 9

Nudo - 9							
A	0,837	19,248	11,113	49,517	550,265	546,214	66,641
B	0,837	19,248	11,113	49,517	550,265	546,214	66,641
C	0,837	19,248	11,113	49,517	550,265	546,214	66,641
				Total:	1650,794	1638,643	199,922

Tabla 28. Resultados del flujo de carga en el nodo 9

Ahora debemos revisar las pérdidas que se han producido, de lo cual se realiza una diferencia entre la potencia del nodo y la potencia del tramo respectivamente, obteniendo los siguientes resultados:

Nodo	Potencia	Perdidas
1	P	46,766
	Q	156,531
	S	203,296
2	P	3,987
	Q	172,488
	S	176,475
3	P	177,586
	Q	286,735
	S	464,321
4	P	114,547
	Q	99,786
	S	214,334
5	P	190,942
	Q	166,341
	S	357,283
	P	48,044

6	Q	41,851
	S	89,895
	P	76,135
7	Q	43,12
	S	119,255
	P	88,703
8	Q	50,24
	S	138,943
	P	39,304
9	Q	22,261
	S	61,564

Tabla 29. Resultados del flujo de potencia en los 10 nodos

Buscamos la sensibilidad de los nodos frente al cambio de la reducción de pérdidas PRLI, por medio del índice de reducción de pérdidas de potencia, para lo cual consideramos que a cada nodo se coloca un banco de condensadores para compensar las pérdidas y se evalúa únicamente la reducción de pérdidas, buscando el menor PRLI. Se muestran los resultados después de la colocación de condensadores. Para diferentes nodos

Nodo	kV	kVL	I	KVA	kW	kVAR
1	23	13,279	329,351	4373,47	4347,99	471,406
	23	13,279	329,351	4373,47	4347,99	471,406
	23	13,279	329,351	4373,47	4347,99	471,406
			Total:	13120,409	13043,969	1414,217
2	22,908	13,226	329,351	4355,997	4334,944	427,741
	22,908	13,226	329,351	4355,997	4334,944	427,741
	22,908	13,226	329,351	4355,997	4334,944	427,741
			Total:	13067,99	13004,833	1283,224
3	22,842	13,188	283,248	3735,4	3719,64	342,769
	22,842	13,188	283,248	3735,4	3719,64	342,769
	22,842	13,188	283,248	3735,4	3719,64	342,769
			Total:	11206,199	11158,919	1028,308
4	22,474	12,976	258,918	3359,628	3345,626	306,403
	22,474	12,976	258,918	3359,628	3345,626	306,403
	22,474	12,976	258,918	3359,628	3345,626	306,403
			Total:	10078,883	10036,879	919,209
5	22,342	12,899	213,175	2749,724	2734,041	293,267
	22,342	12,899	213,175	2749,724	2734,041	293,267
	22,342	12,899	213,175	2749,724	2734,041	293,267
			Total:	8249,173	8202,122	879,802

6	21,73	12,546	171,197	2147,828	2135,41	230,633
	21,73	12,546	171,197	2147,828	2135,41	230,633
	21,73	12,546	171,197	2147,828	2135,41	230,633
			Total:	6443,484	6406,229	691,9
7	21,487	12,406	129,55	1607,157	1576,796	310,916
	21,487	12,406	129,55	1607,157	1576,796	310,916
	21,487	12,406	129,55	1607,157	1576,796	310,916
			Total:	4821,471	4730,387	932,749
8	21,119	12,193	107,519	1310,952	1291,282	226,243
	21,119	12,193	107,519	1310,952	1291,282	226,243
	21,119	12,193	107,519	1310,952	1291,282	226,243
			Total:	3932,855	3873,845	678,729
9	20,579	11,881	75,081	892,041	882,593	129,486
	20,579	11,881	75,081	892,041	882,593	129,486
	20,579	11,881	75,081	892,041	882,593	129,486
			Total:	2676,122	2647,779	388,457
10	20,229	11,679	46,989	548,789	546,141	53,844
	20,229	11,679	46,989	548,789	546,141	53,844
	20,229	11,679	46,989	548,789	546,141	53,844
			Total:	1646,367	1638,424	161,531

Tabla 30. Resultados obtenidos en una segunda corrida de flujo

Nodo	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
1	1	23	13,279	355,538	4721,211	4375,246	1774
	1	23	13,279	355,538	4721,211	4375,246	1774
	1	23	13,279	355,538	4721,211	4375,246	1774
				Total:	14163,633	13125,737	5322
2	0,993	22,839	13,186	355,538	4688,186	4360,043	1723
	0,993	22,839	13,186	355,538	4688,186	4360,043	1723
	0,993	22,839	13,186	355,538	4688,186	4360,043	1723
				Total:	14064,559	13080,13	5169
3	0,983	22,612	13,055	308,075	4021,928	3744,37	1468
	0,983	22,612	13,055	308,075	4021,928	3744,37	1468
	0,983	22,612	13,055	308,075	4021,928	3744,37	1468
				Total:	12065,784	11233,11	4405
4	0,96	22,09	12,754	281,617	3591,628	3361,673	1264
	0,96	22,09	12,754	281,617	3591,628	3361,673	1264
	0,96	22,09	12,754	281,617	3591,628	3361,673	1264
				Total:	10774,883	10085,02	3793
5	0,953	21,922	12,657	233,801	2959,151	2747,012	1100
	0,953	21,922	12,657	233,801	2959,151	2747,012	1100
	0,953	21,922	12,657	233,801	2959,151	2747,012	1100

				Total:	8877,454	8241,035	3301
6	0,918	21,113	12,19	179,143	2183,674	2142,092	424,1
	0,918	21,113	12,19	179,143	2183,674	2142,092	424,1
	0,918	21,113	12,19	179,143	2183,674	2142,092	424,1
				Total:	6551,023	6426,275	1272
7	0,903	20,776	11,995	132,997	1595,332	1582,241	203,9
	0,903	20,776	11,995	132,997	1595,332	1582,241	203,9
	0,903	20,776	11,995	132,997	1595,332	1582,241	203,9
				Total:	4785,995	4746,724	611,8
8	0,884	20,323	11,734	111,119	1303,827	1294,951	151,9
	0,884	20,323	11,734	111,119	1303,827	1294,951	151,9
	0,884	20,323	11,734	111,119	1303,827	1294,951	151,9
				Total:	3911,481	3884,853	455,6
9	0,855	19,664	11,353	78,52	891,413	883,818	116,1
	0,855	19,664	11,353	78,52	891,413	883,818	116,1
	0,855	19,664	11,353	78,52	891,413	883,818	116,1
				Total:	2674,24	2651,454	348,4
10	0,837	19,248	11,113	49,514	550,255	546,214	66,56
	0,837	19,248	11,113	49,514	550,255	546,214	66,56
	0,837	19,248	11,113	49,514	550,255	546,214	66,56
				Total:	1650,765	1638,643	199,7

Tabla 31. Resultados obtenidos en una tercera corrida de flujo

En las dos corridas de la simulación encontramos los índices de reducción de pérdidas, como se muestran en la tabla siguiente, con lo cual tenemos la primera variable de ingreso a la caja de herramientas del Fuzzy tool.

Nodo	ΔP	ΔV	PRLI	ΔP	ΔV	PRLI
1	45,61	0,16	0,18	44,22	0,15	0,21
2	7,06	0,23	-	6,84	0,21	0,03
3	168,17	0,52	0,77	162,51	0,50	0,77
4	54,24	0,17	0,22	52,40	0,16	0,25
5	216,99	0,81	1,00	212,24	0,78	1,00
6	70,07	0,34	0,30	68,82	0,33	0,32
7	82,19	0,45	0,36	80,85	0,45	0,38
8	84,00	0,66	0,37	82,62	0,65	0,39
9	33,50	0,42	0,13	33,00	0,41	0,16

Tabla 32. Resultados de los índices de pérdidas y voltaje para ingresar a fuzzy toolbox

A continuación, tabulamos el voltaje base en cada nodo en por unidad, conforme se muestra en la siguiente tabla:

Nodo	V base	Nodo	V base	Nodo	V base	Nodo	V base	Nodo	V base
Fuente		N - 2		N - 4		N - 6		N - 8	
A	1	A	0,983	A	0,953	A	0,903	A	0,855
B	1	B	0,983	B	0,953	B	0,903	B	0,855
C	1	C	0,983	C	0,953	C	0,903	C	0,855
Línea F-1		Línea		Línea 4-5		Línea 6-7		Línea 8-9	
A	0,993	A	0,96	A	0,918	A	0,884	A	0,837
B	0,993	B	0,96	B	0,918	B	0,884	B	0,837
C	0,993	C	0,96	C	0,918	C	0,884	C	0,837
N - 1		N - 3		N - 5		N - 7		N - 9	
A	0,993	A	0,96	A	0,918	A	0,884	A	0,837
B	0,993	B	0,96	B	0,918	B	0,884	B	0,837
C	0,993	C	0,96	C	0,918	C	0,884	C	0,837
Línea 1-2		Línea		Línea 5-6		Línea 7-8			
A	0,983	A	0,953	A	0,903	A	0,855		
B	0,983	B	0,953	B	0,903	B	0,855		
C	0,983	C	0,953	C	0,903	C	0,855		

Tabla 33. Resultados del índice de voltaje en CYMDIST

Con las dos variables de ingreso que ponemos a la herramienta, nos determinara la posición más idónea del capacitor, para reducir las pérdidas y para cumplir con la restricción de las caídas de voltaje en el alimentador.

Nodo	PLRI (Input 1)	VI (Input 2)	CPSI (Output 1)
1	0,000	0,993	0,08
2	0,031	0,983	0,14
3	0,176	0,960	0,25
4	1,000	0,953	0,75
5	0,490	0,918	0,73
6	0,084	0,903	0,34
7	0,039	0,884	0,30
8	0,144	0,855	0,64
9	0,246	0,837	0,74

Tabla 34. Resultados del índice de ubicación de capacitancia

A continuación, se presenta los resultados que se obtienen al replicar el método:

BUS	VI (ANTES)	VI (DESPUES)
1	0,9929	0,9975
2	0,9874	0,9986
3	0,9634	0,9884
4	0,9480	0,9802
5	0,9172	0,9588
6	0,9072	0,9511
7	0,8890	0,9364
8	0,8588	0,9141
9	0,8376	0,9015

Tabla 35. Comparacion de indices antes y despues de aplicar el algoritmo

La funcion de ahorro crece, mientras que la energía y la pérdida de energía se reduce y el factor de potencia mejora. - Hay un beneficio neto en la instalación de los condensadores.

4.2 CONCLUSIONES

- Al momento de realizar los cálculos y las simulaciones en alimentadores con un número de nodos pequeño se tiene mayor exactitud en los resultados, lo cual muestra que los factores que alteran la ubicación óptima de un banco de capacitores son el número de nodos o la complejidad del sistema de distribución en el cual se quiera investigar.
- Se compensan los perfiles de voltaje en el alimentador, cumpliendo la restricción dada y con un porcentaje de pérdidas considerable, al momento de presentar índices de calidad.
- En el cálculo de índice de reducción de pérdidas, se puede automatizar de acuerdo a la sensibilidad que se tenga en cada nodo por su carga y sus componentes del tramo.
- El problema se puede complicar aún más en la realidad, si se consideran las capacitancias de derivación en el modelo PI de la línea de los alimentadores, todo dependerá del nivel de voltaje con el que se esté trabajando, ya que a mayor voltaje las capacitancias pueden incrementar y ser representativas para el análisis, lo cual puede ser un tema adicional para investigación.
- Estabilización del voltaje. - Hay una mejora considerable en el perfil de voltaje después de la compensación del sistema, las condiciones y restricciones si pueden satisfacer el voltaje restricción.
- Las pérdidas de la potencia y la energía resultan en la colocación de condensador de potencia reactiva compensado como un factor de potencia, resultando en una mejora del sistema. Los datos se obtienen a partir del programa de flujo de carga en CYME.

4.3 RECOMENDACIONES

- Se recomienda considerar todos los parámetros técnicos y financieros de un alimentador real, en el cálculo de flujos de potencia, ya que de estos cálculos se toman las variables de entrada para el algoritmo de lógica difusa, por lo tanto, los resultados del corrido de flujo deben ser coherentes y con mediciones reales.
- Se recomienda utilizar el algoritmo difuso en casos como estos, ya que la ubicación de un banco de capacitores no puede darse en una coordenada X, Y exacta en un sistema georreferenciado, sino más bien en ubicaciones ya determinadas donde se encuentran los postes y el rango de variación de dicha ubicación óptima puede darse en la realidad a restricciones físicas de montar el banco de capacitores en el poste (ubicación óptima) escogido.
- Se recomienda realizar muchas experimentaciones en el algoritmo genético, con la finalidad de buscar la precisión de ajuste en la matriz de conocimiento que se asignó a las funciones de membresía y de esa manera poder obtener resultados rápidos y eficaces.