

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTIMACIÓN DE ESTADO Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE MEDIDORES DE VOLTAJE Y CORRIENTE EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADAS

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

ING. ANTONIO DE JESÚS ORTIZ LÓPEZ

antonio.ortiz@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

paul.vasquez@epn.edu.ec

Quito, noviembre 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Antonio de Jesús Ortiz López, bajo mi supervisión.

DR. PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Antonio de Jesús Ortiz López, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

ANTONIO DE JESÚS ORTIZ LÓPEZ

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Alfonso Ortiz y Carmen López;

A mi querida hermana, Karina Ortiz;

A mis amados sobrinos, Fabia Emilia y Bruno Esteban;

A mi amada novia, Viviana Velastegui;

Por estar en el lugar indicado cuando más los necesitaba, por impulsarme a continuar y no desmayar a mitad del camino, por su amor sincero, inefable, puro, sempiterno y valioso, por sus ocurrencias y manera de sacar una sonrisa en los momentos difíciles. Simplemente, por ser y estar en el momento adecuado.!

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional por la valiosa y trascendental educación técnica, científica y moral que nos ha brindado a lo largo de estos años, en especial a los profesores de la Maestría en Ingeniería Eléctrica en Distribución.

A los profesores encargados de crear esta maestría por incentivar a los profesionales graduados a continuar con sus estudios y aprendizaje continuo en pro del desarrollo de nuestro país.

A Dr. Paul Vásquez, por haber dedica su tiempo y conocimiento a la dirección de esta tesis de una manera desinteresada y altruista.

A la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por la apertura que se brindó para desarrollar el proyecto de titulación y la predisposición al cambio de horarios de trabajo durante el desarrollo de la maestría.

Al Ing. Raúl Parra, Ing. Jorge Zamora y Grupo 09 de la EEASA, quienes con su apoyo y palabras de aliento constante han incentivado a la culminación exitosa de esta meta propuesta.

Al Ing. José Carlos Núñez, Ing. Mario Morales, Ing. Rubén Hernández, quienes han sido mis amigos, familia, compañeros de lucha, sin su apoyo incondicional, no se hubiese podido estar en este lugar.

A mis compañeros y amigos de maestría, con quienes he compartido valioso tiempo de aprendizaje en esta etapa de mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Objetivo General	3
1.2	Objetivos Específicos	3
1.3	Alcance	4
1.4	Planteamiento del Problema	5
1.5	Marco Teórico	6
1.5.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	6
1.5.2	Matriz de Impedancia Serie de Líneas Aéreas	8
1.5.3	Matriz de Admitancia Paralela de Líneas Aéreas	11
1.5.4	Ecuaciones de Flujo de Potencia Activa y Reactiva Trifásicas	13
1.5.5	Flujo de Carga en Sistemas Eléctricos de Distribución	16
1.5.5.1	Flujo de Carga en Redes de Distribución Mediante el Algoritmo de Barrido Hacia Atrás/Adelante	17
1.5.6	Estimación de Estado	18
1.5.6.1	Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados	19
1.5.6.2	Newton Raphson para la Solución del Problema de Mínimos Cuadrados Ponderados	22
1.5.6.3	Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Distribución Desbalanceados	25
1.5.7	Distribución de Carga	27
1.5.7.1	Distribución de Carga en CYMDIST	28
1.5.8	Módulo de Programación Python de CYMDIST	30
1.5.8.1	Programación con Python	31
1.5.8.2	Extensión CymPy de Python-CYMDIST	31
1.5.8.3	Herramientas Integradas	32
1.5.9	Optimización de Mapeo Media-Varianza [17]	33
2	METODOLOGÍA	34
2.1	Estado del Arte	34
2.2	Propuesta Metodológica	35
2.2.1	Etapa 1 Distribución de Carga	37
2.2.1.1	Condición Inicial de la Red	37
2.2.1.2	Flujo de Carga	37
2.2.2	Etapa 2 Estimación de Estado	38
2.2.2.1	Formación de la Matriz de Mediciones \mathbf{z}	38
2.2.2.2	Formación de la Matriz de Funciones de Medición \mathbf{hx}	39
2.2.2.3	Formación de la matriz Jacobiana de Mediciones \mathbf{Hx}	40
2.2.2.4	Formación de la Matriz de Covarianzas de los Errores de Medición \mathbf{R}	41
2.2.2.5	Formación de la Matriz de Ganancia del Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados \mathbf{Gx}	41
2.2.2.6	Matriz de Covarianza de los Errores de Estimación de las Variables de Estado \mathbf{Px}	42
2.2.3	Etapa 3 Algoritmo Optimización MVMO	44
2.2.3.1	Tamaño de la Población	44
2.2.3.2	Población Inicial	44
2.2.3.3	Dimensión del Archivo de Memoria	44
2.2.3.4	Método y Número de Variables Seleccionadas	45
2.2.3.5	Evaluación de la Función Objetivo \mathbf{Px}	46

2.2.3.6	Variables del Control del Algoritmo de Optimización MVMO	46
2.3	Resumen de la Metodología	47
3	APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	50
3.1.1	APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL SISTEMA DE PRUEBA DE LA IEEE 37 NODOS ...	50
3.1.1.1	Distribución de Carga Considerando Mas de un Punto de Medición en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Potencia Nominal del Transformador	54
3.1.1.2	Distribución de Carga Considerando Mas de un Punto de Medición en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Consumo Mensual de Energía	60
3.1.1.3	Comparación de Distribución de Carga Considerando la Ubicación Óptima y No Óptima de Medidores en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Potencia Nominal del Transformador	61
3.1.2	APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL ALIMENTADOR MARTÍNEZ	63
3.1.3	APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL ALIMENTADOR BELLAVISTA	67
3.2	Análisis de Resultados	70
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	74
4.1	Conclusiones	74
4.2	Recomendaciones	76
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77
6	ANEXOS.....	79
7	ORDEN DE EMPASTADO	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Alimentador de Distribución Radial Típico [3]	7
Figura 1.2 Impedancias Propias y Mutuas, Serie, de una Línea Aérea [3]	8
Figura 1.3 Admitancias Paralelo de una Línea Aérea [3].....	11
Figura 1.4 Modelo completo de una línea de distribución [3].....	13
Figura 1.5 Modelo simplificado de una línea de distribución [3].....	15
Figura 1.6 Problema de la Distribución de Carga con una Medición en Cabecera	27
Figura 2.1 Estructura de la metodología para la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en redes de distribución desbalanceadas	36
Figura 2.2 Estrategias de Selección [17].....	45
Figura 2.3 Diagrama de Flujo del Algoritmo de Estimación de Estado y Ubicación Óptima de Medidores	49
Figura 3.1 Ubicación Óptima de Medidores Sistema de Prueba IEEE 37 Nodos	51
Figura 3.2 Función Objetivo Ubicación Óptima Red de Prueba IEEE 37 Nodos	52
Figura 3.3 Función Objetivo de Cada Población Creada Red de Prueba IEEE 37 Nodos.....	53
Figura 3.4 Espacio de Búsqueda del Algoritmo Red de Prueba IEEE 37 Nodos	53
Figura 3.5 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase A por las Líneas de la Red de Prueba	55
Figura 3.6 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase A por las Líneas de la Red de Prueba	55
Figura 3.7 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase B por las Líneas de la Red de Prueba	56
Figura 3.8 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase B por las Líneas de la Red de Prueba	56
Figura 3.9 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase C por las Líneas de la Red de Prueba	57
Figura 3.10 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase C por las Líneas de la Red de Prueba	57
Figura 3.11 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase - Método Potencia Nominal Transformadores	58
Figura 3.12 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga- Potencia Reactiva por Fase - Método Potencia Nominal Transformadores	58
Figura 3.13 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase - Método Consumo Mensual Energía.....	60
Figura 3.14 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Reactiva por Fase - Método Consumo Mensual Energía.....	61
Figura 3.15 Ubicación No Óptima de Medidores en la Red de Prueba 37 Nodos de la IEEE	62
Figura 3.16 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase Considerando la Ubicación de 1 Medidor, 4 medidores Ubicados Óptimamente y 4 Medidores Ubicados No Óptimamente - Método Potencia Nominal Transformadores	62
Figura 3.17 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Reactiva por Fase Considerando la Ubicación de 1 Medidor, 4 medidores Ubicados Óptimamente y 4 Medidores Ubicados No Óptimamente - Método Potencia Nominal Transformadores	63
Figura 3.16 Ubicación Óptima de Medidores Alimentador Martínez.....	64
Figura 3.17 Función Objetivo Ubicación Óptima Alimentador Martínez.....	65
Figura 3.18 Función Objetivo de Cada Población Creada Alimentador Martínez.....	65
Figura 3.19 Espacio de Búsqueda del Algoritmo Alimentador Martínez	66
Figura 3.20 Ubicación Óptima de Medidores Alimentador Bellavista	68
Figura 3.21 Función Objetivo Ubicación Óptima Alimentador Bellavista	68

Figura 3.22 Función Objetivo de Cada Población Creada Alimentador Bellavista.....	69
Figura 3.23 Espacio de Búsqueda del Algoritmo Alimentador Bellavista	69
Figura 3.24 Comparación del Promedio Ponderado del Error Relativo de los Métodos de Distribución de Carga con 1 Medidor y 4 Medidores en la Red IEEE 37 Nodos (a) Potencia Activa y (b) Potencia Reactiva.....	72
Figura 6.1 Acceso a la Consola de programación de Python	85
Figura 6.2 Consola de Python.....	86
Figura 6.3 Acceso al Módulo de Estudio y Asignación de un Elemento de la Red a una Variable...	87
Figura 6.4 Cuadro de Propiedades del Elemento.....	88
Figura 6.5 Editor Python.....	91
Figura 6.6 Código Python Escrito en el Editor	92
Figura 6.7 Mapeo de variables aleatorias [17].....	95
Figura 6.8 Efecto de los parámetros x , $S1$ y $S2$ en la función h [17]	96
Figura 6.9 Espacio de búsqueda dependiente del factor de forma, numero de variables=2, $x1 =$ 0.25 , $x1 = 0.75$, $S1 = S2$ para las dos variables [17]	97
Figura 6.10 Diagrama de Flujo Algoritmo de Optimización MVMO.....	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia en Cabecera de la Red de Prueba IEEE 37 Nodos.....	51
Tabla 2 Error Relativo de Distribución de Carga con 1 y 4 Medidores.....	59
Tabla 3 Potencia en Cabecera del Alimentador Martínez.....	63
Tabla 4 Potencia en Cabecera del Alimentador Bellavista.....	67
Tabla 5 Reducción de la Traza de la Matriz de Covarianzas " P " del Estimador de Estado.....	71
Tabla 6 Parámetros Monitoreados del Algoritmo de Optimización MVMO y del Algoritmo de Estimación de Estado	73

GLOSARIO DE TÉRMINOS

f : Frecuencia del sistema (60 Hz ó 50 Hz).

r_i : Resistencia del conductor, este dato se lo encuentra en tablas del fabricante en [ohm/milla].

GMR_i : Radio Medio Geométrico, este dato se lo encuentra en tablas del fabricante en [pies].

ρ : Resistividad del suelo, típicamente 100 [$\Omega - m$].

D_{ij} : Distancia entre conductores en [pies].

$\hat{Z}_{primitiva}$: Matriz primitiva de impedancia serie de una línea trifásica circuito simple

$[Z_{abc}]$: Matriz de impedancia serie de la línea.

$[Y_{abc}]$: Matriz de admitancia paralelo de la línea.

S_{ii} : Distancia del conductor "i" a su imagen i' en [pies].

RD_i : Radio del conductor "i" en [pies].

D_{ij} : Distancia del conductor "i" al conductor "j" en [pies].

S_{ij} : Distancia del conductor "i" a la imagen del conductor "j" en [pies].

$[V_{LG_abc}]_n$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo "n", dimensión 3x1.

$[V_{LG_abc}]_m$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo "m", dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_n$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que entran por el nodo "n", dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_m$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que salen hacia el nodo "m", dimensión 3x1.

k : índice de iteración.

R : Matriz de covarianzas de los errores de medición.

x^k : solución del vector a la iteración k .

$G(x^k)$: Matriz de ganancia, típicamente dispersa, definida positiva y simétrica siempre que el sistema sea completamente observable.

$g(x^k) = -H(x^k)^T \cdot R^{-1} \cdot (z - h(x^k))$: Primera derivada de la Ecuación 33.

$\Delta_x^k = [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k)$: Incremento de las variables de estado en la iteración k .

V_{an} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

V_{bn} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

V_{cn} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

V_{am} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

V_{bm} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

V_{cm} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

aV_{an} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

aV_{bn} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

aV_{cn} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

aV_{am} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

aV_{bm} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

aV_{cm} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

Z_{bb} : Impedancia propia de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de la fase "b".

Z_{ab} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "a" y "b".

Z_{bc} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "b" y "c".

$P_{ii-volt}$: Varianza de las variables de estado estimadas de voltaje.

$\sqrt{P_{ii-volt}}$: Desviación estándar de las variables de estado estimadas de voltaje.

m : subíndice que representa el número de mediciones, considerado en este trabajo como el número total de nodos con ramales trifásicos.

f_S^* : Denota el valor más pequeño de f_S .

$rand$: Numero aleatorio entre $[0, 1]$.

RESUMEN

En este trabajo de titulación se desarrolla una metodología para la ubicación óptima de medidores a nivel de medio voltaje en redes eléctricas de distribución desbalanceadas, para lo cual, se utiliza el algoritmo metaheurístico de optimización MVMO considerando como función objetivo, reducir la traza de la matriz de covarianzas de los errores de estimación de las variables de estado. Esta matriz se obtiene al aplicar el algoritmo de estimación de estado de mínimos cuadrados ponderados a un sistema de distribución.

El algoritmo de optimización y estimador de estado, son desarrollados en lenguaje de programación Python he implementados en el módulo de programación del software de análisis de redes eléctricas CYMDIST, puesto que, a través del paquete “cympy”, se puede acceder a todas las características eléctricas y geométricas de la base de datos de la red eléctrica modelada en CYMDIST.

Finalmente, esta metodología se aplica al sistema de pruebas de la IEEE 37 nodos y a dos alimentadores reales pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato S.A., comparando resultados de la distribución de carga al considerar únicamente 1 medidor instalado en cabecera de la red de distribución y varios medidores ubicados óptimamente en dicha red.

PALABRAS CLAVE: estimación, optimización, Python, distribución, cymdist.

ABSTRACT

In this titration work, a methodology is developed for the optimal location of meters at the medium voltage level in unbalanced distribution electric networks, for which the MVMO optimization algorithm is used, considering like objective function to reduce the trace of the matrix of covariance of the estimation errors of the state variables. This covariance matrix is obtained when applying the weighted least squares state estimation algorithm in a distribution system.

The algorithm of optimization and state estimator are developed in Python programming language and implemented in the programming module of the analysis software of electrical networks CYMDIST, because, through the "cympy" package, it is possible to access all the features electrical and geometric database of the electric network modeled in CYMDIST.

Finally, this methodology is applied to the test system of the IEEE 37 nodes and two real feeders belonging to Empresa Electrica Ambato SA, comparing the results of the load distribution, considering only 1 meter installed at the head of the distribution network and several meters located optimally in this network.

KEYWORDS: estimation, optimization, Python, distribution, cymdist.

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, las redes eléctricas de distribución han ido mejorando continuamente, tanto en el ámbito de expansión como operativo, con proyectos de construcción de redes, instalación de equipamiento de automatización y la integración de los mismos para control a nivel de SCADA de manera local, regional o nacional a través de un Sistema de Gestión Avanzado de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés). Sin embargo, aún no se ha profundizado el monitoreo en tiempo real de variables eléctricas (potencia activa, potencia reactiva, corriente y voltaje) en la red eléctrica, ya que, el único dato de medición real, se obtiene del medidor de energía instalado en cabecera de los alimentadores primarios. Si bien las variables eléctricas obtenidas por este elemento son visualizadas en el SCADA-ADMS en tiempo real, los datos de consumo de cada usuario no son monitoreados, por lo cual, al momento de realizar el análisis de la red de distribución o tomar decisiones sobre la misma, tal como transferencias de carga para restablecimiento del servicio eléctrico o mejoramiento de la red en base al desarrollo de estudios eléctricos, no se tiene una condición real, ocasionando que, las acciones ejecutadas, no sean del todo acertadas.

Para solventar esta carencia de información, cada Empresa Distribuidora de Energía ha determinado curvas típicas de demanda diaria en base al tipo de cliente, ya sea, comercial, industrial o residencial; estas curvas son ingresadas en la base de datos de la red eléctrica y asignadas a cada carga acorde al tipo de usuario que corresponda, de tal manera que, el operador SCADA-ADMS observe parámetros eléctricos en la red, en base a las curvas de carga modeladas en la base del ADMS; cabe mencionar que, este estado de la red podría ser afinada por el estimador de estado que el ADMS dispone, sin embargo, el estado de la red de distribución observado por el operador después de desarrollar este proceso, no será del todo real, lo cual podría ser contraproducente al momento de tomar decisiones y acciones operativas en la red. Se puede señalar que, el estado de la red en un instante determinado acorde a las curvas de carga, es utilizado como variable de entrada para la ejecución de todas las funcionalidades que el ADMS dispone.

Acorde a lo descrito, el SCADA-ADMS posee la función de estimación de estado [1], sin embargo, no se tiene acceso ni información clara sobre el algoritmo que este módulo ejecuta, por esto, no se puede modificar el código del mismo, de tal manera que, se pueda explotar las funcionalidades del estimador de estado, tal como, determinar la ubicación óptima de puntos de medición en base a las propiedades de la matriz de covarianzas del estimador conjuntamente con un algoritmo de optimización.

Los estudios eléctricos desarrollados en alimentadores primarios, tal como, flujo de carga, cortocircuito, coordinación de protecciones, etc., ya sea para analizar cargabilidad de líneas y transformadores, reconfiguración de redes, transferencias de carga, pérdidas, perfiles de voltaje, capacidad de interrupción de equipos de seccionamiento, energía no suministrada, etc., se los lleva a cabo en el software de simulación de redes eléctricas llamado CYMDIST. Este software posee un módulo de distribución de carga, con la diferencia que, no utiliza curvas típicas de demanda, sino, en base a información de la carga como, potencia activa y reactiva conectada, consumo de energía en un intervalo de tiempo, método de la REA o potencia actual asignada, distribuye en las cargas la demanda de potencia activa y reactiva total registrada por el medidor instalado en cabecera del alimentador primario. Este módulo se lo ejecuta previo al desarrollo de cualquier estudio eléctrico, por lo cual, los resultados obtenidos considerando inicialmente la distribución de carga, reducirán el margen de error al momento de tomar decisiones en pro del usuario final. No obstante, se debe recalcar que, todos los estudios realizados se los desarrolla en base a la distribución de carga considerando únicamente una medición real, registrada por el medidor instalado en cabecera del alimentador primario.

A pesar de que el estado de la red determinado por el SCADA-ADMS y por CYMDIST permiten tener una red con su demanda asignada en todas las cargas, aún queda la incertidumbre de qué tan acertado es dicho estado de la red y cuán óptimas serán las acciones ejecutadas en base a los resultados obtenidos del desarrollo de estudios eléctricos, por lo cual, la inexactitud presente en estos resultados debido a la carencia de varios puntos de medición de voltaje y corriente a lo largo de la red, podría afectar económicamente a las empresas distribuidoras, ya que, existe el riesgo de que los proyectos a ejecutarse no sean en realidad ciento por ciento necesarios y/o que el foco del problema objeto de solución, esté ubicado en otra área. Para reducir en cierto grado esta problemática, en este trabajo de titulación se plantea, el desarrollo de un algoritmo de ubicación óptima de medidores tomando como función objetivo, reducir la traza de la matriz de covarianzas del estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados para redes desbalanceadas, de tal manera que, la ejecución del algoritmo de distribución de carga, se lo realice considerando más de un punto de medición, ubicado óptimamente en el alimentador primario, proveyendo mayor precisión en los datos de carga previo al desarrollo de cualquier tipo de estudio. De esta manera se logrará reducir el error o la incertidumbre del estado real de la red de distribución y mejorar la toma de decisiones en base a resultados obtenidos de estudios eléctricos desarrollados.

Finalmente, se puede mencionar que, la base de datos de alimentadores primarios en todas las empresas distribuidoras del país, utilizada tanto por el SCADA-ADMS como por CYMDIST, son las mismas, ya que, mediante la herramienta computacional Network Exporter [2], se puede migrar la base de datos del ArcGIS hacia el SCADA-ADMS y CYMDIST, por lo cual, la metodología que se desarrollará será aplicable a cualquier red de distribución.

Con este antecedente, se plantea la siguiente interrogante; los estudios eléctricos desarrollados en alimentadores primarios, se los realiza en base al algoritmo de distribución de carga que el programa de simulación de redes eléctricas, CYMDIST, posee, este algoritmo considera como única variable de entrada, los datos de el o los medidores de energía instalados a lo largo del alimentador primario, dicha distribución, conlleva a que, la red eléctrica en la cual se está desarrollando el análisis, tenga cierto grado de incertidumbre debido a la carencia de información de carga a nivel de medio voltaje, por lo cual, se plantea la pregunta, ¿es necesario instalar óptimamente más puntos de medición en la red de medio voltaje de los alimentadores primarios para que el algoritmo de distribución de carga, genere una red eléctrica de distribución mucho más real y con menor incertidumbre?

1.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología que integre, el algoritmo de Optimización Mapeo Media-Varianza y la aplicación de un estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados, tomando como función objetivo, reducir la traza de la matriz de covarianzas del estimador, para la ubicación óptima de medidores y afinamiento de la distribución de la demanda.

1.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar un estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados que sea aplicable a redes eléctricas de distribución desbalanceadas.
- Implementar el algoritmo heurístico de optimización Mapeo Media-Varianza para la ubicación óptima de medidores en la red de distribución, utilizando como función objetivo la información que la matriz de covarianzas del estimador de estado provee.
- Codificar, tanto el algoritmo de optimización como de estimador de estado, en el módulo de programación Python del software computacional CYMDIST, de tal

manera que, esta aplicación, pueda ser utilizada en cualquier red de distribución desbalanceada modelada en este software computacional.

- Evaluar la metodología implementada en un sistema de pruebas de la IEEE, “37-bus Feeder”, y analizar los resultados obtenidos en cuanto al ajuste de potencia activa y reactiva en el escenario inicial de carga y la ubicación óptima de un número determinado de medidores.
- Aplicar la metodología de estimación de estado y ubicación óptima de medidores a una red eléctrica de distribución desbalanceada real perteneciente a la EEASA.

1.3 Alcance

En el presente proyecto de titulación, se desarrollará una metodología para la ubicación óptima de medidores en alimentadores primarios radiales desbalanceados, tomando como función objetivo, reducir la traza de la matriz de covarianzas del estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados. Estos algoritmos se desarrollarán en el módulo de programación Python del software computacional CYMDIST, a través del paquete cymphy. El código de optimización y estimación de estado, serán aplicables a cualquier red que esté modelada en CYMDIST.

La ubicación óptima de medidores se realizará únicamente para demanda máxima, puesto que, la función objetivo a evaluar está inmersa en la matriz de covarianzas y a la vez, esta matriz es dependiente de la matriz Jacobiana de $H(x)$, la misma que está relacionada directamente con las variables de estado, voltaje y ángulo. Por lo cual, los resultados obtenidos en este escenario, serán válidos para los diferentes escenarios de demanda.

Debido a que la ubicación óptima de medidores a lo largo de alimentadores primarios, se convierte en un problema combinatorio, se utilizará el algoritmo de optimización heurístico Mapeo Media-Varianza (MVMO) como técnica de solución y, la estimación de estado, se lo planteará como un problema de mínimos cuadrados ponderados, utilizando el algoritmo iterativo de Newton Raphson como técnica iterativa de solución del estimador.

Debido a que, en una línea aérea de distribución, la admitancia paralelo es muy pequeña, esta se la puede despreciar de los cálculos de flujos por líneas [3], por lo cual, en este proyecto de titulación, dicha admitancia no será considerada para los cálculos.

Como mediciones reales y pseudomediciones del estimador de estado, se considerarán únicamente voltajes y flujos de potencia activa y reactiva por nodos y líneas trifásicas de MV, respectivamente, en base a la distribución de carga y flujo de carga realizado a través del algoritmo disponible en CYMDIST, por lo cual, no se considerarán inyecciones y flujos de potencia activa y reactiva y voltaje por ramales y nodos monofásicos y bifásicos, respectivamente, red de bajo voltaje y generación distribuida, esto debido a que, computacionalmente, tratar con ecuaciones de potencia de las tres fases, Jacobiano y matriz "G" de una red real, conlleva a extensos tiempos de cálculo computacional y requerimiento de mayor memoria RAM.

Para la validación de la metodología propuesta, se aplicará a un sistema de prueba de la IEEE de 37 nodos de topología radial, con cargas netamente residenciales y, para corroborar lo planteado, se implementará esta metodología en un alimentador primario de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., EEASA.

Cabe mencionar que, los resultados obtenidos no serán aplicados en campo inmediatamente, puesto que, el adquirir un bien en una empresa pública como es la EEASA, de cierta manera tiene un grado de complejidad medio, sin embargo, los resultados obtenidos se presentarán formalmente a Presidencia Ejecutiva de tal manera que. el proyecto sea contemplado para implementación futura.

1.4 Planteamiento del Problema

En cuanto a los sistemas eléctricos de distribución, el enfoque dado al concepto de estimación de estado, de cierta manera no ha sido orientado aún hacia el monitoreo en línea ni mucho menos a la ejecución de funciones en base a los resultados obtenidos del mismo, probablemente, la carencia de información en cuanto a variables eléctricas, como voltaje, corriente o potencia, adquiridas a través de unidades de medición, haya limitado de cierta manera el desarrollo y aplicación de los métodos implementados en sistemas eléctricos de transmisión.

En Ecuador, dos métodos son utilizados para solventar esta carencia de información, cada uno ejecutado en el SCADA o en CYMDIST. En el primer caso, SCADA, cada Empresa Distribuidora de Energía ha determinado curvas típicas de demanda diaria en base al tipo de cliente, ya sea, comercial, industrial o residencial, estas curvas son ingresadas en la base de datos de la red de distribución y asignadas a cada carga acorde a la hora y al tipo

de usuario que corresponda [1]. En el segundo caso, CYMDIST, el algoritmo de distribución de carga será descrito en 1.5.7.1.

La aplicación de un estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados a nivel de distribución, es uno de los problemas más difíciles en la planificación y el análisis de la distribución, debido a la incertidumbre de la carga y la carencia de instrumentos de medición equipados en la red de distribución [17], por lo que, se ha limitado únicamente a la medición en cabecera del alimentador primario y a las pseudomediciones, resultantes del flujo de carga, en base a la distribución de demanda acorde a los algoritmos mencionados anteriormente.

1.5 Marco Teórico

Previo al desarrollo de este proyecto de titulación, es pertinente establecer un marco teórico sólido y claro para el lector, de tal manera que, el fundamento establecido en esta sección posteriormente sea aplicada para cumplir el objetivo planteado y que, en base a la teoría establecida, sea fácilmente reproducible para cualquier alcance de aplicación o investigación.

1.5.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema eléctrico de distribución puede estar compuesto por varios elementos, tal como, ramales aéreos y subterráneos, subestación de distribución, transformadores trifásicos, bifásicos y monofásicos de distribución, banco de capacitores, cargas y reguladores de voltaje, tal como se aprecia en la Figura 1.1. [3]

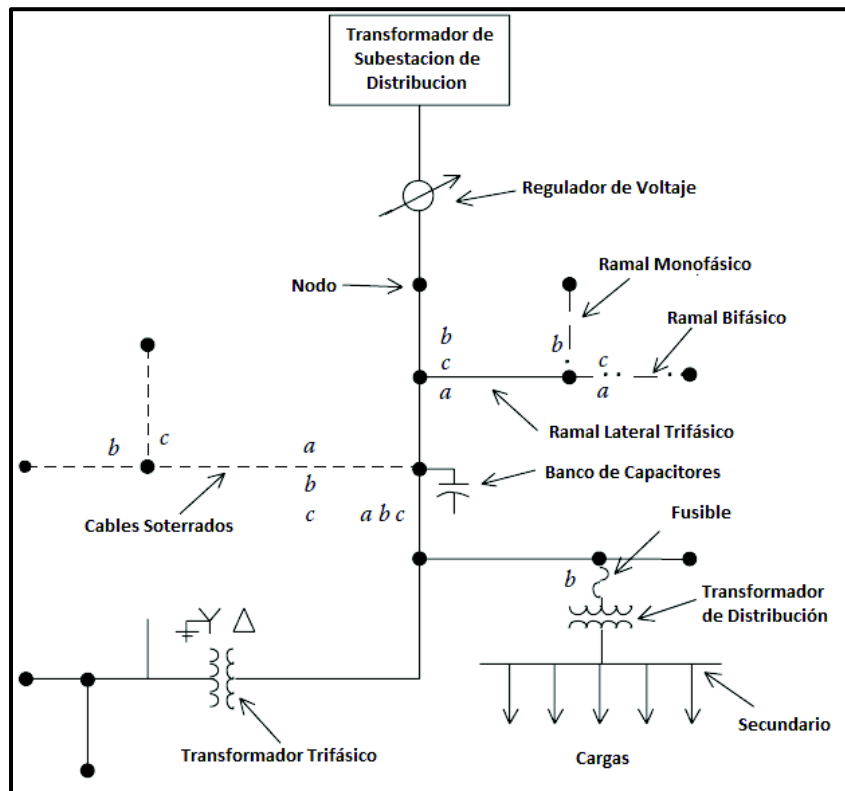


Figura 1.1 Alimentador de Distribución Radial Típico [3]

Los sistemas eléctricos de distribución, presentan una serie de características específicas que los diferencian considerablemente de un sistema eléctrico de transmisión. Estas características se resumen a continuación [4]:

- **Tipo de Cargas:** Atendiendo al servicio que prestan, las redes de distribución pueden clasificarse en residenciales, comerciales, industriales, de alumbrado y mixtas. Sus nombres respectivos indican el tipo de cargas a servir por dichas redes. Las características de estas cargas son diferentes, las más comunes de las zonas urbanas son tipo mixtas.
- **Densidad de Cargas:** debido a la diversidad de consumidores en la red, es posible encontrar diversos tipos de demanda, desde zonas rurales con densidades del orden de $kVA \text{ por } km^2$, hasta zonas urbanas con densidades en el orden de $MVA \text{ por } km^2$. Además, el mismo circuito puede ser usado para suplir cargas residenciales, comerciales y/o industriales a la vez.
- **Demanda de Alimentadores Primarios:** debido a que se emplean acometidas de dos, tres y cuatro hilos para alimentar cargas tanto trifásicas como bifásicas y/o monofásicas, esta característica tiende a desbalancear las redes de distribución.

Se introduce un desequilibrio adicional por los espaciamentos de los conductores no equiláteros trifásicos de línea aérea y subterránea.

- **Alimentadores Radiales:** los alimentadores radiales de distribución, están caracterizados por tener únicamente un camino de flujo de potencia desde la fuente hacia cada consumidor. Un sistema de distribución típico consiste de varias subestaciones de distribución que alimentan varios alimentadores radiales.

1.5.2 Matriz de Impedancia Serie de Líneas Aéreas

A diferencia de las líneas de transmisión, las redes aéreas de los sistemas eléctricos de distribución consisten de configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas no transpuestas, sirviendo cargas desbalanceadas, por lo cual, determinar la impedancia propia y mutua serie, es un paso crítico previo al análisis de la red de distribución [3], puesto que, los parámetros eléctricos de los elementos inmersos son parte de los datos de entrada básicos de cualquier tipo de análisis que se desee desarrollar.

En consecuencia, en esta sección se describe el fundamento teórico para el cálculo adecuado de los parámetros de una línea aérea de distribución, tal como se muestra en la Figura 1.2.

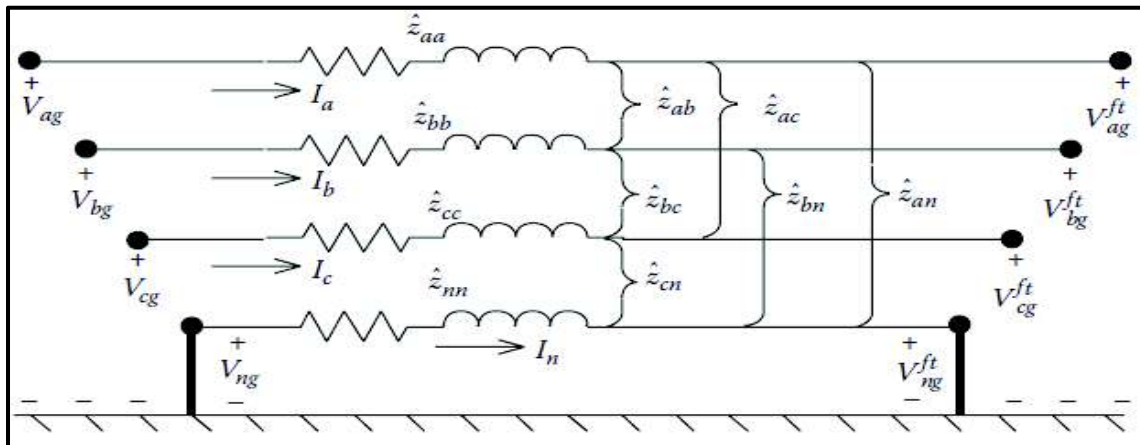


Figura 1.2 Impedancias Propias y Mutuas, Serie, de una Línea Aérea [3]

La impedancia serie de una línea de distribución está en función de la frecuencia, resistencia del conductor, geometría del conductor, geometría de la línea y conductividad a tierra.

El cálculo de las impedancias propias y mutuas de una línea aérea de distribución, se describe en [5], dicho análisis se realiza en base a las ecuaciones desarrolladas por Carson

en 1926 [6], determinando ecuaciones simples para el cálculo de los parámetros eléctricos de una línea aérea de “n” conductores, es así que, la Ecuación 1 describe el cálculo de la impedancia propia de cada fase y la Ecuación 2 el cálculo de la impedancia mutua entre fases.

$$\widehat{Z}_u = (r_i + 0.00158836 \cdot f) + j0.00202237 \cdot f \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\rho}{f} \right) \right) [\Omega/milla]$$

Ecuación 1 Impedancia Serie Propia

$$\widehat{Z}_{ij} = 0.00158836 \cdot f + j0.00202237 \cdot f \left(\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.6786 + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\rho}{f} \right) \right) [\Omega/milla]$$

Ecuación 2 Impedancia Serie Mutua

Donde:

f : Frecuencia del sistema (60 Hz ó 50 Hz).

r_i : Resistencia del conductor, este dato se lo encuentra en tablas del fabricante en [ohm/milla].

GMR_i : Radio Medio Geométrico, este dato se lo encuentra en tablas del fabricante en [pies].

ρ : Resistividad del suelo, típicamente 100 [$\Omega - m$].

D_{ij} : Distancia entre conductores en [pies].

El modelo de Carson [6], sigue siendo hoy en día el método estándar dependiente de la frecuencia para el cálculo de la impedancia serie de la línea. Carson supone que la tierra es una superficie uniforme, plana, sólida e infinita con una resistividad constante.

Las ecuaciones mostradas anteriormente, al ser aplicadas al cálculo de impedancias de un sistema trifásico, bifásico o monofásico, con neutro, generan una matriz de impedancias de la línea, ya sea de dimensión 4×4 , 3×3 o 2×2 , respectivamente, conocida como la matriz primitiva de impedancias, Ecuación 3.

$$\hat{Z}_{primitiva} = \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{aa} & \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{ac} & \widehat{Z}_{an} \\ \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{bb} & \widehat{Z}_{bc} & \widehat{Z}_{bn} \\ \widehat{Z}_{ac} & \widehat{Z}_{bc} & \widehat{Z}_{cc} & \widehat{Z}_{cn} \\ \widehat{Z}_{an} & \widehat{Z}_{bn} & \widehat{Z}_{cn} & \widehat{Z}_{nn} \end{bmatrix} [\Omega/milla]$$

Ecuación 3 Matriz Primitiva de Impedancias Circuito Trifásico Simple

Acorde a lo establecido anteriormente, estas ecuaciones son aplicables a “n” número de conductores, de ahí que, si en una misma estructura pasan dos circuitos trifásicos con un neutro cada uno, se tendrá una matriz $\hat{Z}_{primitiva}$ de dimensiones 8x8.

Para la mayoría de aplicaciones, la impedancia primitiva de la Ecuación 3, debe reducirse a una matriz de “marco de fase” de dimensión 3x3, Z_{abc} , que consiste de las impedancias propias y mutuas equivalentes de las tres fases. [5]

La reducción de la $\hat{Z}_{primitiva}$ puede realizarse con la metodología de reducción de Kron establecida en [3], este método reajusta la impedancia propia e impedancias mutuas relacionadas con el conductor de neutro, de tal manera que, el resultado sea la matriz de impedancias de fase mostrada en la Ecuación 4.

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/milla]$$

Ecuación 4 Matriz de Impedancias de fase Circuito Trifásico Simple

Para aplicar la reducción de Kron, la Ecuación 3, se divide tal como se muestra en la Ecuación 5 y se calcula Z_{abc} en base a la Ecuación 6.

$$\hat{Z}_{primitiva} = \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{aa} & \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{ac} \\ \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{bb} & \widehat{Z}_{bc} \\ \widehat{Z}_{ac} & \widehat{Z}_{bc} & \widehat{Z}_{cc} \\ \widehat{Z}_{an} & \widehat{Z}_{bn} & \widehat{Z}_{cn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{an} \\ \widehat{Z}_{bn} \\ \widehat{Z}_{cn} \\ \widehat{Z}_{nn} \end{bmatrix} [\Omega/milla]$$

Ecuación 5 División de la Matriz Primitiva de Impedancias Circuito Trifásico Simple

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{aa} & \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{ac} \\ \widehat{Z}_{ab} & \widehat{Z}_{bb} & \widehat{Z}_{bc} \\ \widehat{Z}_{ac} & \widehat{Z}_{bc} & \widehat{Z}_{cc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{an} \\ \widehat{Z}_{bn} \\ \widehat{Z}_{cn} \end{bmatrix} [\widehat{Z}_{nn}]^{-1} \begin{bmatrix} \widehat{Z}_{an} & \widehat{Z}_{bn} & \widehat{Z}_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/milla]$$

Ecuación 6 Cálculo de la Matriz de Impedancia de Fases Mediante la Transformada de Kron

Generalmente, esta matriz es calculada automáticamente en base a los parámetros de conductor y espaciamiento geométrico o, ingresada manualmente en los programas de simulación de redes eléctricas.

1.5.3 Matriz de Admitancia Paralela de Líneas Aéreas

El efecto capacitivo es generado debido a la diferencia de potencial entre conductores y conductores y tierra, por lo cual, la admitancia paralela de una línea aérea está compuesta por una conductancia y susceptancia capacitiva, usualmente la conductancia es ignorada debido a que es muy pequeña. El sistema formado por estos elementos se aprecian en la Figura 1.3.

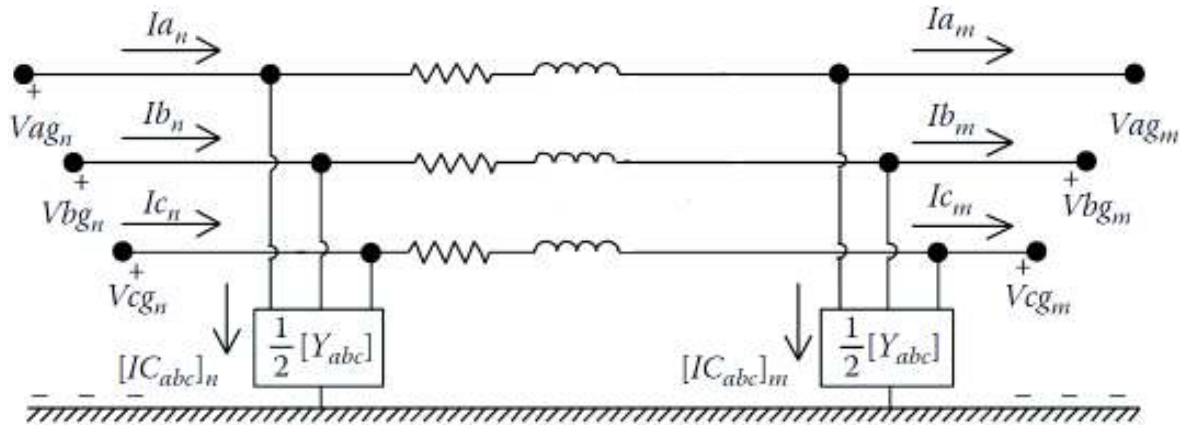


Figura 1.3 Admitancias Paralelo de una Línea Aérea [3]

La metodología utilizada para el cálculo de estos parámetros es la de conductor y su imagen, que es el mismo concepto utilizado para el cálculo de las impedancias series, no obstante, la obtención de la matriz de admitancias parte del concepto de diferencia de potencial, puesto que, conocido este parámetro, es posible calcular la capacitancia inmersa entre los puntos involucrados, es así que, la Ecuación 7 y Ecuación 8 representan los coeficientes de potencial propio y mutuo, respectivamente.

$$\widehat{P}_u = 11.17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ii}}{RD_i}\right) \left[\text{milla}/\mu F \right]$$

Ecuación 7 Coeficiente de Potencial Propio

$$\widehat{P}_{ij} = 11.17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}}\right) \left[\text{milla}/\mu F \right]$$

Ecuación 8 Coeficiente de Potencial Mutuo

Donde:

S_{ii} : Distancia del conductor "i" a su imagen i' en [pies].

RD_i : Radio del conductor “i” en [pies].

D_{ij} : Distancia del conductor “i” al conductor “j” en [pies].

S_{ij} : Distancia del conductor “i” a la imagen del conductor “j” en [pies].

Las ecuaciones mostradas anteriormente, al ser aplicadas al cálculo de coeficientes de potencial de un sistema trifásico, bifásico o monofásico, con neutro, generan una matriz de coeficientes de potencial de línea, ya sea de dimensión 4×4 , 3×3 o 2×2 , respectivamente, conocida como la matriz primitiva de coeficientes de potencial, Ecuación 9.

$$\hat{P}_{primitiva} = \begin{bmatrix} \widehat{P}_{aa} & \widehat{P}_{ab} & \widehat{P}_{ac} & \widehat{P}_{an} \\ \widehat{P}_{ab} & \widehat{P}_{bb} & \widehat{P}_{bc} & \widehat{P}_{bn} \\ \widehat{P}_{ac} & \widehat{P}_{bc} & \widehat{P}_{cc} & \widehat{P}_{cn} \\ \widehat{P}_{an} & \widehat{P}_{bn} & \widehat{P}_{cn} & \widehat{P}_{nn} \end{bmatrix} \left[\text{milla} / \mu F \right]$$

Ecuación 9 Matriz Primitiva de Admitancias Circuito Trifásico Simple

De manera análoga con la matriz primitiva de impedancias, la matriz de la Ecuación 9 debe ser reducida para obtener una matriz en el “marco de fase” aplicando el método de reducción de Kron, es así que, la matriz de coeficientes de potencial de fase se obtiene aplicando la Ecuación 10.

$$P_{abc} = \begin{bmatrix} \widehat{P}_{aa} & \widehat{P}_{ab} & \widehat{P}_{ac} \\ \widehat{P}_{ab} & \widehat{P}_{bb} & \widehat{P}_{bc} \\ \widehat{P}_{ac} & \widehat{P}_{bc} & \widehat{P}_{cc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \widehat{P}_{an} \\ \widehat{P}_{bn} \\ \widehat{P}_{cn} \end{bmatrix} \left[\widehat{P}_{nn} \right]^{-1} \begin{bmatrix} \widehat{P}_{an} & \widehat{P}_{bn} & \widehat{P}_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ab} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ac} & P_{bc} & P_{cc} \end{bmatrix} \left[\text{milla} / \mu F \right]$$

Ecuación 10 Cálculo de la Matriz de Admitancia de Fases por Transformada de Kron

Con esta matriz, P_{abc} , se puede encontrar la matriz de capacitancias de fase del sistema aplicando la Ecuación 11 y la matriz de admitancias de fase, se obtiene aplicando la Ecuación 12.

$$C_{abc} = P_{abc}^{-1} \left[\mu F / \text{milla} \right]$$

Ecuación 11 Matriz de Capacitancias de Fase

$$Y_{abc} = 2\pi f \cdot C_{abc} \left[\mu S / \text{milla} \right]$$

Ecuación 12 Matriz de Admitancias de Fase

Al desarrollar estudios eléctricos en redes de distribución, se puede omitir los parámetros de admitancia de fase debido a que, su valor es muy pequeño y no influye

considerablemente en los resultados obtenidos [3], con este antecedente, en este proyecto de investigación no se considera la matriz de admitancias de fase en el cálculo de flujos de carga por las líneas de distribución.

1.5.4 Ecuaciones de Flujo de Potencia Activa y Reactiva Trifásicas

En sistemas eléctricos de potencia, el modelo eléctrico equivalente de una línea de transmisión es representado por un diagrama unifilar que contiene una impedancia serie y dos capacitores en paralelo, cada uno conectado en los extremos de la línea.

Este modelo no es válido en sistemas eléctricos de distribución, por consiguiente, se debe considerar un modelo trifilar adecuado para desarrollar el análisis de la red, en la Figura 1.4 se muestra el equivalente eléctrico de una línea de distribución.

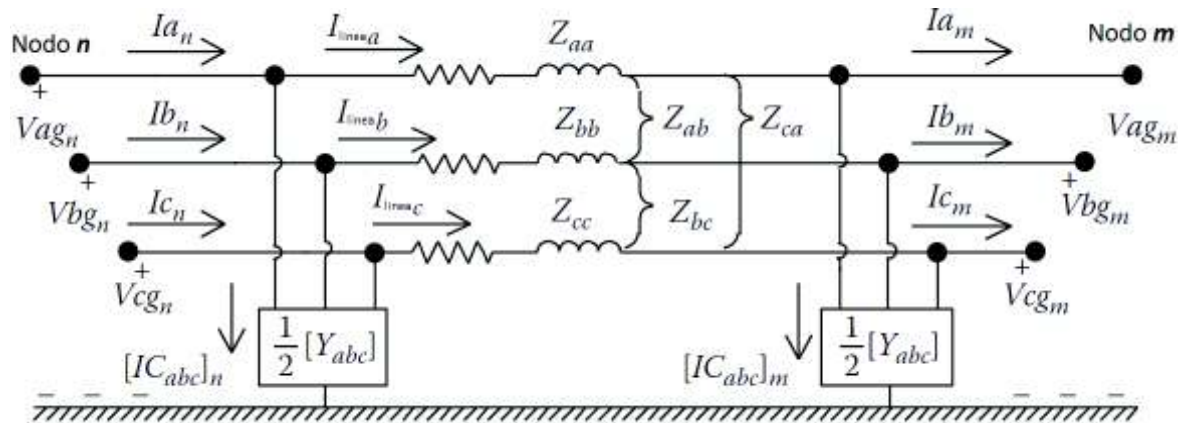


Figura 1.4 Modelo completo de una línea de distribución [3]

Se puede observar en la figura las impedancias serie propias y mutuas y, la matriz de admitancias conectadas en paralelo en cada extremo de la línea dividida para dos. Aplicando leyes de Kirchhoff de voltaje y corriente en el nodo “m”, se obtiene la Ecuación 13.

$$[V_{LG_abc}]_n = [V_{LG_abc}]_m + [Z_{abc}] \left([I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [V_{LG_abc}]_m \right)$$

Ecuación 13 Cálculo de Voltaje en el Nodo “n”

$$[V_{LG_abc}]_n = \left([U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right) [V_{LG_abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m$$

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 14 Ecuación Factorizada Para el Cálculo de Voltaje en el Nodo “n”

Al igual que en el nodo “m”, al aplicar las leyes de Kirchoff en el nodo “n”, se obtiene la Ecuación 15.

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][V_{LG_abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][V_{LG_abc}]_n$$

Ecuación 15 Cálculo de Corriente en el Nodo “n”

Sustituyendo la Ecuación 14 en la Ecuación 15 y agrupando términos, se obtiene la Ecuación 16.

$$[I_{abc}]_n = \left([Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \right) [V_{LG_abc}]_m + \left([U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \right) [I_{abc}]_m$$

Ecuación 16 Cálculo de Corriente en el Nodo “n” en Función del Voltaje y Corriente del Nodo “m”

Los términos de la Ecuación 14 y Ecuación 16 pueden ser agrupadas dentro de una matriz de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} [V_{LG_abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [V_{LG_abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix}$$

Ecuación 17 Matriz de cálculo de Voltaje y Corriente en el Nodo “n”

Donde:

$[V_{LG_abc}]_n$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo “n”, dimensión 3x1.

$[V_{LG_abc}]_m$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo “m”, dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_n$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que entran por el nodo “n”, dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_m$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que salen hacia el nodo “m”, dimensión 3x1.

$[Z_{abc}]$: Matriz de impedancia serie de la línea.

$[Y_{abc}]$: Matriz de admitancia paralelo de la línea.

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}].$$

$$[b] = [Z_{abc}].$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}].$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}].$$

Para encontrar los voltajes y corrientes en el nodo “m”, la Ecuación 17 puede ser invertible, así, se obtiene la Ecuación 18.

$$\begin{bmatrix} [V_{LG_abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} [V_{LG_abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix}$$

Ecuación 18 Matriz de cálculo de Voltaje y Corriente en el Nodo “m”

La Ecuación 14 y Ecuación 16, describen el modelo generalizado de una línea de distribución. Por consiguiente, si anteriormente se mencionó que la matriz de admitancias paralela puede ser despreciada, tal como se muestra en la Figura 1.5, estas ecuaciones serán simplificadas.

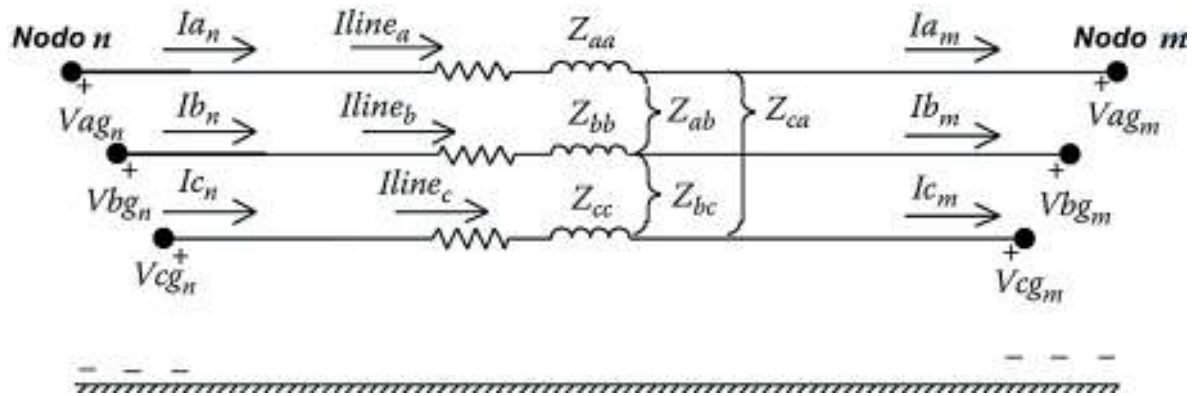


Figura 1.5 Modelo simplificado de una línea de distribución [3]

La Ecuación 19 y Ecuación 20 describen las leyes de Kirchhoff en el modelo simplificado de una línea de distribución, estas ecuaciones son utilizadas en la solución de flujo de carga aplicando el algoritmo de barrido hacia atrás/adelante, el mismo que será descrito más adelante.

$$[V_{LG_abc}]_n = [Z_{abc}][I_{abc}]_{line} + [V_{LG_abc}]_m$$

Ecuación 19 Cálculo de Voltaje en el Nodo “n”, Modelo Simplificado

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m = [I_{abc}]_{line}$$

Ecuación 20 Cálculo de Corriente en el Nodo “n”, Modelo Simplificado

Donde:

$[V_{LG_abc}]_n$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo “n”, dimensión 3x1.

$[V_{LG_abc}]_m$ Matriz de voltajes línea a tierra trifásico en el nodo “m”, dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_n$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que entran por el nodo “n”, dimensión 3x1.

$[I_{abc}]_m$: Matriz de corrientes de línea trifásicas que salen hacia el nodo “m”, dimensión 3x1.

1.5.5 Flujo de Carga en Sistemas Eléctricos de Distribución

El flujo de carga es un método de análisis numérico para la determinación del estado de los Sistemas Eléctricos, como herramienta de análisis, cobra mayor importancia en el sistema de gestión eléctrica actual. Esta herramienta no sólo permite conocer el estado de la red en un momento determinado, sino que, también permite realizar aplicaciones como despacho de generación distribuida, equilibrio de fases, control de tensiones, ubicación óptima de capacitores, análisis de contingencias y estudios de planificación de corto y mediano plazo [7].

Resolver las ecuaciones no lineales que describen el comportamiento de los parámetros eléctricos en una red, se logra gracias a la aplicación del algoritmo de flujo de carga. Por lo tanto, los cálculos implicados se caracterizan por presentar un alto grado de complejidad y resulta necesario el uso de procesos iterativos para encontrar la solución con la mayor exactitud posible, cabe mencionar que, el número de variables a tratar aumenta en función del tamaño del sistema eléctrico en estudio y, con esto aumenta la complejidad del cálculo a realizarse. Además, es bien conocido que los sistemas eléctricos de distribución, se caracterizan por ser de gran tamaño, lo cual implica que el número de variables a manejar en el flujo de carga, también lo sea. Debido a esto, se hace imprescindible el uso de herramientas computacionales para poder estudiar dichos sistemas de forma eficiente [7].

En la actualidad hay diversas aplicaciones computacionales que son utilizadas como herramientas para el análisis de flujo de carga. La mayoría de éstas están basadas en métodos numéricos, como el de Newton Raphson. Dicha metodología fue desarrollada y usada para la operación, control y planificación de sistemas de transmisión; cuya configuración es típicamente mallada. Pero al ser empleado en sistemas eléctricos de distribución presenta problemas de convergencia y eficiencia, ya que, se produce singularidad en la matriz Jacobiana, principalmente, debido a su estructura radial, baja relación x/r, líneas no traspuestas y cargas desbalanceadas entre fases [3].

Por lo antes mencionado, se han desarrollado nuevas metodologías de flujo de carga que explotan la radialidad del circuito, es decir, no requieren inversión de la matriz Jacobiana al utilizar técnicas conocidas como el de Gauss Seidel o el algoritmo de barrido hacia atrás/adelante.

Típicamente, el flujo de carga de barrido, presentan una tasa lenta de convergencia, sin embargo, son altamente eficientes desde el punto de vista computacional porque no es necesario invertir matrices; hecho que resulta importante al resolver redes de gran tamaño.

Con las herramientas computacionales disponibles en la actualidad, se ha reducido considerablemente el tiempo empleado en obtener una solución del flujo de carga en redes de distribución radiales de gran tamaño.

En las referencias [3] y [7], se analiza las bondades que presenta la técnica de barrido para la solución del flujo de carga en sistemas eléctricos de distribución radiales, demostrando que, este método es altamente eficiente para la solución de las ecuaciones que representan el sistema, por lo tanto, este método se utiliza en este trabajo de titulación.

1.5.5.1 Flujo de Carga en Redes de Distribución Mediante el Algoritmo de Barrido Hacia Atrás/Adelante

El algoritmo de barrido hacia atrás/adelante, se compone de dos partes [7]:

- Barrido hacia Adelante: consiste en calcular el voltaje en todos los nodos, desde la fuente hasta la carga.
- Barrido hacia Atrás: consiste en calcular la corriente que fluye en las líneas de distribución, desde la carga hacia la fuente.

La aplicación del algoritmo, inicia con un primer barrido hacia adelante, asumiendo que no se tiene carga, es decir, la corriente que fluye por las líneas de distribución es cero, por lo tanto, el voltaje en los nodos va a ser igual al voltaje de la fuente, esta explicación se muestra matemáticamente en la Ecuación 21, en donde $[I_{abc}]_{line} = 0$, para la primera iteración hacia adelante.

$$[V_{LG_abc}]_m = [V_{LG_abc}]_n - [Z_{abc}][I_{abc}]_{line}$$

Ecuación 21 Voltaje en el nodo “m”

Al finalizar cada iteración del barrido hacia adelante, se debe calcular el error en todos los nodos aplicando la Ecuación 22.

$$\frac{V_n - V_{n-1}}{V_{nominal}} \leq Tolerancia$$

Ecuación 22 Cálculo del error del algoritmo después de la iteración “n” del barrido hacia adelante

Si no se cumple la inecuación anterior en todas las fases y nodos; con el voltaje encontrado en los nodos, se debe calcular la corriente de la carga y, aplicando la ley de Kirchhoff de corriente, encontrar la corriente que fluye por las líneas, este paso es la primera iteración del barrido hacia atrás. La corriente en la carga se encuentra aplicando la Ecuación 23.

$$I_n = \left(\frac{S_n}{V_n} \right)^*$$

Ecuación 23 Cálculo de corriente

Una vez que se tiene la corriente en las líneas, se aplica nuevamente la Ecuación 21 para encontrar los voltajes en los nodos, desde la fuente hacia la carga, considerando que, el voltaje de la fuente es un dato conocido, por lo cual, va a ser constante durante toda la ejecución del algoritmo y que, $[I_{abc}]_{line} \geq 0$, este sería la segunda iteración del barrido hacia adelante.

Después del barrido hacia adelante, se calcula nuevamente el error aplicando la Ecuación 22, si esta ecuación se cumple, se dice que el algoritmo convergió a la iteración “n” y se da por terminado este proceso, caso contrario, continúa la ejecución del algoritmo de barrido hacia atrás/adelante, tal como se describió anteriormente.

1.5.6 Estimación de Estado

Como es en el caso del análisis de flujo de carga, el objetivo de la estimación de estados es obtener los mejores valores posibles de las magnitudes y ángulos de voltaje de nodo al procesar los datos disponibles de la red, considerando que, el valor numérico de los datos medidos para estimar el estado en general de la red, contiene ruido debido a los errores presentes. Así, el proceso implica mediciones imperfectas que son redundantes y el proceso de estimar los estados del sistema se basa en un criterio estadístico que calcula el valor real de las variables de estado para minimizar o maximizar el criterio seleccionado [8].

Un criterio bien conocido y de uso común es el de minimizar la suma de los cuadrados de las diferencias entre los valores estimados y medidos de una función considerando cierta ponderación a estos últimos valores (mínimos cuadrados ponderados) criterio que se desarrolla en este trabajo aplicado a sistemas de distribución desbalanceados.

En un sistema de potencia, las variables de estado son las magnitudes de voltaje y los ángulos de fase en las barras, los. datos de entrada para el estimador, son mediciones imperfectas, con ruido. El estimador se diseña para dar la mejor estimación o mejor estimado del voltaje del sistema y los ángulos de fase, en el que se tiene presente que hay errores en las cantidades medidas y que pueden contener medidas redundantes. Los datos obtenidos, se usan entonces en los centros de control de energía para efectuar varios estudios del sistema en tiempo real o en línea.

En sistemas eléctricos de distribución, la escasez de mediciones redundantes a lo largo de la red, casi siempre un solo medidor en cabecera del alimentador, es un punto débil al momento de aplicar el algoritmo de estimación de estado, puesto que, no se tiene un sistema redundante observable que converja.

Para sobrellevar este inconveniente, es imperativo utilizar pseudomediciones obtenidas, ya sea de, datos históricos existentes o de la solución del flujo de carga, por lo que, estos datos tienen menos precisión que si fuesen medidos.

El estimador de estado desarrollado en este trabajo, está basado en la técnica de mínimos cuadrados ponderados conjuntamente con el método iterativo de Newton-Raphson, ya que, en las referencias [9] y [10] se desarrolla un análisis comparativo entre diferentes métodos de solución del problema de estimación de estado, llegando a la conclusión que, el método de mínimos cuadrados ponderados proporciona un rendimiento estable y de mejor calidad cuando se aplica a sistemas de eléctricos de distribución.

1.5.6.1 Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados

Se asume que los errores de medición tienen una distribución de probabilidad conocida con parámetros desconocidos, la función de densidad de probabilidad conjunta para todas las mediciones se puede escribir en términos de estos parámetros desconocidos.

Esta función se conoce como la función de probabilidad y alcanzará su valor máximo cuando los parámetros desconocidos se elijan para estar muy cerca de sus valores reales. Por lo tanto, se puede establecer un problema de optimización para maximizar la función

de probabilidad como una función de estos parámetros desconocidos. La solución dará las estimaciones de máxima probabilidad para los parámetros de interés. Se asume que los errores de medición tienen una distribución Gaussiana o Normal y los parámetros de esta distribución son su media, μ , y varianza σ^2 [11].

Si se considera a la función de densidad de probabilidad conjunta como aquella que representa la probabilidad de medir “m” mediciones independientes, cada una con la misma función de densidad de probabilidad Gaussiana, dicha función se puede expresar simplemente como el producto de las funciones de densidad de probabilidad de cada medición, asumiendo que cada medición es independiente del resto, Ecuación 24. [11]

$$f_m(z) = f(z_1) \cdot f(z_2) \cdots f(z_i)$$

Ecuación 24 Función de Densidad de Probabilidad Conjunta

Donde:

z_i : i_{th} medición

La función de densidad de probabilidad conjunta es llamada la función de probabilidad de z . Específicamente, esta función es una medida de la probabilidad de observar el conjunto particular de medidas en el vector z .

El objetivo de la estimación de máxima probabilidad es maximizar esta función de probabilidad variando los parámetros asumidos de la función de densidad, es decir, su media, μ , y desviación estándar σ . Para determinar los valores óptimos de los parámetros, la función se reemplaza comúnmente por su logaritmo, a fin de simplificar el procedimiento de optimización, la función modificada se la conoce como la función logarítmica de probabilidad, Ecuación 26. [11]

$$\ln(f_m(z)) = \ln\left(\frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_1} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_1-\mu_1}{\sigma_1}\right)^2} \cdot \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_2} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_2-\mu_2}{\sigma_2}\right)^2} \cdots \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_m} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z_m-\mu_m}{\sigma_m}\right)^2}\right)$$

Ecuación 25 Función Logarítmica de Probabilidad

Aplicando las propiedades logarítmicas a la Ecuación 25, se tiene.

$$\ln(f_m(z)) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2 - \frac{m}{2} \ln(2\pi) - \sum_{i=1}^m \sigma_i$$

Ecuación 26 Función Logarítmica de Probabilidad Reducida

La estimación de máxima probabilidad, maximizará la función logarítmica de probabilidad para un conjunto de observaciones z_1, z_2, \dots, z_m . Por lo tanto, esto se puede obtener resolviendo el siguiente problema [11]:

$$\text{maximizar } \ln(f_m(z))$$

Ecuación 27 Optimización de la Función Logarítmica de Probabilidad

o

$$\text{minimizar } \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2$$

Ecuación 28 Optimización de la Función Logarítmica de Probabilidad Minimizando un Solo Terminio

La Ecuación 28 puede ser escrita en términos del residuo de las mediciones, definido en la Ecuación 29.

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i) = z_i - h_i(x)$$

Ecuación 29 Residuo de Medición

Donde:

$h_i(x)$: Función no lineal que relaciona el vector de variables de estado del sistema con el conjunto de medidas, funciones de medición.

r_i : Residuo entre el valor medido y la función que relaciona las variables de estado con las mediciones.

μ_i : Media de la variable i_{th} .

σ_i : Desviación estándar de la variable i_{th}

W_{ii} : matriz de Ponderación

El cuadrado de cada residuo r_i es ponderado por $W_{ii} = \frac{1}{\sigma^2}$ que está inversamente relacionado con la varianza del error supuesto para esa medición. Por lo tanto, la Ecuación 28 puede ser escrita como un problema de optimización para el vector de estados x .

$$\text{minimizar } J(x) = \sum_{i=1}^m W_{ii} \cdot r_i^2 = \sum_{i=1}^m W_{ii} \cdot (z_i - h_i(x))^2$$

Ecuación 30 Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados de las Variables de Estado x

Donde:

W_{ii} : Matriz de Ponderación.

$J(x)$: Función de Mínimos Cuadrados Ponderados.

Es así que, la Ecuación 30 representa el estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados para del vector de las variables de estado x .

1.5.6.2 *Newton Raphson para la Solución del Problema de Mínimos Cuadrados Ponderados*

Una vez planteada la ecuación del problema de optimización de mínimos cuadrados ponderados de las variables de estado, es adecuado describir el algoritmo de solución de este problema, para lo cual, se utiliza la herramienta iterativa de solución de problemas no lineales, Newton Raphson.

Previo a la descripción del algoritmo, las siguientes suposiciones se hacen comúnmente, con respecto a las propiedades estadísticas de los errores de medición [11]:

- La Ecuación 29 puede escribirse así $z = h(x) + e$, donde e es el vector columna de errores de medición, z el conjunto de mediciones y $h(x)$ las funciones no lineales que relacionan el vector de variables de estado del sistema con el conjunto de medidas.
- La esperanza de un error de medición es cero.

$$E(e_i) = 0, i = 1, 2, \dots, m$$

Ecuación 31 Esperanza del Error de Medición i

- Los errores de medición son independientes, es decir, $E\{e_i \cdot e_j\} = 0$, por lo tanto:

$$Cov(e) = E[e \cdot e^T] = R = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$$

Ecuación 32 Matriz de Covarianzas de los Errores de Medición

La desviación estándar σ_i de cada medición i , es calculada para reflejar la exactitud esperada del medidor correspondiente utilizado. Acorde a lo descrito, la Ecuación 30 puede ser reformulada de la siguiente forma, Ecuación 33, considerándose como un problema de optimización que debe ser minimizado.

$$J(x) = [z - h(x)]^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)]$$

Ecuación 33 Reformulación Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados de las Variables de Estado x

Como mínimo, las condiciones de óptimalidad de primer orden deberán cumplirse. Esto se pueden expresar en forma compacta de la siguiente manera.

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H(x)^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h(x)] = 0$$

Ecuación 34 Primera derivada del Problema de Mínimos Cuadrados Ponderados

Donde:

$$H(x)^T = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]: \text{Matriz Jacobiana de las funciones de medición } h(x).$$

Expandiendo la función no lineal $g(x)$ en su serie de Taylor alrededor del vector de estado produce la Ecuación 35.

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0$$

Ecuación 35 Series de Taylor de $g(x)$

Despreciando los términos de orden superior conduce a un esquema de solución iterativa conocida como el método de Newton Raphson como se muestra a continuación.

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k)$$

Ecuación 36 Newton Raphson Aplicado a la Solución de Mínimos Cuadrados Ponderados

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H(x^k)^T \cdot R^{-1} \cdot H(x^k)$$

Ecuación 37 Matriz de ganancia

Donde:

k : índice de iteración.

R : Matriz de covarianzas de los errores de medición.

x^k : solución del vector a la iteración k .

$G(x^k)$: Matriz de ganancia, típicamente dispersa, definida positiva y simétrica siempre que el sistema sea completamente observable.

$g(x^k) = -H(x^k)^T \cdot R^{-1} \cdot (z - h(x^k))$: Primera derivada de la Ecuación 33.

$\Delta_x^k = [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k)$: Incremento de las variables de estado en la iteración k .

La inversa de la matriz de ganancia, se conoce como matriz de covarianzas del error de estimación, $P(x^k)$, esta matriz es una medida de la exactitud de la estimación de las variables de estado, por lo tanto, una traza¹ menor de esta matriz indica que el estimado es mejor [8] [12], Ecuación 38.

$$P(x^k) = G(x^k)^{-1}$$

Ecuación 38 Matriz de Covarianza de la Estimación de las Variables de Estado

El algoritmo iterativo de Newton Raphson aplicado a la solución del problema de optimización establecido en la Ecuación 34, se puede resumir tal como se enumera a continuación:

1. Iniciar iteración, $k = 0$.
2. Inicializar el vector de variables de estado x^k , típicamente un comienzo plano, por ejemplo, los voltajes de las barras igual a 1 y los ángulos igual a 0.
3. Calcular la matriz de ganancia $G(x^k)$.
4. Calcular $g(x^k)$.
5. Encontrar Δ_x^k .

¹ En álgebra lineal, la **traza** de una matriz cuadrada "A" de dimensión $n \times n$, está definida como la suma de los elementos de la diagonal principal de "A".

6. Verificar criterio de convergencia: $\max|\Delta_x^k| \leq \varepsilon$.
7. Si no se cumple con el criterio de convergencia de 6, actualizar $x^{k+1} = x^k - \Delta_x^k$ y regresar al numeral 3, caso contrario, terminar el algoritmo.

1.5.6.3 Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Distribución Desbalanceados

Una vez descrito el procedimiento de cálculo de las variables de estado del sistema mediante la estimación de estado de mínimos cuadrados ponderados, aplicando el algoritmo iterativo de Newton Raphson; es adecuado trasladar esta técnica a un sistema de distribución radial, para lo cual, es pertinente definir las ecuaciones que relacionan las variables de estado del sistema, voltaje y ángulo de las tres fases, con las mediciones y pseudomediciones disponibles.

En este contexto, las medidas consideradas en este trabajo, ya sea mediciones reales o pseudomediciones, serán únicamente los flujos de potencia activa y reactiva trifásicas por las líneas de distribución, para lo cual, se parte del concepto matemático que expresa la potencia aparente, S , en función del voltaje y corriente.

$$[S_{abc}]_{nm} = [V_{LG_abc}]_n \cdot [I_{abc}]_{nm}^*$$

Ecuación 39 Potencia Trifásica a través de una Línea de Distribución

De la Ecuación 19 o Ecuación 21, se puede despejar la corriente que fluye de un nodo “n” a un nodo “m”, y ser reemplazada en la ecuación anterior, dando como resultado la Ecuación 40.

$$\begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}_{nm} = \begin{bmatrix} V_{LG_a} \\ V_{LG_b} \\ V_{LG_c} \end{bmatrix}_n \cdot \left(\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \left(\begin{bmatrix} V_{LG_a} \\ V_{LG_b} \\ V_{LG_c} \end{bmatrix}_n - \begin{bmatrix} V_{LG_a} \\ V_{LG_b} \\ V_{LG_c} \end{bmatrix}_m \right) \right)^*$$

Ecuación 40 Potencia Aparente Trifásica

Esta ecuación se aplica a todos los ramales trifásicos de la red de distribución para obtener una matriz de ecuaciones de medición, $h(x)$, de la forma mostrada en el ANEXO I.

De igual manera, la matriz Jacobiana de las funciones de medición es mostrada en la Ecuación 41 y en el ANEXO II se muestran los elementos a detalle de la matriz Jacobiana $H(x)$.

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_{\frac{\partial V}{\partial \theta}} & H_{\frac{\partial V}{\partial V}} \\ H_{\frac{\partial S}{\partial \theta}} & H_{\frac{\partial S}{\partial V}} \end{bmatrix}$$

Ecuación 41 Matriz Jacobiana de las Funciones de Medición

La matriz de covarianzas de los errores de medición de la Ecuación 32, se muestran en el ANEXO III.

El vector fila de las variables de estado del estimador de estado para redes de distribución desbalanceadas, es mostrado en la Ecuación 42.

$$x = [\theta_{an} \quad \theta_{bn} \quad \theta_{cn} \quad . \quad . \quad . \quad \theta_{am} \quad \theta_{bm} \quad \theta_{cm} \quad V_{an} \quad V_{bn} \quad V_{cn} \quad . \quad . \quad . \quad V_{am} \quad V_{bm} \quad V_{cm}]$$

Ecuación 42 Variables de Estado del Estimador de Estado

Una vez definidas las ecuaciones matriciales, se aplica el algoritmo de solución detallado en 1.5.6.2 para encontrar las variables de estado del sistema de distribución, voltaje y ángulo por fase; cabe mencionar que, los ángulos de voltaje en la barra 1 o slack, no están considerados en el algoritmo de solución, puesto que, esta es la barra de referencia y durante el proceso iterativo de solución, los ángulos, θ_{a1} , θ_{b1} y θ_{c1} , son considerados constantes igual a 0° , -120° y 120° , respectivamente.

Previo a la aplicación del algoritmo, se toman como mediciones reales, los voltajes y potencias medidas por el medidor instalado en cabecera del alimentador primario y, como pseudomediciones, los voltajes y flujos de potencia activa y reactiva por los ramales trifásicos del primario de distribución resultantes del flujo de carga.

Por otro lado, los parámetros de entrada del algoritmo de flujo de carga, son los datos de carga, generación y voltaje en la barra 1 o slack; la potencia activa y reactiva de la carga, se asigna en base al algoritmo de distribución de carga que el programa computacional de simulación de redes eléctricas CYMDIST posee, tomando como potencia a distribuir, los datos de medición que el medidor electrónico instalado en cabecera del alimentador registra.

1.5.7 Distribución de Carga

En el análisis de una red eléctrica, los datos de carga, potencia activa y reactiva, tienen que ser especificados como parámetros de entrada, los datos proporcionados dependerán de que tan detallado se debe modelar el alimentador y la disponibilidad de los datos de carga del cliente.

Varios métodos han sido desarrollados capaces de realizar una distribución de carga adecuada en alimentadores primarios de distribución, con el objetivo de tener una red muy próxima a la real y así reducir el grado de incertidumbre de la misma, empero, estos métodos de distribución no son del todo exactos debido a la carencia de información de carga de cada cliente y factores de diversidad de la red.

La Figura 1.6 muestra el problema de los sistemas de distribución, un solo medidor instalado en cabecera del alimentador es utilizado para realizar la asignación de carga a cada cliente.

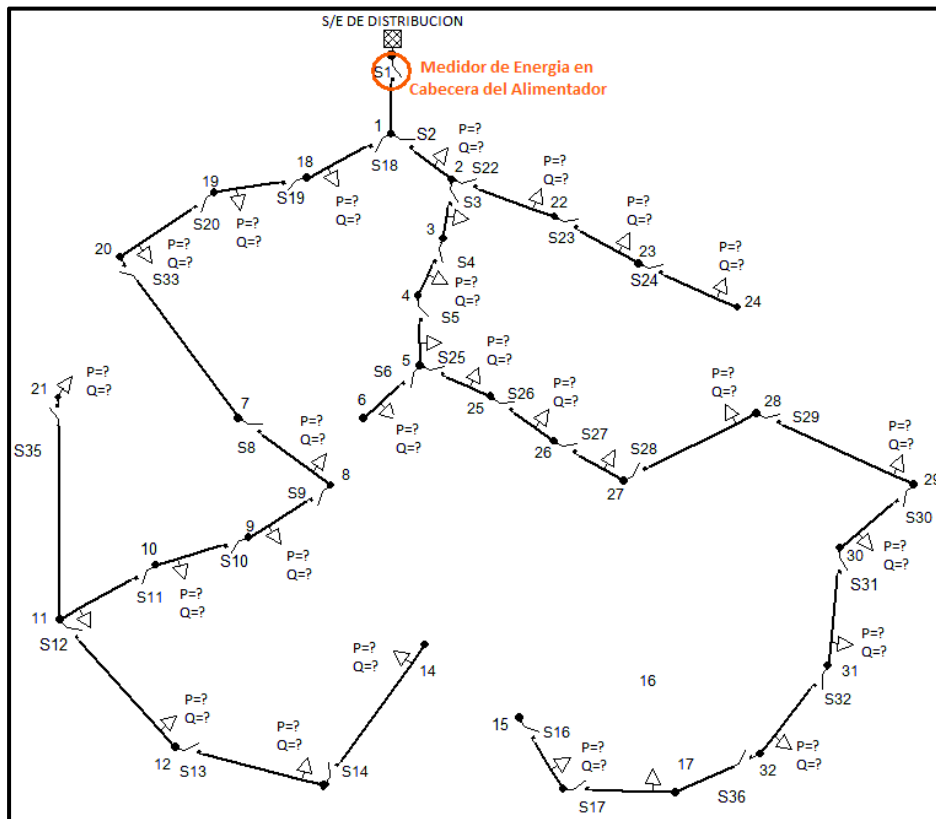


Figura 1.6 Problema de la Distribución de Carga con una Medición en Cabecera

Desde este punto de vista, existen cuatro métodos de los más utilizados, los mismos que se listan a continuación:

1. Aplicación de los factores de diversidad.
2. Encuesta de carga.
3. Gestión de la carga del transformador
4. Demanda máxima medida en cabecera del alimentador.

Determinar el método que se debe usar, depende del propósito del análisis. Si el propósito es determinar lo más cerca posible la demanda máxima en un transformador de distribución, entonces se puede usar el método de gestión de la carga del transformador o el de factores de diversidad. Ninguno de estos métodos debe emplearse cuando se va a realizar el análisis del alimentador total.

El problema es que el uso de cualquiera de estos métodos dará como resultado una demanda diversificada máxima mucho mayor en la subestación de la que realmente existe. Cuando se va a analizar el alimentador total, el único método que da buenos resultados es el de asignar la potencia de carga registrada por el medidor en cabecera en función de la potencia nominal de los transformadores [3] o en función del consumo mensual del cliente [13].

1.5.7.1 Distribución de Carga en CYMDIST

La principal desventaja de asignar carga utilizando los factores de diversidad es que la mayoría de las empresas distribuidoras no disponen de una tabla de estos factores. El proceso de desarrollo de dicha tabla generalmente no es rentable. La principal desventaja del método de gestión de la carga del transformador² es que se requiere una base de datos que especifique qué transformadores sirven a qué clientes. Nuevamente, esta base de datos no siempre está disponible.

La asignación de carga basada en las lecturas medidas en la subestación requiere la menor cantidad de datos. La mayoría de los alimentadores contarán con medición en la subestación que, como mínimo, proporcionará la demanda total máxima de *kW* o *kVA* diversificada trifásica y/o la corriente máxima por fase durante un mes. Las potencias

² Las empresas distribuidoras utilizan un programa de gestión de carga de transformadores de distribución para determinar la carga, en función del conocimiento de los kWh suministrados por el transformador durante un mes de carga máxima. El programa se usa principalmente para determinar cuándo un transformador de distribución necesita ser cambiado debido a una condición de sobrecarga proyectada.

nominales, kVA , de todos los transformadores de distribución siempre es un dato conocido en cada alimentador. Las lecturas medidas se pueden asignar a cada transformador según la potencia nominal del mismo [3], la Ecuación 44 y Ecuación 45 expresan las ecuaciones utilizadas por el programa computacional CYMDIST [14] que coinciden con el criterio de distribución de carga en base a la lectura de carga del medidor en cabecera del alimentador primario.

$$TkVA(k) = \sum_k kVA_{nom}(k)$$

Ecuación 43 Potencia Total de los Transformadores del Alimentador Primario

$$kW_{Distribuida}(k) = kW_{med}(k) \cdot \left[\frac{kVA_{nominal}(k)}{TkVA(k)} \right]$$

Ecuación 44 Potencia Activa Distribuida en Transformadores del Alimentador Primario

$$kVAr_{Distribuida}(k) = kVAr_{med}(k) \cdot \left[\frac{kVA_{nominal}(k)}{TkVA(k)} \right]$$

Ecuación 45 Potencia Reactiva Distribuida en Transformadores del Alimentador Primario

No solo el método anterior está disponible en el programa computacional, sino también, el algoritmo de distribución de carga considerando el consumo mensual de cada cliente, para lo cual, el criterio de distribución se ejecuta en base a la Ecuación 46, Ecuación 47 y Ecuación 48.

$$TkWh(k) = \sum_k kWh_{consumo-cliente}(k)$$

Ecuación 46 Energía Total de los Clientes del Alimentador Primario

$$kW_{Distribuida}(k) = kW_{med}(k) \cdot \left[\frac{kWh_{consumo-cliente}(k)}{TkWh(k)} \right]$$

Ecuación 47 Potencia Activa Distribuida en Transformadores o Clientes del Alimentador Primario

$$kVAr_{Distribuida}(k) = kVAr_{med}(k) \cdot \left[\frac{kWh_{consumo-cliente}(k)}{TkWh(k)} \right]$$

Ecuación 48 Potencia Reactiva Distribuida en Transformadores o Clientes del Alimentador Primario

Es importante mencionar que, uno de los principales problemas al realizar la distribución de carga considerando el consumo mensual de energía de los clientes, es que, no siempre se cuenta con este parámetro ingresado en la base de datos de la red eléctrica, puesto que, los clientes, son modelados con una sola carga conectada en bajo voltaje al transformador del cual se alimentan, y no se procesa la información de la energía mensual de consumo del grupo de clientes alimentados por dicho transformador, de ahí que, la mayoría de empresas distribuidoras de energía, utilizan el método de distribución de carga considerando la potencia nominal del transformador, acorde a la Ecuación 43, Ecuación 44 y Ecuación 45.

Finalmente, se debe acentuar que, las metodologías de distribución de carga descritas, consideran una única medición real del medidor instalado en cabecera del alimentador primario, no obstante, si se tuviese más de un punto de medición real distribuida adecuadamente en la red, el módulo de CYMDIST tiene la flexibilidad de incluir dichas mediciones en su algoritmo de reparto de carga.

1.5.8 Módulo de Programación Python de CYMDIST

El módulo de programación Python, contiene todos los módulos y funciones necesarios para acceder a las propiedades de red, bases de datos, equipos, informes, gestión de errores, manipular equipos y dispositivos, realizar diversos análisis y, lo que es más importante, obtener resultados significativos; las posibilidades de ampliar las capacidades del software CYMDIST son ilimitadas.

A través de la consola de Python se puede ejecutar comandos directamente en la aplicación CYMDIST para realizar pruebas de comando y recuperar información rápidamente, agregar y ejecutar scripts y acceder a las variables definidas en los scripts sin tener que modificarlo.

Con las secuencias de comandos de Python, también se puede realizar fácilmente análisis por lotes, automatizar estudios de rutina, crear nuevos algoritmos y recuperar información rápidamente, también es posible escribir scripts en cualquier editor de texto y ejecutarlos de forma "autónoma", que está fuera del entorno de la aplicación CYMDIST, a través de un IDE Python (IDLE, Komodo IDE, Eclipse, PythonWin, PyCharm, etc.) [15].

Además de recuperar rápidamente información a través de varias líneas de comandos o de ejecutar análisis de rutina a través del uso de scripts, se puede crear algoritmos propios y desarrollar análisis de los resultados obtenidos. Por ejemplo, se puede crear un algoritmo

de análisis de crecimiento de carga para modificar las cargas de una manera compleja que no se puede lograr fácilmente con el módulo de análisis de crecimiento de carga predeterminado. Del mismo modo, los comandos se pueden insertar para aplicar modificaciones a la red, los gráficos y los informes se pueden personalizar fácilmente para mostrar los resultados [15].

1.5.8.1 Programación con Python

Python es un lenguaje de scripts que es de código abierto y multiplataforma. A diferencia de otros lenguajes de programación, Python no tiene una sintaxis difícil y ofrece una ayuda interactiva con el usuario para completar el código. Su alta legibilidad combinada con los nombres de funciones de CYMDIST hacen que Python sea fácil de aprender para principiantes y se mantenga poderoso para los expertos.

Python cuenta con estructuras de datos eficientes y de alto nivel y un enfoque simple pero efectivo a la programación orientada a objetos. La elegante sintaxis de Python y su tipeado dinámico, junto con su naturaleza interpretada, hacen de éste un lenguaje ideal para scripting y desarrollo rápido de aplicaciones en diversas áreas y sobre la mayoría de las plataformas.

El intérprete de Python y la extensa biblioteca estándar están a libre disposición en forma binaria y de código fuente para las principales plataformas desde el sitio web de Python y puede distribuirse libremente. El mismo sitio contiene también distribuciones y enlaces de muchos módulos libres de Python de terceros, programas y herramientas, y documentación adicional. Python también puede usarse como un lenguaje de extensiones para aplicaciones personalizables [16].

1.5.8.2 Extensión CymPy de Python-CYMDIST

En Python, el código reutilizable se distribuye en los denominados módulos y paquetes. Un paquete de Python es una carpeta que contiene varios módulos de Python y posiblemente subpaquetes. Python se extiende en este concepto aún más con la noción de directorios de paquetes de sitio.

CymPy es un paquete de sitio que proporciona formas útiles y productivas para realizar análisis, acceder a propiedades de red, manipular dispositivos, secciones, equipos en la red, generar informes, etc. Proporciona acceso al modelo eléctrico, así como funciones, clases y módulos adicionales que le permiten crear flujos de trabajo simples o complejos

de manera rápida y fácil. CymPy está organizado en funciones, clases y módulos diseñados para ser potentes y fáciles de usar: modelado de redes, acceso a bases de datos, equipos, simulación e informes y gestión de errores.

Se puede acceder a CymPy desde el software CYMDIST (modo incrustado) utilizando las herramientas “Consola de Python” y “Caja de Herramientas de Python”, y mediante cualquier entorno de desarrollo de Python, como IDLE o WingIDE (modo independiente). Las funciones y clases de CymPy permiten crear flujos de trabajo simples o complejos, por ejemplo:

1. Listar todos los dispositivos/nodos/equipos de un tipo especificado.
2. Modificar cualquier valor en cualquier dispositivo, equipo o simulación.
3. Iniciar una simulación y recuperar resultados utilizando palabras clave.
4. Crear informes personalizados.
5. Establecer valores de parámetros en el script.
6. Depurar los códigos con el módulo del administrador de errores.
7. Agregar/Eliminar/Mover cualquier dispositivo en la red.
8. Iterar a través de la topología de red.

1.5.8.3 *Herramientas Integradas*

CYMDIST ha integrado las secuencias de comandos de Python en su software de análisis de sistemas eléctricos mediante el desarrollo de un paquete de sitio llamado CymPy. Para que la experiencia del usuario sea más inmersiva, se han desarrollado un conjunto de herramientas completamente integradas en el software, lo que permite al usuario desarrollar sus propios scripts de Python sin la necesidad de instalar ningún software de terceros [15].

- Consola de Python: La consola permite ejecutar comandos directamente en la aplicación CYMDIST para realizar pruebas de comando y recuperar información rápidamente. Es un intérprete de Python completamente interactivo y conveniente para acceder a todas las herramientas y funcionalidades de Python desde

CYMDIST. Los comandos de Python ejecutados desde esta ventana pueden variar desde líneas simples de código hasta bloques complejos con lógica.

- Caja de Herramientas de Python: Aplicación integrada y diseñada para facilitar la interfaz de usuario en CYMDIST para acceder y organizar una colección de scripts.
- Editor de Python: Un IDE integrado que ofrece una ayuda interactiva con el usuario para completar el código, codificación de color, información sobre herramientas y depuración de código.

En el ANEXO IV se adjunta un manual de programación del módulo Python de CYMDIST, en el cual, se muestra paso a paso las líneas de código y comandos necesarios para interactuar con los elementos de una red eléctrica de prueba, así mismo, se detalla el procedimiento para instalar e importar otros paquetes de código, tal como, numpy, scipy, sympy, cymPy, panda, etc.

1.5.9 Optimización de Mapeo Media-Varianza [17]

El algoritmo de optimización de Mapeo Media-Varianza, MVMO, opera en una sola solución en lugar de un conjunto de soluciones como en muchos algoritmos evolutivos. El rango de búsqueda interna de todas las variables está restringido a $[0,1]$. Sin embargo, la evaluación de la función se lleva a cabo siempre en las escalas originales.

La característica clave del algoritmo MVMO es una función de mapeo especial descrita por las variables de media y forma. Ambos se derivan de las " n " mejores soluciones guardadas en el archivo de memoria. La función de mapeo transforma una variable x_i^* , variada aleatoriamente con distribución de unidad, a otra variable " x_i " que se concentra alrededor del valor medio. El algoritmo MVMO se encuentra descrito con mayor detalle en el ANEXO VI.

2 METODOLOGÍA

El concepto de estimación de estado, ha sido aplicado ampliamente en los centros de control de sistemas eléctricos de transmisión y generación, puesto que, las variables de estado resultantes, son la base para el monitoreo en línea de los sistemas eléctricos y para la toma de decisiones de operación y ejecución de ciertas funciones de análisis, tal como, contingencias, despacho de carga, detección, identificación y corrección o eliminación de medidas erróneas, proyección de carga, análisis de seguridad, etc.

Con este enfoque, varios algoritmos robustos se han desarrollado, de tal manera que, los resultados obtenidos del estimador de estado, voltaje y ángulo en barras, sean probabilísticamente muy cercanos a su valor real, sin verse afectados por errores de medición.

2.1 Estado del Arte

Es evidente que, la carencia de información de parámetros eléctricos de la red de distribución limita de cierta manera la aplicación del algoritmo de estimación de estado, así pues, para subsanar esta carencia, en [18] se desarrolla una metodología que se enfoca en garantizar la observabilidad de la red de distribución considerando como función objetivo el costo de instalación de un equipo de medida en cada nodo, esta metodología es aplicada a una red de prueba balanceada, IEEE 123 nodos, determinando que es necesario instalar un total de 44 medidores para garantizar la observabilidad del sistema; la aplicación de este método a una red real, daría como resultado un número mayor de medidores a los resultados obtenidos en la red de prueba, lo cual representaría para la distribuidora, un costo elevando de adquisición, instalación y mantenimiento de los equipos de medición.

En la referencia [19] se presenta un método llamado estimación de carga en dos pasos para estimar la carga de la red de distribución, cuyos resultados se pueden aplicar ampliamente en la planificación y operación de distribución y la implementación de funciones avanzadas de automatización de distribución (DA). Usando este método presentado, no solo se puede lograr una mejor precisión, también se pueden determinar las curvas de potencia activa y reactiva diarias de todos los nodos de un alimentador, lo que implica sus grandes perspectivas de aplicación a las redes de distribución. Este artículo no analiza la ubicación óptima de medidores en la red, el trabajo desarrollado se enfoca principalmente en depurar la distribución de carga de los datos de medición adquiridos por

el medidor en cabecera del AP en base a las curvas de carga típicas mencionadas anteriormente y la aplicación de la teoría de estimación de estado.

En el trabajo de la referencia [20], se presenta un método heurístico de ubicación de medidores en línea. El enfoque se puede utilizar para encontrar con precisión los candidatos de colocaciones de medidores en línea en poco tiempo y una modificación óptima. El método tiene dos etapas. En la primera etapa, las ubicaciones correctas del medidor son seleccionadas por un algoritmo propuesto. En la segunda etapa, la mejor ubicación del medidor en línea se determina después de evaluar las ubicaciones adecuadas. El método propuesto considera dos etapas de operación de contadores en línea; medidores individuales y combinados que pueden medir una ruta de potencia y simultáneamente rutas de potencias, respectivamente. Finalmente, los resultados se aplican a un alimentador en la red de distribución de Irán para propuestas de verificación. En este trabajo se utiliza como índice de optimización, la eficiencia del algoritmo de estimación de estado, este índice está en función de la carga estimada y la carga actual en la red.

Al igual que en los trabajos descritos anteriormente, en la referencia [21] se desarrolla un algoritmo de estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados, considerando la ubicación óptima de medidores y unidades de medición fasorial, analizando como función objetivo, la desviación estándar máxima de voltajes y ángulos de la matriz de covarianzas, $\text{inv}(G)$, y considerando los costos de instalación en cada nodo; la red en la cual se aplica dicho algoritmo, considera generación distribuida instalada en varios puntos. Para lograr el óptimo global, se utiliza un algoritmo genético estándar como método de optimización.

Si bien, se han desarrollado un amplio número de trabajos enfocados en la ubicación óptima de puntos de medición en redes de prueba de distribución, ninguno de ellos ha sido aplicado en una red real, de ahí que, en este trabajo se desarrolla una metodología aplicable, tanto a redes de prueba como a redes o alimentadores de distribución reales.

2.2 Propuesta Metodológica

En este proyecto de titulación, las redes consideradas, red de prueba IEEE 37 Nodos y alimentadores Martínez y Bellavista, se inicializa en base a la distribución de carga que el programa de simulación de redes eléctricas CYMDIST ejecuta.

Una vez inicializada la red, se ejecuta el algoritmo de optimización MVMO para ubicar óptimamente un determinado número de medidores, tomando como función objetivo a minimizar, la traza de la matriz de covarianzas de los errores de estimación de las variables de estado.

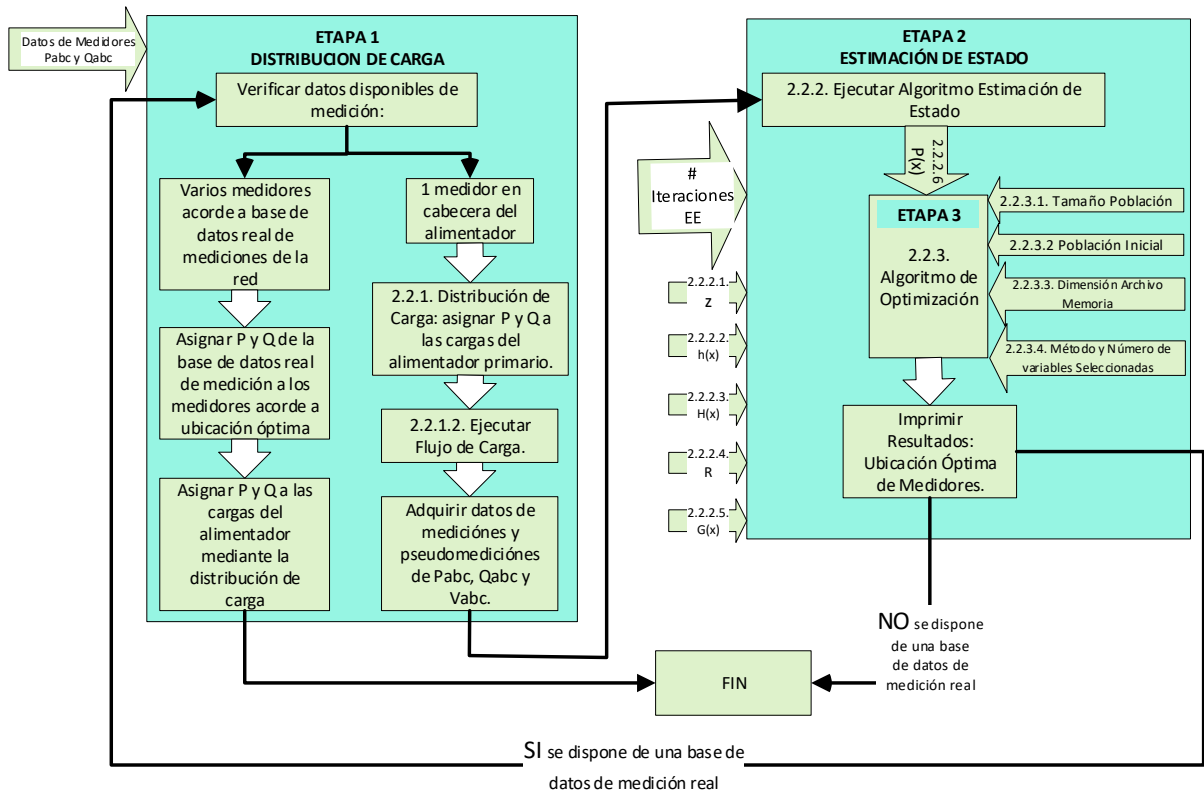


Figura 2.1 Estructura de la metodología para la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en redes de distribución desbalanceadas

En la Figura 2.1, se aprecia la metodología y lineamientos para la ubicación óptima de medidores a través del algoritmo de optimización y estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados en alimentadores primarios desbalanceados y afinamiento de la distribución de carga, con objeto de que, la base de datos de la red de distribución utilizada por las diferentes áreas técnicas de las empresas distribuidoras, sea más cercana a la condición real y confiable, a fin de que, los resultados obtenidos del desarrollo de estudios eléctricos sobre esta base, sean beneficiosos, permitiendo a las áreas involucradas, tomar decisiones más acertadas.

Cabe mencionar que, las bondades de poseer una red de distribución con más de 1 punto de medición ubicados óptimamente, se aprecian y analizan al realizar la distribución de carga en una red de distribución, puesto que, los algoritmos de flujo de carga y estimación de estado, se ejecuta en base a la red base o inicial generada por la distribución de carga

y, una red modelada muy próxima a la red real, asignación de potencia en cada carga, entregará resultados fehacientes que serán tratados adecuadamente por personal de cada empresa distribuidora.

2.2.1 **Etapa 1 Distribución de Carga**

En términos generales, la calidad de los resultados obtenidos del análisis realizado en una red de distribución, dependerán ampliamente del escenario base determinado para el desarrollo de estudios eléctricos, por lo cual, es importante establecer esta condición inicial en base a la experiencia y conocimiento de la red y a la ejecución de algoritmos de distribución de carga.

2.2.1.1 *Condición Inicial de la Red*

Una buena aproximación de la red, se logra con la aplicación de cualquiera de los métodos de distribución de carga establecido 1.5.7.1, en donde se toma como parámetro de entrada las mediciones disponibles en el alimentador primario y aplicando la Ecuación 43, Ecuación 44 y Ecuación 45 o Ecuación 46, Ecuación 47 y Ecuación 48, se distribuye la carga; el estado final de la red después de aplicar una de estas metodologías, será el caso base inicial considerado para la ejecución del algoritmo de estimación de estado y ubicación óptima de medidores.

2.2.1.2 *Flujo de Carga*

Una vez distribuidas las potencias, activa y reactiva, en las cargas del alimentador primario, se ejecuta un flujo de carga para determinar las mediciones y pseudomediciones que servirán de parámetros de entrada para el estimador de estado, cabe mencionar que, la solución del flujo de carga se logra mediante el algoritmo descrito en 1.5.5.1, el cual está disponible en CYMDIST.

Es pertinente mencionar que, se consideran como mediciones reales a los datos del medidor de cabecera del alimentador y a los datos de medidas correspondientes a la población creada aleatoriamente por el algoritmo de optimización, el resto de datos serán considerados como pseudomediciones; este criterio influye directamente en la creación de la matriz de covarianzas de errores de medición R .

2.2.2 Etapa 2 Estimación de Estado

Debido a que la función objetivo del algoritmo de optimización, es la traza de la matriz de covarianzas del estimador, G^{-1} , es necesario definir los parámetros de entrada para la ejecución del algoritmo de estimación de estado de mínimos cuadrados ponderados aplicado a redes eléctricas de distribución desbalanceadas.

2.2.2.1 Formación de la Matriz de Mediciones z

En cuanto a lo mencionado en el epígrafe 1.5.6.3, la matriz de mediciones está formada tanto de mediciones reales como de pseudomediciones, las mismas que son adquiridas de la siguiente manera:

- Mediciones Reales: este tipo de mediciones están limitadas, en la mayoría de los casos, a los datos que entrega un solo medidor instalado en cabecera del alimentador, considerando ciertas variables eléctricas; en este trabajo, se consideran únicamente los módulos de voltaje por fase en los nodos y los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas de distribución, por fase, por lo tanto, un medidor proveerá a la matriz de mediciones un total de 9 medidas reales.
- Pseudomediciones: una vez ejecutado el algoritmo de distribución de demanda, es necesario correr un flujo de carga acorde al método de solución descrito en 1.5.5.1, los resultados obtenidos del módulo de voltaje en nodos y flujo de potencia activa y reactiva en líneas de un nodo " n " a un nodo " m ", por fase, serán las pseudomediciones de la matriz de mediciones, es así que, por nodo se tendrá un total de 9 pseudomediciones.
- Medidas Virtuales: son aquellas que no requieren ser medidas, como por ejemplo la inyección cero de potencia activa y reactiva en las subestaciones de transporte o nodos de tránsito [22].

Cabe recalcar que, en este trabajo se considera únicamente medidas reales y pseudomediciones de módulo de voltaje y potencia activa y reactiva, por nodos y líneas, respectivamente. Finalmente se puede mencionar que esta matriz columna será de dimensión $m \times 1$, donde " m " representa el número total de mediciones.

2.2.2.2 Formación de la Matriz de Funciones de Medición $h(x)$

Esta matriz es aquella que está formada por las funciones de mediciones reales y pseudomediciones, en función de las variables de estado, voltaje y ángulo, por ejemplo, el módulo de voltaje de la fase "a" medido en la barra "n", estará en función del voltaje, ángulo o los dos a la vez, sin embargo, por simplicidad, el voltaje medido se lo caracteriza únicamente en función del voltaje, así, la función que relaciona a esta medida con la variable de estado de este nodo, será:

$$f(v_{a_n}) = v_{a_n}$$

Ecuación 49 Función de Voltaje de la Fase "a" en el Nodo "n"

De igual forma, la función de una medición o pseudomedición de flujo de potencia reactiva en la fase "b", de un nodo "n" a un nodo "m", estará en función del módulo de voltaje y ángulo de las tres fases, tal como se muestra en la Ecuación 50

$$Q_{bnm} = \text{imag}(S_{bnm}) = \text{imag} \left(\begin{array}{l} V_{bn} * (I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn})) * (Z_{ab} * (-V_{am} * (-I * \sin(aV_{am}) + \cos(aV_{am})) + \\ V_{an} * (-I * \sin(aV_{an}) + \cos(aV_{an}))) + Z_{bb} * (-V_{bm} * (-I * \sin(aV_{bm}) + \cos(aV_{bm})) + \\ V_{bn} * (-I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn}))) + Z_{bc} * (-V_{cm} * (-I * \sin(aV_{cm}) + \cos(aV_{cm})) + \\ V_{cn} * (-I * \sin(aV_{cn}) + \cos(aV_{cn}))) \end{array} \right)$$

Ecuación 50 Función de Medición de Potencia Reactiva Fase "b" de un Nodo "n" a un Nodo "m"

Donde:

V_{an} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

V_{bn} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

V_{cn} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

V_{am} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

V_{bm} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

V_{cm} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

aV_{an} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

aV_{bn} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

aV_{cn} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

aV_{am} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

aV_{bm} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

aV_{cm} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

Z_{bb} : Impedancia propia de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de la fase "b".

Z_{ab} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "a" y "b".

Z_{bc} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "b" y "c".

En la ecuación anterior, las impedancias de las líneas, tanto propias como mutuas, son constantes, por eso se dice que esta ecuación esta únicamente en función del módulo de voltaje y ángulos de las tres fases. Esta matriz columna será de dimensión $m \times 1$, donde "m" representa el número de mediciones disponibles.

2.2.2.3 Formación de la matriz Jacobiana de Mediciones $H(x)$

La matriz Jacobiana de mediciones, se forma a partir de la derivada de cada elemento de la matriz $h(x)$, respecto a las variables de estado, es así que, la derivada de la Ecuación 49 respecto a los ángulos de todos los nodos, será cero, empero, la derivada respecto al voltaje de la fase "a" en el nodo "n", será igual a 1, en los nodos restantes, su derivada respecto al voltaje será cero, en la Ecuación 51 se aprecia parte de la matriz Jacobiana correspondiente a V_{an} .

$$\begin{matrix} VarEst = & \theta_{an} & \theta_{bn} & \theta_{cn} & \dots & \theta_{am} & \theta_{bm} & \theta_{cm} & V_{an} & V_{bn} & V_{cn} & \dots & V_{am} & V_{bm} & V_{cm} \\ \frac{\partial V_{an}}{\partial V_{an}} = & [0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & \dots & 0 & 0 & 0] \end{matrix}$$

Ecuación 51 Derivada de la Función de Voltaje de la Fase "a" en el Nodo "n" Respecto al Voltaje V_{an}

Ahora bien, la derivada de la Ecuación 50 respecto a las variables de estado se muestran en el ANEXO V, se puede notar que, las ecuaciones obtenidas no son lineales, y ya no se tiene valores igual a cero al derivar dicha ecuación respecto a las variables de estado de los nodos "n" y "m", no obstante, la derivada respecto a las variables de estado de los nodos restantes, son cero.

2.2.2.4 Formación de la Matriz de Covarianzas de los Errores de Medición R

Independientemente de la formulación de la estimación de estado, la precisión de la estimación de las variables de estado, depende en gran medida de la calidad de la medición. La calidad de los datos se puede mejorar utilizando dispositivos de medición de alta precisión junto con canales de comunicación de alta calidad de transmisión. Se supone que las mediciones convencionales tienen errores con distribución Gaussiana con una desviación estándar que consta de dos componentes: un componente es proporcional a la escala completa del medidor, f_s , y otro es proporcional al valor medido real, M , [23].

$$\sigma_i = \frac{0,02M + 0,0052f_s}{3}$$

Ecuación 52 Desviación estándar de medición

En la referencia [22], la desviación estándar se describe como una constante, en función del valor medido y en función del fondo de escala, en base a este criterio, en este trabajo se tomará la desviación estándar como un valor constante de la siguiente manera:

- Para medidas de potencia: $\sigma_{P,Q} = 0,02$
- Para medidas de voltaje: $\sigma_V = 0,002$
- Para pseudomediciones de potencia: $\sigma_{P_S-P,Q} = 0,4$
- Para pseudomediciones de voltaje: $\sigma_{P_S-V} = 0,4$

Es así que, la matriz de covarianzas de los errores de medición, será diagonal, con valores de desviación estándar acorde a lo descrito anteriormente elevados al cuadrado, por ejemplo, las medidas del equipo instalado en cabecera del alimentador y de la ubicación óptima de los medidores, tendrán una desviación estándar de 0.002 y 0.02, para voltaje y flujo de potencia activa y reactiva, respectivamente, en el ANEXO III se aprecia la estructura de la matriz descrita en esta sección.

2.2.2.5 Formación de la Matriz de Ganancia del Estimador de Estado de Mínimos Cuadrados Ponderados $G(x)$

La matriz de ganancia G , se forma en base a las matrices definidas previamente y aplicando la Ecuación 37; esta matriz es típicamente dispersa, definida positiva y simétrica siempre

que el sistema sea completamente observable, además que, la traza de la inversa de esta matriz, Ecuación 38, es una medida de la exactitud de la estimación de las variables de estado, así, un valor mínimo representa una mejor aproximación; puesto que, esta matriz inversa representa la matriz de covarianzas del error de estimación de las variables de estado.

Es importante mencionar que, un alimentador primario es observable gracias a las pseudomediciones provenientes del flujo de carga, ya que, de tomar en cuenta únicamente la medición en cabecera del alimentador, el algoritmo de estimación de estado no sería resuelto.

2.2.2.6 Matriz de Covarianza de los Errores de Estimación de las Variables de Estado $P(x)$

La covarianza entre dos variables aleatorias es una medida de la naturaleza de la asociación entre ambas, es el dato básico para determinar si existe una dependencia entre ambas variables [24], de tal manera que si la variable 1 incrementa, la variable 2 también lo hará, caso contrario, si la variable 1 incrementa, la variable 2 se reducirá, así, la covarianza será positiva o negativa, respectivamente, diferente de cero en los dos casos. En la referencia [25], la matriz de covarianzas se obtiene a partir de una de las matrices de sensibilidad utilizadas para la detección de errores de medición, $\partial \hat{x} / \partial z$.

El análisis de sensibilidad se usa para determinar el impacto Δx causado en la estimación de estado por una perturbación arbitraria Δz introducida en el vector de medición. Sin embargo, la covarianza se puede encontrar directamente de la Ecuación 54, para lo cual, se aplican las propiedades de la covarianza considerando la relación encontrada en la Ecuación 53.

$$z = h(x) + e$$

$$cov(z) = E\{[z - E(z)] \cdot [z - E(z)]^T\}$$

$$cov(z) = cov(h(x) + \varepsilon)$$

$$cov(z) = E\{[h(x) + \varepsilon - E(h(x) + \varepsilon)] \cdot [h(x) + \varepsilon - E(h(x) + \varepsilon)]^T\}$$

$$cov(z) = E\{[h(x) + \varepsilon - E(h(x)) - E(\varepsilon)] \cdot [h(x) + \varepsilon - E(h(x)) - E(\varepsilon)]^T\}$$

$$\text{cov}(z) = E\{[h(x) + \varepsilon - h(x) - E(\varepsilon)] \cdot [h(x) + \varepsilon - h(x) - E(\varepsilon)]^T\}$$

$$\text{cov}(z) = E\{[\varepsilon] \cdot [\varepsilon]^T\}$$

$$\text{cov}(z) = R$$

Ecuación 53 Covarianza de la Matriz de Mediciones

$$x^{k+1} = x^k + [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h]$$

Ecuación 54 Variables de Estado en Función de su Incremento y Valor Inicial

$$\text{cov}(x^{k+1}) = \text{cov}(x^k) + \text{cov}([H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1} \cdot [z - h])$$

Ecuación 55 Covarianza de las Variables de Estado Estimadas

$$\begin{aligned} \text{cov}(x^{k+1}) &= \text{cov}(x^k) + \text{cov}([H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1} \cdot z) \\ &\quad - \text{cov}([H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1} \cdot h) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{cov}(x^{k+1}) &= [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}] \cdot \text{cov}(z) \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T \\ &\quad - [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}] \cdot \text{cov}(h) \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T \end{aligned}$$

$$\text{cov}(h) = 0$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}] \cdot \text{cov}(z) \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}] \cdot R \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot [R^{-1} \cdot R] \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot I \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot R^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot H^T \cdot [H^T \cdot R^{-1}]^T \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot [H \cdot R^{-1} \cdot H^T]^T \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1}]^T$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot [H \cdot R^{-1} \cdot H^T]^T \cdot [[H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^T]^{-1}$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} \cdot I$$

$$\text{cov}(x^{k+1}) = [H^T \cdot R^{-1} \cdot H]^{-1} = G^{-1} = P$$

Ecuación 56 Covarianza de las Variables de Estado

Aplicando propiedades de la covarianza y matrices sobre la Ecuación 55, se obtiene la matriz de covarianza de las variables de estado representada en la Ecuación 56. Es adecuado mencionar que, la diagonal de esta matriz, representa la varianza de las variables de estado estimadas; la raíz cuadrada de cada elemento de esta diagonal, significa la desviación estándar de las mismas, la cual muestra cuan dispersos están los datos con respecto a la media, mientras mayor sea la desviación estándar, mayor será la dispersión de los datos.

2.2.3 Etapa 3 Algoritmo Optimización MVMO

En esta sección se definen los aspectos principales del algoritmo de optimización, tal como los parámetros de entrada y elementos de la metodología de solución.

2.2.3.1 Tamaño de la Población

Este parámetro es dependiente del número de medidores, definido inicialmente, que serán instalados en el alimentador primario, puesto que, la búsqueda realizada por el algoritmo de optimización en la red de distribución, se realizará considerando esta cantidad de elementos, por lo tanto, el tamaño de la población evaluada, será igual al número de medidores.

2.2.3.2 Población Inicial

La población inicial es aquella que se crea al inicio de la ejecución del algoritmo de optimización MVMO, la misma que es creada aleatoriamente y evaluada hasta llenar el archivo de memoria, en las primeras iteraciones del algoritmo, es decir, en esta sección, no se ejecuta la función de mapeo de la mejor población del archivo de memoria.

2.2.3.3 Dimensión del Archivo de Memoria

Acorde a la referencia [17], un archivo de memoria de 2 a 5 poblaciones es suficiente, puesto que, un tamaño de archivo más grande, dará como resultado una búsqueda más bien conservadora con orientación sobre las mejores poblaciones guardadas.

El individuo almacenado en primer lugar en el archivo de memoria, será aquel que presente la mejor aptitud y este, será el padre de los nuevos individuos de la población mapeada.

2.2.3.4 Método y Número de Variables Seleccionadas

Es importante definir el número de individuos que mutarán o que serán mapeados en cada iteración, Ecuación 58, de tal manera que, el algoritmo de optimización pueda realizar una búsqueda exhaustiva del óptimo global del sistema analizado; es importante mencionar que, la cantidad de individuos de la población que serán mapeados, será menor que el número total de medidores.

$$N^{\circ}_{\text{Selección}} = \text{round}\left(\frac{\text{NumeroMedidores}}{2}\right)$$

Ecuación 57 Número de Individuos Seleccionados

Una vez definido el número de variables que serán seleccionadas, es imperativo determinar la estrategia de selección de los individuos que serán mapeados acorde al número establecido previamente, para lo cual, en la Figura 3.4, se muestran ciertas estrategias válidas para el algoritmo de optimización; en este trabajo de titulación, la estrategia seleccionada es el número 1 mostrada en la figura.

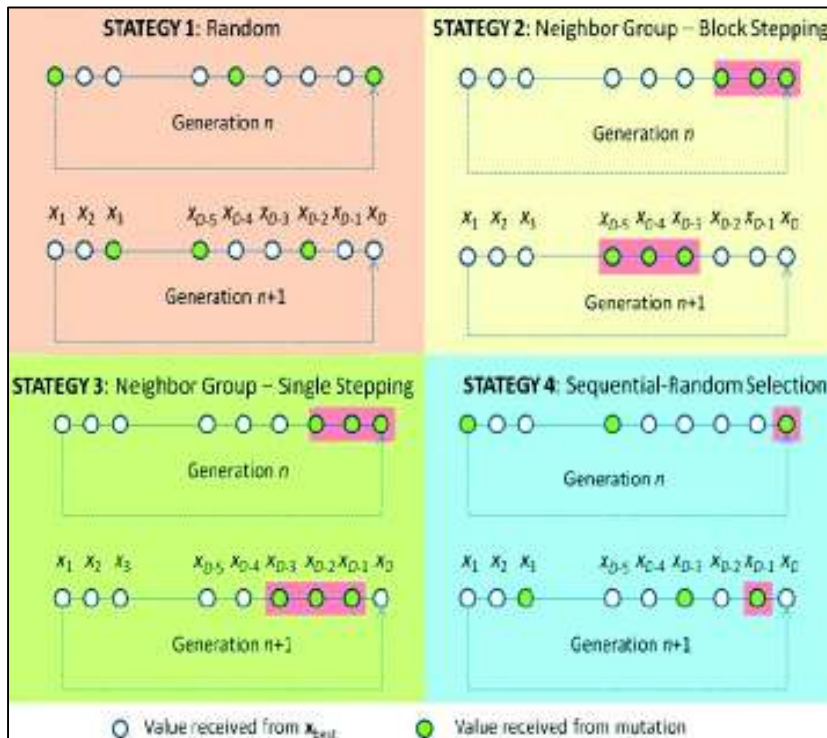


Figura 2.2 Estrategias de Selección [17]

2.2.3.5 Evaluación de la Función Objetivo $P(x)$

Acorde al sustento teórico ya establecido en párrafos anteriores, se define la metodología que se aplica para determinar la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en la red de medio voltaje trifásico, para lo cual, es oportuno mencionar que la función objetivo, acorde a las referencias [26] y [27], se plantea en la Ecuación 58.

$$\min \left(\sum_i^n \sqrt{P_{ii-volt}} \right)$$

Ecuación 58 Función Objetivo de Optimización

Donde:

$P_{ii-volt}$: Varianza de las variables de estado estimadas de voltaje.

$\sqrt{P_{ii-volt}}$: Desviación estándar de las variables de estado estimadas de voltaje.

Considerando que la matriz de covarianzas, P , está en función del Jacobiano H , el cual depende de las variables de estado estimadas en cada iteración, y de la matriz R , la misma que depende de la desviación estándar de las mediciones y pseudomediciones, se puede establecer la siguiente condición; la desviación estándar en donde se ubiquen los puntos de medición y pseudomediciones para el cálculo de la función objetivo, tendrán valores acorde a lo descrito en el párrafo 2.2.2.4, tanto para mediciones como para pseudomediciones para lo cual, la matriz R tendrá que ser actualizada en cada iteración dependiendo de la nueva población generada por el algoritmo MVMO.

2.2.3.6 Variables del Control del Algoritmo de Optimización MVMO

Para entender apropiadamente la aplicación del algoritmo de optimización MVMO en la ubicación óptima de medidores, nos referimos a la matriz de covarianzas de los errores de medición descrita en 2.2.2.4, R , debido a que, en cada iteración del algoritmo MVMO, esta matriz será actualizada dependiendo de la población generada y consecutivamente se ejecutará el algoritmo de estimación de estado para encontrar la matriz descrita en 2.2.2.6, la misma que nos dará el resultado de la función objetivo.

Con este antecedente, por ejemplo, si se tiene una red de distribución de 36 líneas aéreas y se quiere ubicar óptimamente, por ejemplo, 3 medidores, los parámetros considerados para la ejecución del algoritmo serán los siguientes:

- Todas las líneas aéreas consideradas para la ejecución del algoritmo de estimación de estado se almacenan en un vector fila de dimensiones 1×36 , [L_1, L_2, L_3, L_4,, L_35, L_36].
- La población inicial y la que el algoritmo MVMO genera en cada iteración, estará formada por 3 individuos, los cuales representan la ubicación de cada medidor, por ejemplo, la población [28,15,3], hace referencia a las líneas aéreas L_28, L_15 y L_3, respectivamente.
- Cada individuo de la población toma valores entre un límite máximo igual a 36 y un límite mínimo igual a 2, es decir, la población inicial o los individuos de la población hijo, producto de la herencia y aplicación de la función de mapeo de individuos seleccionados del algoritmo MVMO, estarán dentro de estos límites establecidos, especificando que, cada individuo representa el índice del vector fila en donde se almacenan todas las líneas aéreas.
- No se considera la línea L_1 que sale de la subestación para la ubicación óptima de medidores, puesto que, ya se tiene un medidor fijo instalado en cabecera de la red de distribución.
- Una vez definida la población, se asignará valores de desviación estándar a los elementos de la matriz R que estén relacionados con las líneas aéreas que representan los individuos de la población, 0,002 para mediciones de voltaje y 0,02 para mediciones de potencia activa y reactiva.

La matriz R variará en cada iteración del MVMO, considerando que la desviación estándar para las pseudomediciones, es decir, donde no se instale un medidor, será igual a 0,4.

- Una vez definida la matriz R , se ejecuta el algoritmo de estimación de estado hasta que este converja y consecutivamente se extrae la matriz P para el cálculo de la función objetivo del MVMO.

2.3 Resumen de la Metodología

Con este antecedente, se define la metodología implementada en este trabajo de titulación para definir la ubicación óptima de los medidores.

1. Acorde al registro de medición obtenido en cabecera del alimentador primario a la hora de demanda máxima, distribuir la carga mediante el algoritmo descrito en 1.5.7.1 y, ejecutar un flujo de carga.
2. Los resultados obtenidos del flujo de carga, voltaje en los nodos y potencia activa y reactiva que fluye por las líneas, serán los parámetros de entrada del algoritmo de estimación de estado; estos datos son leídos mediante el módulo de programación Python disponible en CYMDIST.
3. Definir el número de medidores que se van a ubicar óptimamente en el alimentador primario y el número máximo de iteraciones para el algoritmo de optimización.
4. La población inicial del algoritmo de optimización será generada aleatoriamente, considerando el número de medidores definidos en el numeral “3”.
5. En cada iteración del método desarrollado, ejecutar el algoritmo de estimación de estado hasta que este converja y, calcular la función objetivo acorde a la Ecuación 58.
6. Evaluar el resultado de la función objetivo mediante el algoritmo de optimización MVMO para definir los nuevos puntos de ubicación de los medidores o la nueva población; la ubicación de los medidores cambiará en cada iteración del algoritmo de optimización, por lo cual, la matriz de covarianzas de los errores, R , también variará en cada iteración.
7. Verificar el número de iteraciones, si este es igual al número máximo definido en el numeral “3”, detener el proceso, caso contrario, regresar al numeral “5”.
8. Verificar si se tiene una base de datos de mediciones real, de no poseer, terminar el algoritmo, caso contrario, ubicar los medidores en los puntos obtenidos por el algoritmo de optimización y asignar medidas acordes a la base de mediciones real.
9. Ejecutar el algoritmo de distribución y flujo de carga.

En el ANEXO VI se muestra el algoritmo de optimización MVMO y en la Figura 2.3 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo de estimación de estado y ubicación óptima de medidores en redes de distribución trifásicas desbalanceadas, utilizados en este trabajo de titulación.

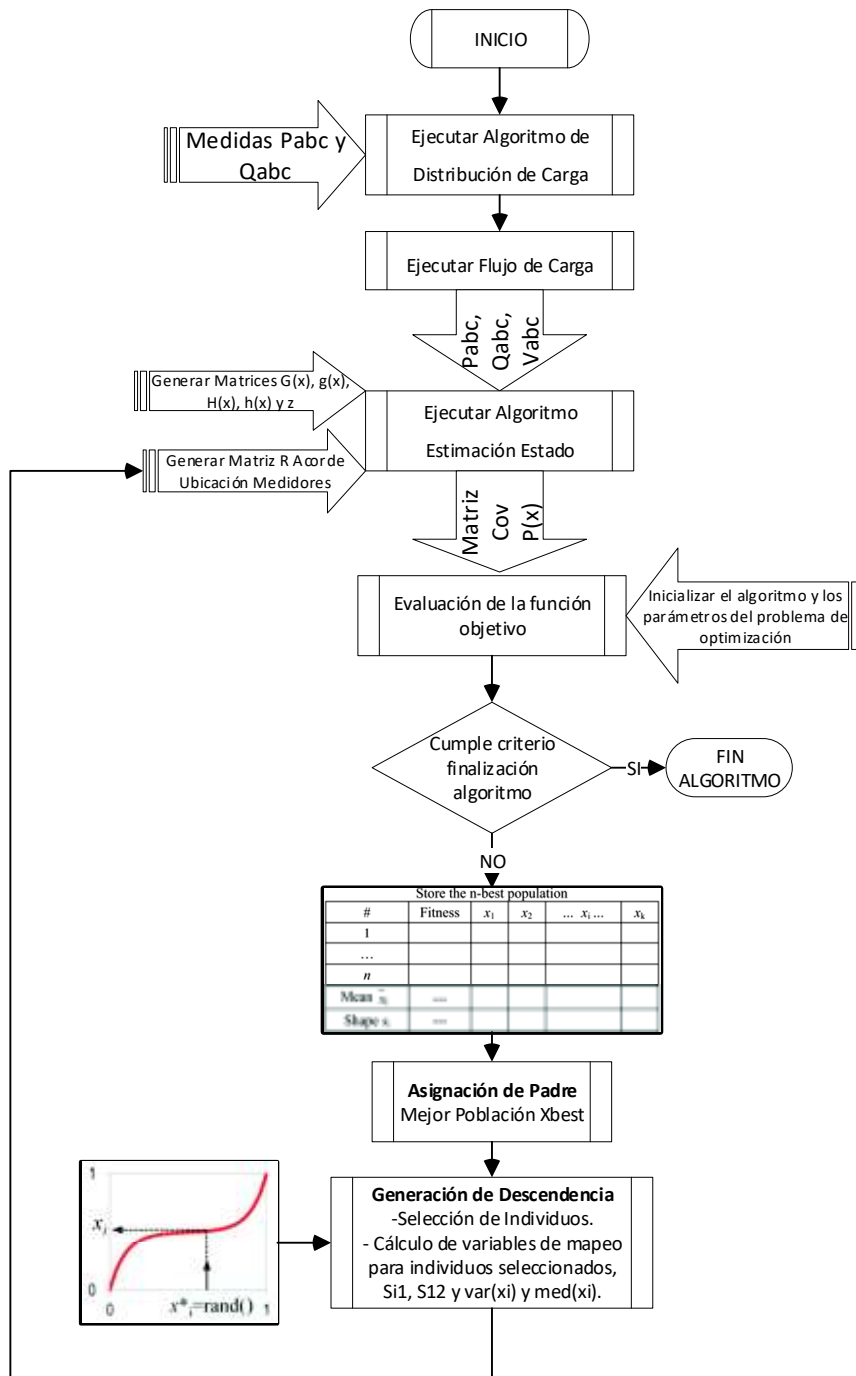


Figura 2.3 Diagrama de Flujo del Algoritmo de Estimación de Estado y Ubicación Óptima de Medidores

Es importante aclarar que en la Figura 2.3, no se incluye el procedimiento para realizar la distribución de carga considerando los medidores ubicados óptimamente en la red de distribución debido a que, no se dispone de una base de datos de mediciones reales de un alimentador primario de distribución.

3 APLICACIÓN PRÁCTICA DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez definida la metodología para la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en redes eléctricas de distribución, se procede a evaluar la misma previo a la aplicación en un alimentador primario real, para lo cual, se utilizará la red de distribución de prueba de la IEEE de 37 nodos [28], la misma que cuenta con información completa de datos de carga, impedancias de líneas y equivalente de red para ser modelada en el software computacional CYMDIST.

Posteriormente, la metodología será aplicada a dos alimentadores primarios de distribución real perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., EEASA, estos alimentadores, tiene el nombre de “Alimentador Martínez” y “Alimentador Bellavista”, los mismo que sirve en mayor parte a la zona urbana de Ambato, siendo aquellos alimentadores 100% residencial de construcción aérea que nace en la subestación Atocha y subestación Loreto, respectivamente, con un nivel de voltaje de 13.8 kV.

La información de los alimentadores fue obtenida de la base de datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) de la EEASA y exportado en formato “CYME ASCII”, para que estas redes puedan ser abiertas en el software computacional CYMDIST para su posterior análisis individualmente.

Una vez modelado las redes de prueba y real en el programa de simulación, se ejecuta el algoritmo desarrollado en este proyecto de titulación y, se muestra a continuación los resultados obtenidos para cada caso, el primero, en la red de la IEEE y el segundo en los alimentadores primarios de la EEASA.

3.1.1 APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL SISTEMA DE PRUEBA DE LA IEEE 37 NODOS

La red de prueba de la IEEE está compuesta de 35 líneas, 25 cargas y 37 nodos, a un nivel de voltaje de 4800 V, con este antecedente y acorde a lo mencionado anteriormente, esta red se modelada en el programa de simulación para validar el algoritmo desarrollado en el módulo Python de CYMDIST, para lo cual, previo a la aplicación de este código, es oportuno validar la modelación de la red como tal, por consiguiente, se ejecuta un flujo de carga y se compara los datos de flujo de potencia activa y reactiva a través de las líneas y, niveles de voltaje en los nodos de la red, con los datos provistos en [28].

A pesar de conocer el dato de potencia en todas las cargas de la red, se realiza la distribución de carga en base a la potencia activa y reactiva total medida en cabecera, considerando las potencias nominales de los transformadores de distribución, esto con el fin de comparar posteriormente el efecto de instalar más de un medidor a lo largo de la misma. Cabe mencionar que, se considera como caso real a los datos de carga de la red provista en la referencia [28].

En la Tabla 1 se muestra la potencia total en cabecera de la red de prueba, este dato es el parámetro de entrada para la ejecución del algoritmo de distribución de carga.

Tabla 1 Potencia en Cabecera de la Red de Prueba IEEE 37 Nodos

FASE	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]	Potencia Aparente [kVA]
A	858.34	537.96	1012.99
B	668.84	347.38	753.67
C	927.49	277.02	967.98
TOTAL	2454.67	1162.36	2734.636906

Posteriormente, se ejecuta el algoritmo conforme al diagrama mostrado en el ANEXO VI. Cabe mencionar que, se realiza esta simulación considerando una población de tres medidores a ser instalados en la red de prueba de la IEEE.

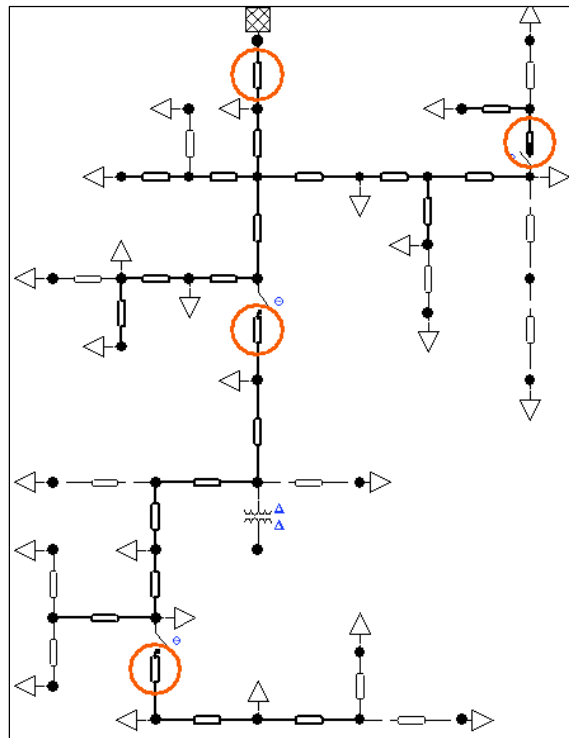


Figura 3.1 Ubicación Óptima de Medidores Sistema de Prueba IEEE 37 Nodos

Un vez ejecutado el algoritmo, en la Figura 3.1 se aprecia la red de prueba señalada con círculos en donde se encuentra la ubicación óptima de los medidores de corriente y voltaje, es importante recalcar que, también se señala el medidor ubicado en cabecera del alimentador, de ahí que, en esta figura se aprecia 4 círculos en total.

Acorde a lo mencionado, encontrar la ubicación óptima de los medidores, de cierta manera es un proceso aleatorio, que gracias al algoritmo de optimización, se puede llegar al óptimo global o muy cercano a este óptimo, de ahí que, en la Figura 3.2, se aprecia la evolución de la función objetivo tras cada iteración, además, se puede observar que a partir de la iteración 207, el algoritmo converge, llegando a encontrar la ubicación óptima global del sistema.

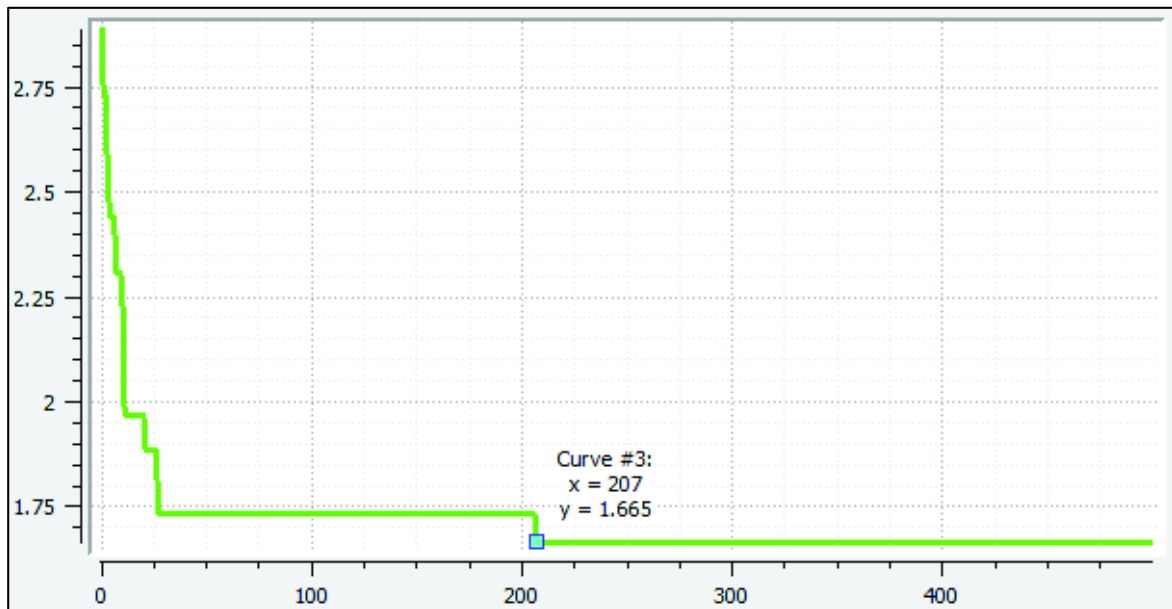


Figura 3.2 Función Objetivo Ubicación Óptima Red de Prueba IEEE 37 Nodos

El algoritmo evalúa la función objetivo de cada población creada, esto es, en cada iteración; dependiendo del valor obtenido, el individuo será almacenado en el archivo de mejores resultados o eliminado, la evaluación de la función objetivo se lleva a cabo acorde a la Ecuación 58, así, en la Figura 3.3, se muestra el resultado de la función objetivo en cada iteración; al igual que en la figura anterior, se aprecia que el algoritmo converge a su óptimo global en la iteración 207.

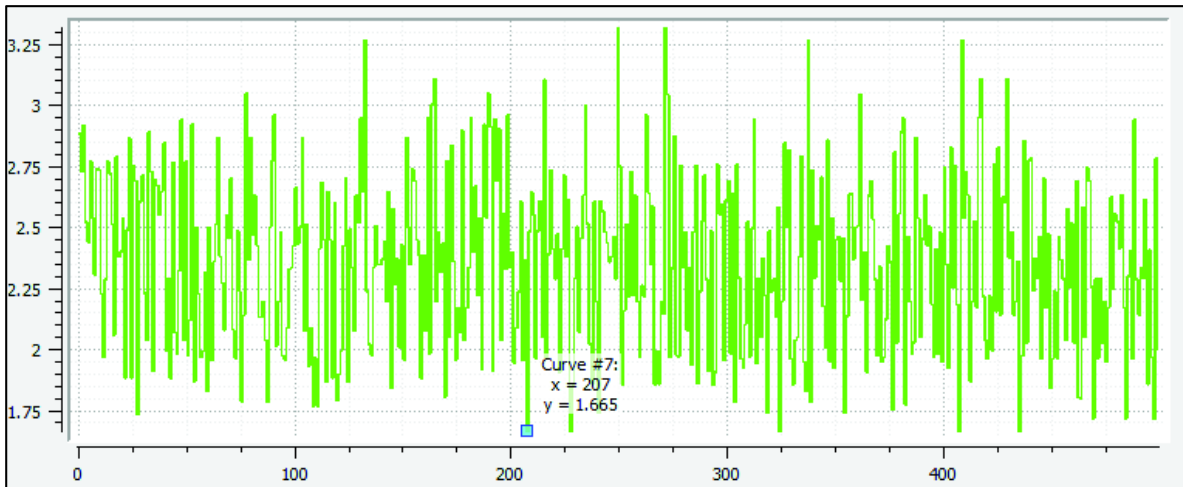


Figura 3.3 Función Objetivo de Cada Población Creada Red de Prueba IEEE 37 Nodos

Es importante garantizar un espacio de búsqueda adecuado, de tal manera que, el resultado obtenido de ejecutar cualquier algoritmo de optimización que se utilice, facilite encontrar el óptimo global, y que los individuos evaluados, no se encierre en un óptimo local; en la Figura 3.4 se aprecia el espacio de búsqueda del algoritmo implementado en este trabajo para los tres medidores a ser instalados en la red de la IEEE.

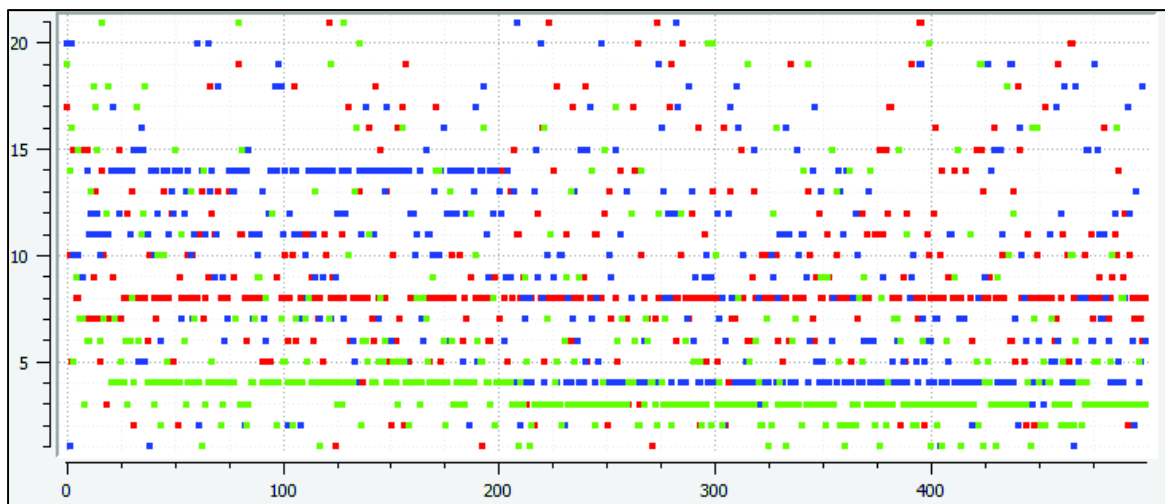


Figura 3.4 Espacio de Búsqueda del Algoritmo Red de Prueba IEEE 37 Nodos

Una vez que se determina la ubicación óptima de los medidores, la empresa distribuidora gestionará las medidas adquiridas por estos nuevos equipos instalados en la red, de tal manera que, la distribución de carga descrita en 1.5.7.1, se la realice ya no considerando únicamente el medidor en cabecera del alimentador, sino también, considerando los tres medidores adicionales instalados en la red; es importante mencionar que, el módulo de

distribución de carga, puede considerar más de un punto de medición a la vez para la ejecución de su algoritmo.

Es adecuado mencionar que, el algoritmo desarrollado entrega resultados impresos de la ubicación óptima de medidores de la siguiente manera:

Tiempo de ejecución [min]: 1.5940395633379618

Valor máximo de la función objetivo: 3.3177986168000704

Valor mínimo de la función objetivo: 1.6650001226855677

Ubicación óptima de los medidores, población: [8, 4, 3]

Ubicación óptima de los medidores, líneas trifásicas de la red de distribución:

(DeviceNumber: '404', DeviceType: 12)

(DeviceNumber: '396', DeviceType: 12)

(DeviceNumber: '421', DeviceType: 12)

El resultado denominado como población, hace referencia al índice de la línea, la misma que se encuentra almacenada en una lista con todas las líneas trifásicas consideradas para el análisis; los ítems denominados como “DeviceNumber”, hacen referencia a los nombres asignados a las líneas en la modelación de la red eléctrica.

3.1.1.1 Distribución de Carga Considerando Mas de un Punto de Medición en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Potencia Nominal del Transformador

Una vez definida la ubicación óptima de los medidores, las empresas distribuidoras deberán gestionar dichas mediciones, es decir, cada cierto periodo, la potencia de carga del alimentador primario, deberá ser actualizada a través del algoritmo de distribución de carga considerando los medidores instalados en la red de medio voltaje.

Para ejemplificar lo mencionado anteriormente y analizar el impacto en la distribución de carga sobre la red de prueba considerando los medidores ubicados óptimamente en la red de medio voltaje, se consideran los datos disponibles en la referencia [28], es decir, se define como mediciones a los resultados de potencia activa y reactiva obtenidos del flujo de carga de la red de prueba base.

Con estos datos definidos, se realiza la distribución de carga y se compara con el caso inicial, es decir, con la red de prueba considerando únicamente una medición en cabecera, es así que, de la Figura 3.5 a la Figura 3.10, se muestran los resultados obtenidos en los dos escenarios planteados.

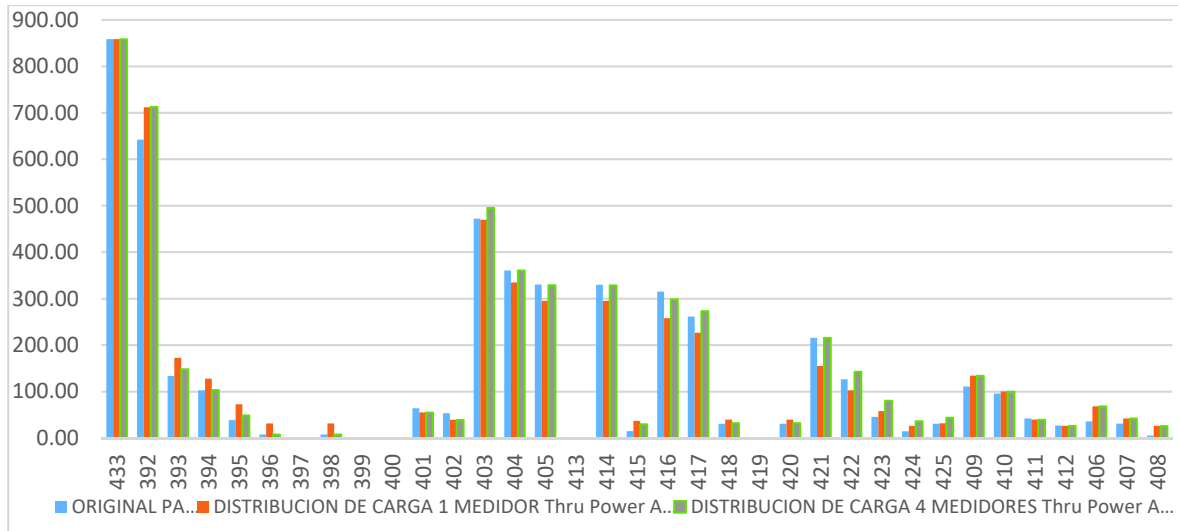


Figura 3.5 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase A por las Líneas de la Red de Prueba

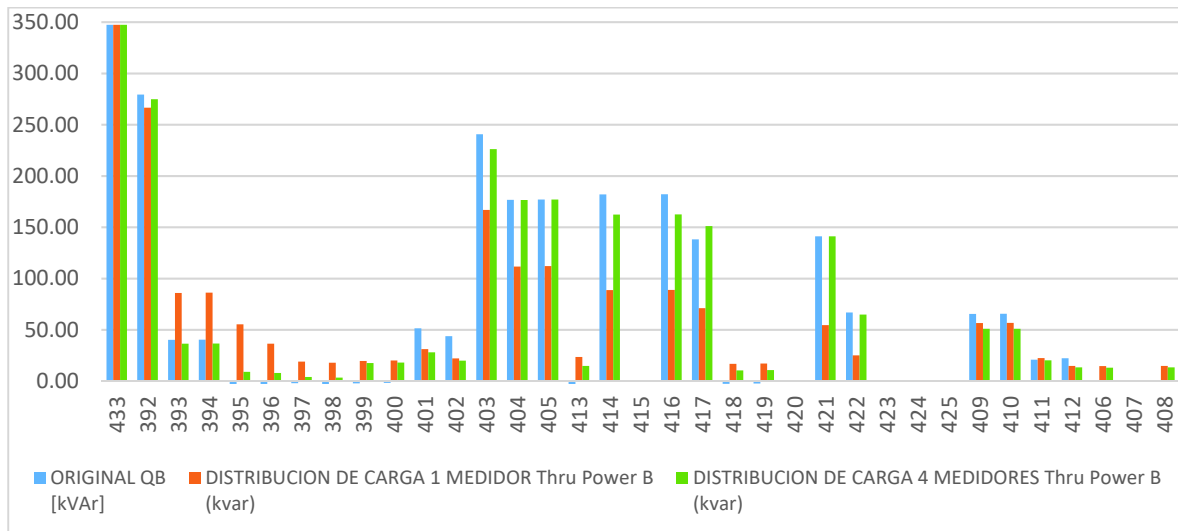


Figura 3.6 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase A por las Líneas de la Red de Prueba

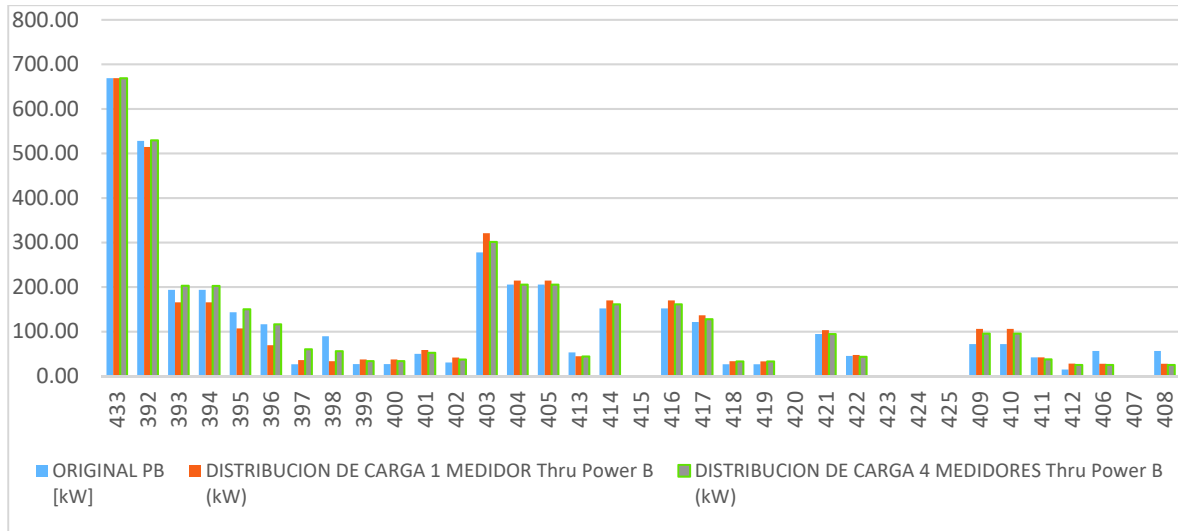


Figura 3.7 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase B por las Líneas de la Red de Prueba

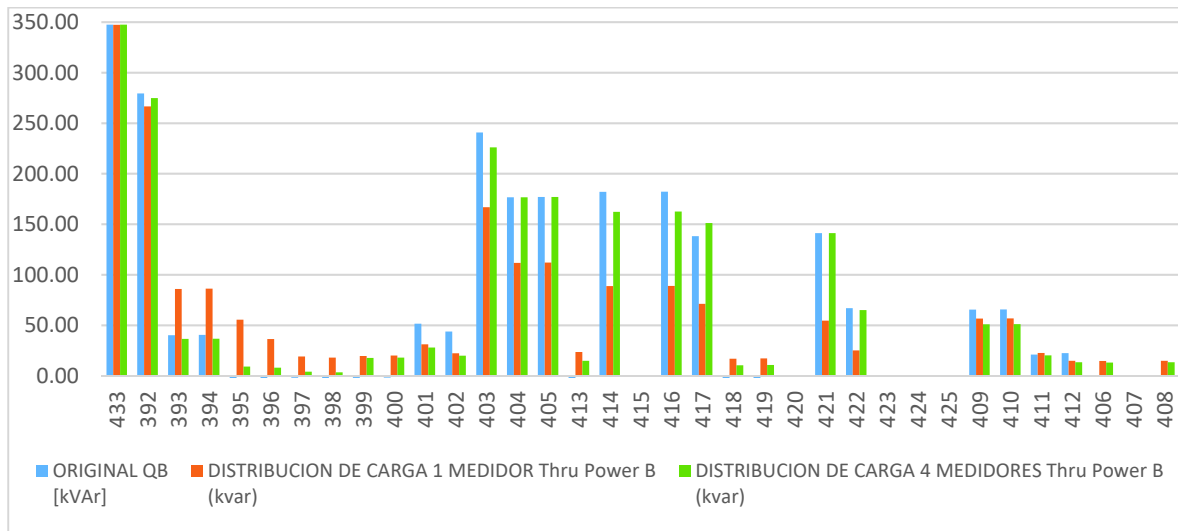


Figura 3.8 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase B por las Líneas de la Red de Prueba

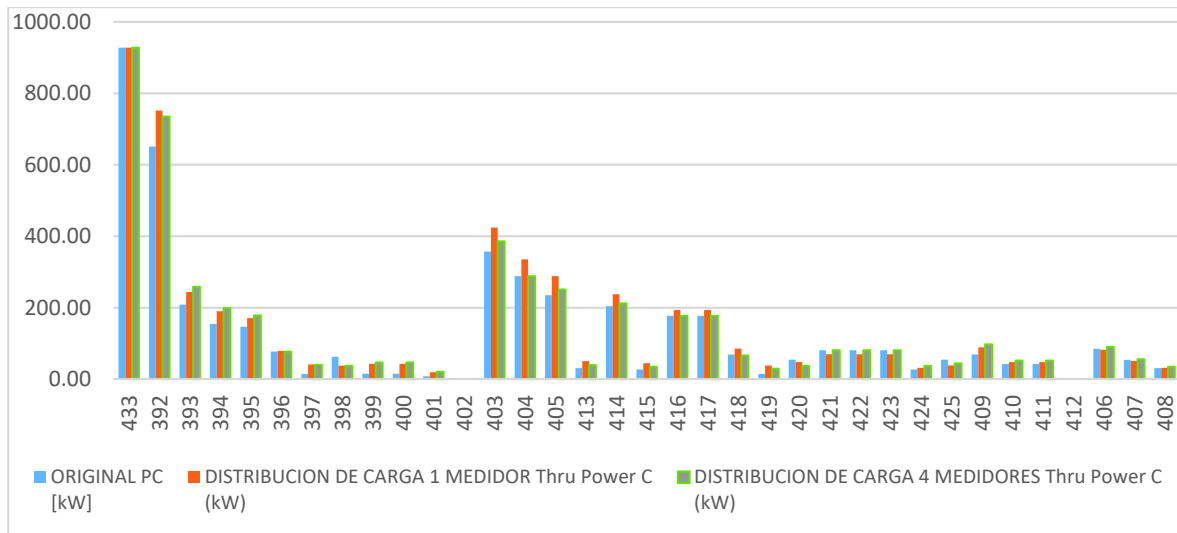


Figura 3.9 Comparación Flujo de Potencia Activa de la Fase C por las Líneas de la Red de Prueba

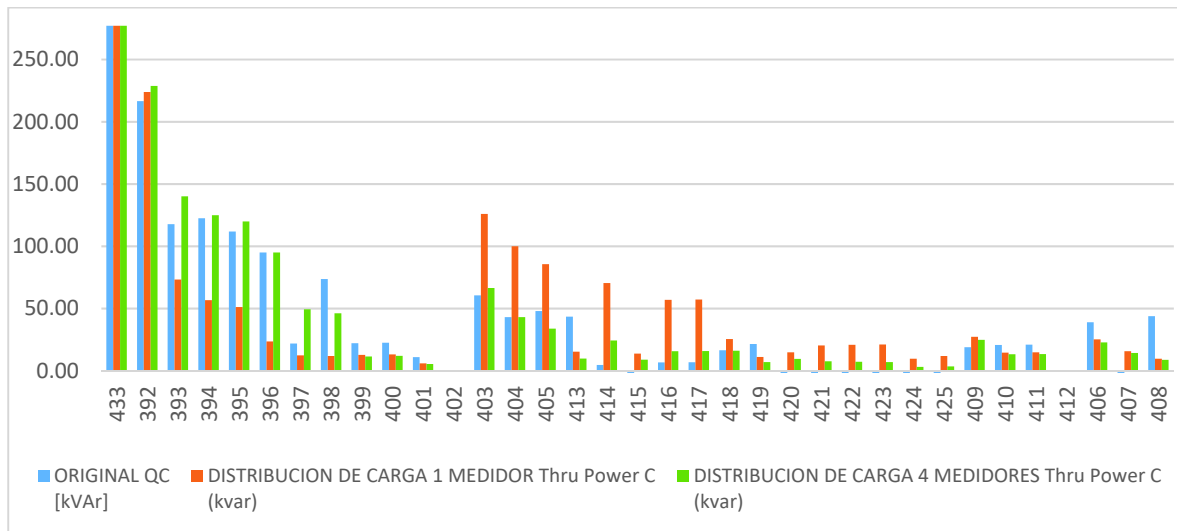


Figura 3.10 Comparación Flujo de Potencia Reactiva de la Fase C por las Líneas de la Red de Prueba

Las figuras mostradas precedentemente, reafirman que, considerar varios puntos de medición en la distribución de carga, promueven a que la red resultante después de ejecutar este algoritmo, sea más colindante a la red real, tanto en valores de potencia activa como potencia reactiva en cada fase por las líneas, reduciendo la incertidumbre o error relativo de la red eléctrica de distribución.

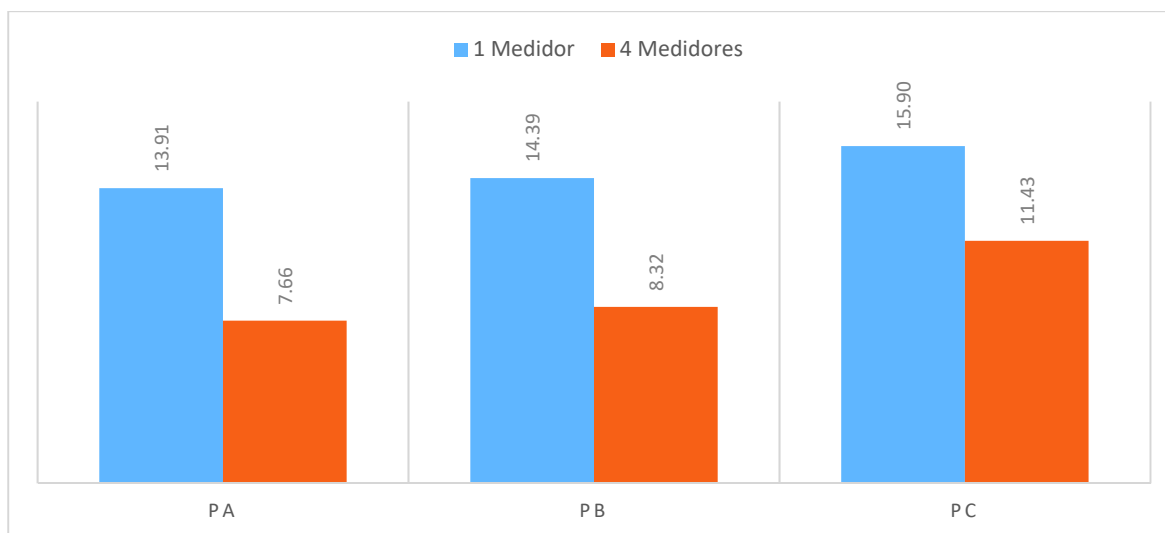


Figura 3.11 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase - Método Potencia Nominal Transformadores

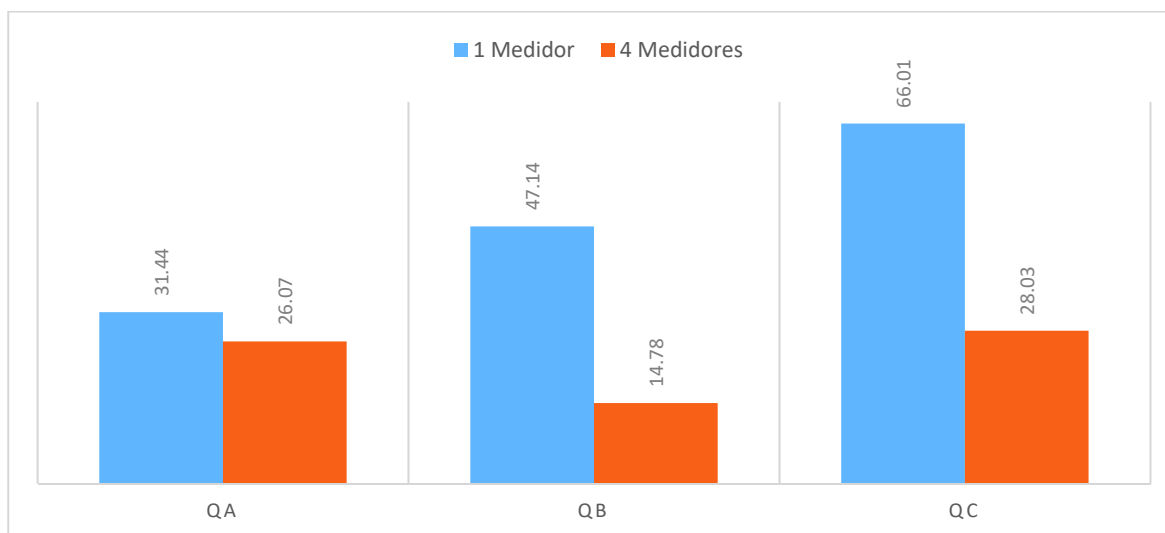


Figura 3.12 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga- Potencia Reactiva por Fase - Método Potencia Nominal Transformadores

En la Figura 3.11 y Figura 3.12 se aprecia el valor promedio ponderado del error relativo por fase al aplicar el algoritmo de distribución de carga, considerando 1 medidor y 4 medidores, respectivamente; se valúa que, considerando más puntos de medición en la red de distribución, el promedio ponderado del error relativo es menor, tanto para potencia activa como para potencia reactiva, respectivamente.

En la Tabla 2 se muestra los datos de potencia activa y reactiva por fase de la red base y el error generado cuando se considera 1 y 4 medidores en la distribución de carga, en las ultimas 6 columnas se pinta de color verde si el error relativo considerando 4 medidores es

menor que considerando 1 solo medidor en la distribución de carga y se pinta la celda de color rojo en caso contrario.

A pesar de que existen ciertos casos en donde el error relativo es mayor que cuando se considera 4 medidores en el algoritmo de distribución de carga, esto no contrarresta su efectividad en la reducción de la incertidumbre de la red.

Tabla 2 Error Relativo de Distribución de Carga con 1 y 4 Medidores

Equipm ent No	ORIGINAL						ERROR RELATIVO DISTRIBUCIÓN DE CARGA 1 MEDIDOR						ERROR RELATIVO DISTRIBUCIÓN DE CARGA 4 MEDIDOR											
	PA [kW]	QA [kVA r]	PB [kW]	QB [kVA r]	PC [kW]	QC [kVA r]	PA [%]	QA [%]	PB [%]	QB [%]	PC [%]	QC [%]	PA [%]	QA [%]	PB [%]	QB [%]	PC [%]	QC [%]						
433	858.50	538.02	668.90	347.43	927.57	277.05	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	<	<	<	<	<	
392	642.2	356.2	528.1	279.4	650.6	216.5	0.1	0.3	0.0	0.0	0.2	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.1	0.1	<	<	<	<	<	
393	133.5	92.6	193.7	40.1	208.2	117.6	0.3	0.2	0.1	1.1	0.2	0.4	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2	0.2	<	<	<	<	<	
394	102.6	48.3	193.6	40.4	154.1	122.4	0.2	0.7	0.1	1.1	0.2	0.5	0.0	0.6	0.0	0.1	0.3	0.0	<	<	<	<	<	
395	38.5	54.4	143.5	-10.8	146.4	111.8	0.9	0.2	0.3	6.1	0.2	0.5	0.3	0.3	0.0	1.8	0.2	0.1	<	>	<	<	<	
396	7.6	10.4	116.3	-8.0	77.4	94.9	3.2	0.9	0.4	5.6	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	<	<	<	<	<	
397	0.0	0.0	26.7	-2.0	14.7	21.8	0.0	0.0	0.4	10.3	1.8	0.4	0.0	1.3	3.0	1.7	1.3	1.3	<	<	>	<	<	
398	7.6	10.9	89.6	-5.4	62.6	73.6	3.2	0.8	0.6	4.3	0.4	0.8	0.0	0.0	0.4	1.6	0.4	0.4	<	<	<	<	<	
399	0.0	0.0	27.1	-2.2	14.9	22.0	0.0	0.0	0.4	9.8	1.8	0.4	0.0	0.0	0.2	8.9	2.1	0.5	<	<	<	<	<	
400	0.0	0.0	27.1	-1.8	14.9	22.4	0.0	0.0	0.4	12.3	1.8	0.4	0.0	0.0	0.2	11.1	2.1	0.5	<	<	<	<	<	
401	64.0	-5.7	50.1	51.5	7.6	10.9	0.1	7.1	0.2	0.4	1.5	0.5	0.1	7.8	0.0	0.5	1.7	0.5	<	>	<	>	>	
402	53.3	-4.8	30.6	43.7	0.0	0.0	0.3	6.2	0.4	0.5	0.0	0.0	0.3	6.8	0.2	0.5	0.0	0.0	<	>	<	<	<	
403	471.9	220.5	277.7	240.7	357.2	60.5	0.0	0.3	0.2	0.3	0.2	1.1	0.0	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	>	<	<	<	<	
404	360.7	182.0	205.6	176.6	287.9	43.0	0.1	0.2	0.0	0.4	0.2	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<	<	<	<	<	
405	330.1	138.6	205.5	177.0	234.6	47.9	0.1	0.3	0.0	0.4	0.2	0.8	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.3	<	<	<	<	<	
413	0.0	0.0	53.3	-4.9	30.5	43.4	0.0	0.0	0.2	5.8	0.6	0.6	0.0	0.0	0.2	4.1	0.3	0.8	<	<	<	<	>	
414	330.0	138.7	152.1	182.0	204.1	4.6	0.1	0.3	0.1	0.5	0.2	14.3	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	4.3	<	<	<	<	<	
415	14.9	22.5	0.0	0.0	27.1	-1.8	1.5	0.0	0.0	0.0	0.6	8.5	1.0	0.2	0.0	0.0	0.3	5.8	<	>	<	<	<	
416	315.0	116.4	152.1	182.2	176.9	6.6	0.2	0.4	0.1	0.5	0.1	7.6	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	1.4	<	<	<	<	<	
417	261.4	121.1	121.3	138.2	176.9	6.8	0.1	0.2	0.1	0.5	0.1	7.4	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	1.3	<	<	<	<	<	
418	30.9	44.2	26.6	-2.6	68.8	16.5	0.3	0.4	0.2	7.4	0.2	0.5	0.0	0.4	0.2	5.0	0.0	0.0	<	<	<	<	<	
419	0.0	0.0	26.6	-2.3	14.7	21.4	0.0	0.0	0.2	8.4	1.6	0.5	0.0	0.0	0.2	5.6	1.0	0.7	<	<	<	<	<	
420	30.9	44.5	0.0	0.0	54.1	-4.7	0.3	0.4	0.0	0.0	0.1	4.1	0.0	0.4	0.0	0.3	3.0	3.0	<	<	<	<	>	
421	215.5	54.6	94.6	141.2	81.0	-7.6	0.3	0.8	0.1	0.6	0.1	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	<	<	<	<	<	
422	126.4	60.5	45.2	66.9	80.9	-7.2	0.2	0.1	0.1	0.6	0.1	3.9	0.1	0.4	0.0	0.0	2.0	2.0	<	>	<	<	<	
423	45.6	66.2	0.0	-0.3	80.9	-6.9	0.3	0.5	0.0	2.0	0.1	4.1	0.8	0.7	0.0	2.0	0.0	2.0	>	<	<	<	<	
424	14.7	22.0	0.0	0.0	26.8	-1.9	0.8	0.3	0.0	0.0	0.2	6.0	1.5	0.6	0.0	0.4	2.6	2.6	>	>	<	<	<	
425	30.9	44.4	0.0	0.0	54.1	-4.7	0.0	0.5	0.0	0.0	0.3	3.5	0.4	0.7	0.0	0.0	2.1	1.7	>	>	<	<	<	
409	110.8	39.8	71.9	65.5	69.1	18.9	0.2	1.2	0.5	0.1	0.3	0.4	0.2	1.4	0.3	0.2	0.4	0.3	<	<	<	>	<	
410	95.8	17.3	71.8	65.7	42.0	20.6	0.0	2.7	0.5	0.1	0.1	0.3	0.0	3.1	0.3	0.2	0.2	0.4	<	>	<	>	>	
411	42.0	20.9	42.0	20.9	42.0	20.9	0.1	0.2	0.0	0.1	0.1	0.3	0.1	0.4	0.1	0.0	0.2	0.4	<	>	>	<	>	
412	26.8	-1.8	14.9	22.3	0.0	0.0	0.0	10.3	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0	11.5	0.7	0.4	0.0	0.0	<	>	<	<	<	
406	36.0	43.7	56.4	-0.6	84.7	38.9	0.9	0.0	0.5	24.6	0.0	0.4	0.9	0.1	0.6	22.1	0.1	0.4	<	>	<	<	<	
407	30.9	44.4	0.0	0.0	54.1	-4.7	0.4	0.4	0.0	0.0	0.1	4.3	0.4	0.3	0.0	0.0	4.0	4.0	<	<	<	<	<	
408	5.1	-0.5	56.4	-0.4	30.6	43.8	4.1	34.6	0.5	39.4	0.0	0.8	4.1	38.7	0.6	35.5	0.1	0.8	<	>	>	<	<	

3.1.1.2 Distribución de Carga Considerando Mas de un Punto de Medición en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Consumo Mensual de Energía

Afín a la referencia [13], en donde se concluye que, el método más adecuado para realizar la distribución de carga es, considerar el consumo mensual de energía del cliente, se modela la red de prueba IEEE considerando un consumo de energía en base a una curva de carga ficticia en por unidad, respecto a su demanda máxima, creada a partir del comportamiento típico de un cliente residencial. Con esta red base, se realiza la distribución de carga considerando dos escenarios; un medidor instalado en cabecera del alimentador y, 4 medidores ubicados de manera óptima acorde a los resultados obtenidos del algoritmo de optimización.

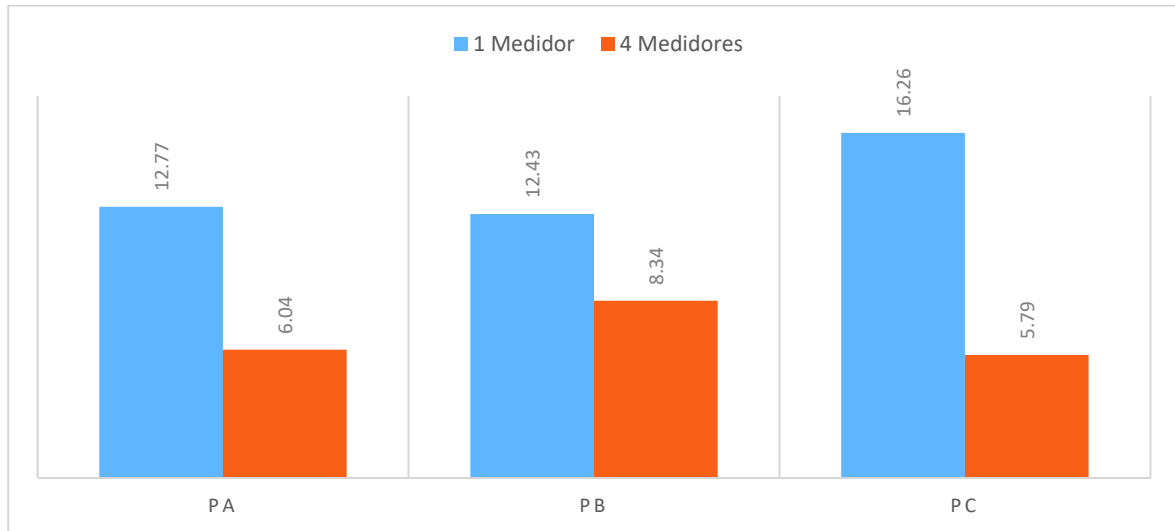


Figura 3.13 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase - Método Consumo Mensual Energía

En la Figura 3.13 y Figura 3.14, se muestra el valor promedio ponderado del error relativo por fase, tanto para potencia activa y reactiva, al aplicar el algoritmo de distribución de carga en los dos escenarios planteados anteriormente, se valora notoriamente que, instalar más puntos de medición en una red, origina que, la red de distribución sea muy próxima a su estado real. Es adecuado mencionar que, la distribución de carga en esta sección, se la realiza en base a la Ecuación 47 y Ecuación 48 descritas precedentemente.

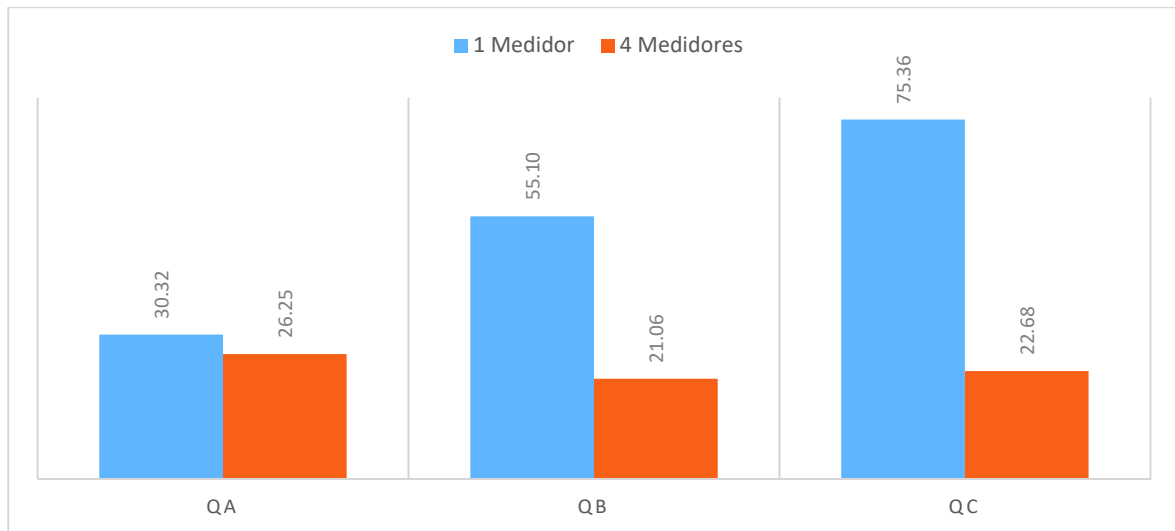


Figura 3.14 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Reactiva por Fase - Método Consumo Mensual Energía

3.1.1.3 Comparación de Distribución de Carga Considerando la Ubicación Óptima y No Óptima de Medidores en la Red de Prueba IEEE 37 Nodos – Método Potencia Nominal del Transformador

En los numerales anteriores, se analizó las bondades de ubicar óptimamente más de un punto de medición en la red de prueba de 37 nodos de la IEEE, sin embargo, es importante contrastar la efectividad de los resultados obtenidos y de la metodología propuesta, para lo cual, se compara la distribución de carga considerando 4 medidores ubicados aleatoriamente con la ubicación óptima de los mismos.

El escenario de ubicación aleatoria, se toma de la evolución de la función objetivo mostrada en la Figura 3.2, para lo cual, el valor de función objetivo “2.44” se genera cuando los medidores están ubicados en las líneas denominadas “401”, “406” y “418”, en la Figura 3.15 se aprecia la ubicación de estos medidores en cada tramo de red.

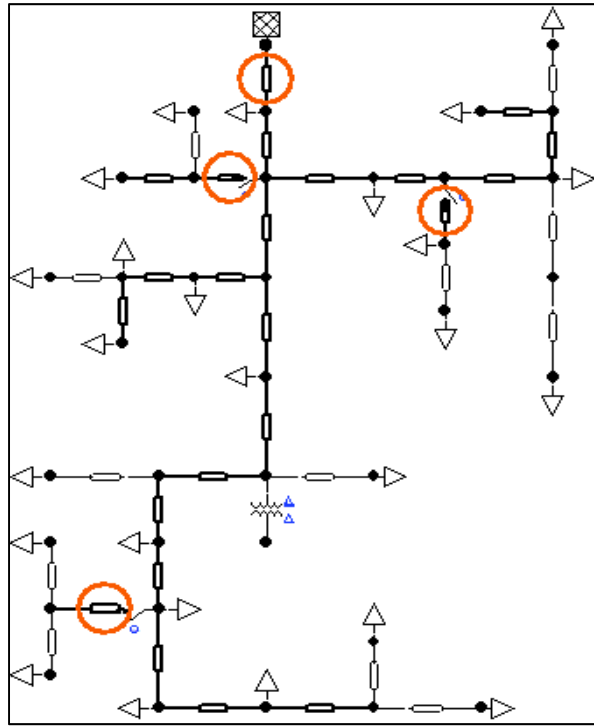


Figura 3.15 Ubicación No Óptima de Medidores en la Red de Prueba 37 Nodos de la IEEE

Una vez modelados estos medidores en la red de prueba, se ejecuta el algoritmo de distribución de demanda obteniendo los resultados mostrados en la Figura 3.18 y Figura 3.19.

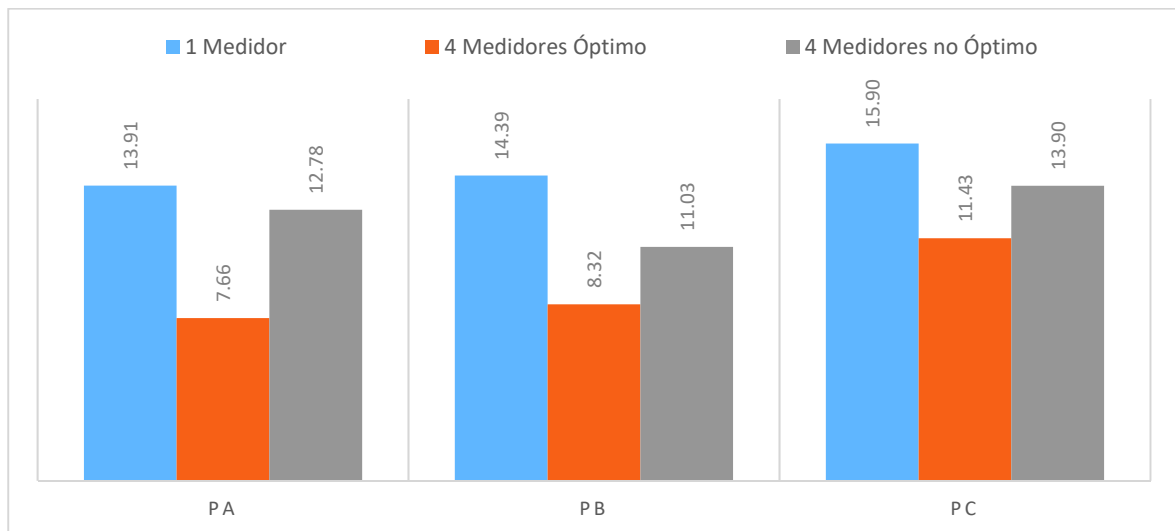


Figura 3.16 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Activa por Fase Considerando la Ubicación de 1 Medidor, 4 medidores Ubicados Óptimamente y 4 Medidores Ubicados No Óptimamente - Método Potencia Nominal Transformadores

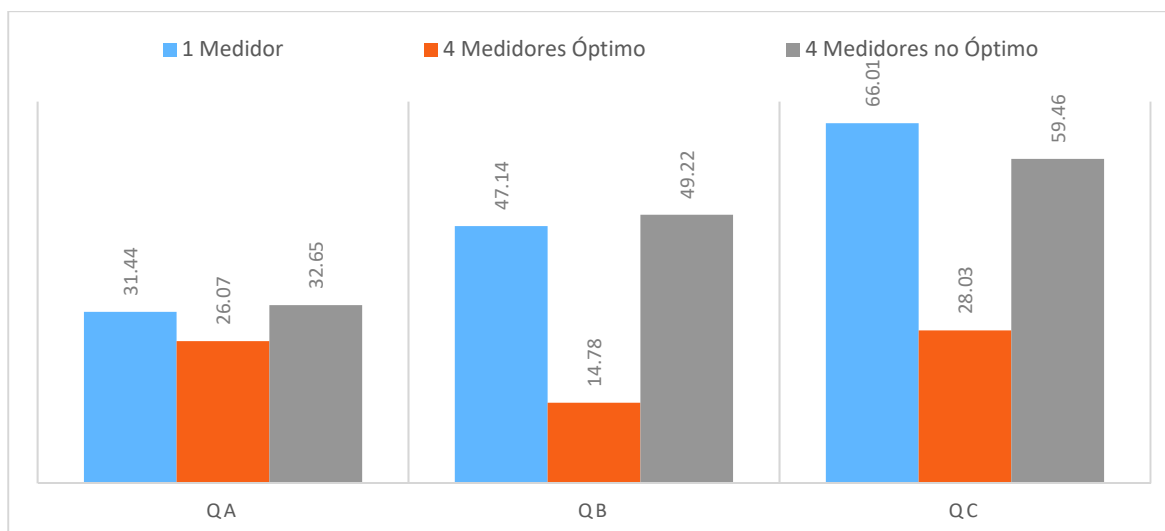


Figura 3.17 Promedio del Error Relativo de la Distribución de Carga-Potencia Reactiva por Fase Considerando la Ubicación de 1 Medidor, 4 medidores Ubicados Óptimamente y 4 Medidores Ubicados No Óptimamente - Método Potencia Nominal Transformadores

Se puede observar en las figuras anteriores que, el error relativo promedio considerando puntos de medición ubicados aleatoriamente, es mayor respecto al error considerando la ubicación óptima de los equipos de medición, empero, el error relativo promedio es menor al considerar únicamente un medidor instalado en cabecera del alimentador.

De este modo, los resultados analizados en esta sección, ratifican que, el algoritmo propuesto para la ubicación óptima de medidores, es válido, ya que, después de su aplicación conjuntamente con la distribución de carga, el problema de incertidumbre de la red se reduce, en este contexto, en la siguiente sección, se aplica este algoritmo a una red real de distribución.

3.1.2 APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL ALIMENTADOR MARTÍNEZ

El alimentador Martínez tiene una longitud total aproximada de 17.3 km, nace desde la subestación Atocha con un nivel de voltaje de 13.8 kV, toda su construcción es aérea trifásica, con ramales bifásicos y monofásicos, su carga total en demanda máxima es de 1117.31 kW y está compuesto de 193 líneas trifásicas consideradas para la ubicación óptima de los equipos de medición, en la Tabla 3 se muestra la potencia total por fase utilizada para la ejecución del algoritmo de distribución de carga.

Tabla 3 Potencia en Cabecera del Alimentador Martínez

FASE	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]	Potencia Aparente [kVA]
A	348.12	48.87	351.53
B	305.44	44.28	308.63
C	463.75	63.78	468.12
TOTAL	1117.31	156.93	1128.28

Una vez definida la condición inicial del alimentador Martínez, se ejecuta el algoritmo de ubicación óptima de medidores, tomando como parámetro de entrada, un total de 5 medidores, esto debido a que, este alimentador tiene un número mayor de líneas trifásicas, sin embargo, se puede ejecutar el algoritmo con cualquier número de medidores como parámetro de entrada, como se mencionó anteriormente, el número de medidores dependerá de la disponibilidad en cada empresa; a continuación se analizan los resultados obtenidos.

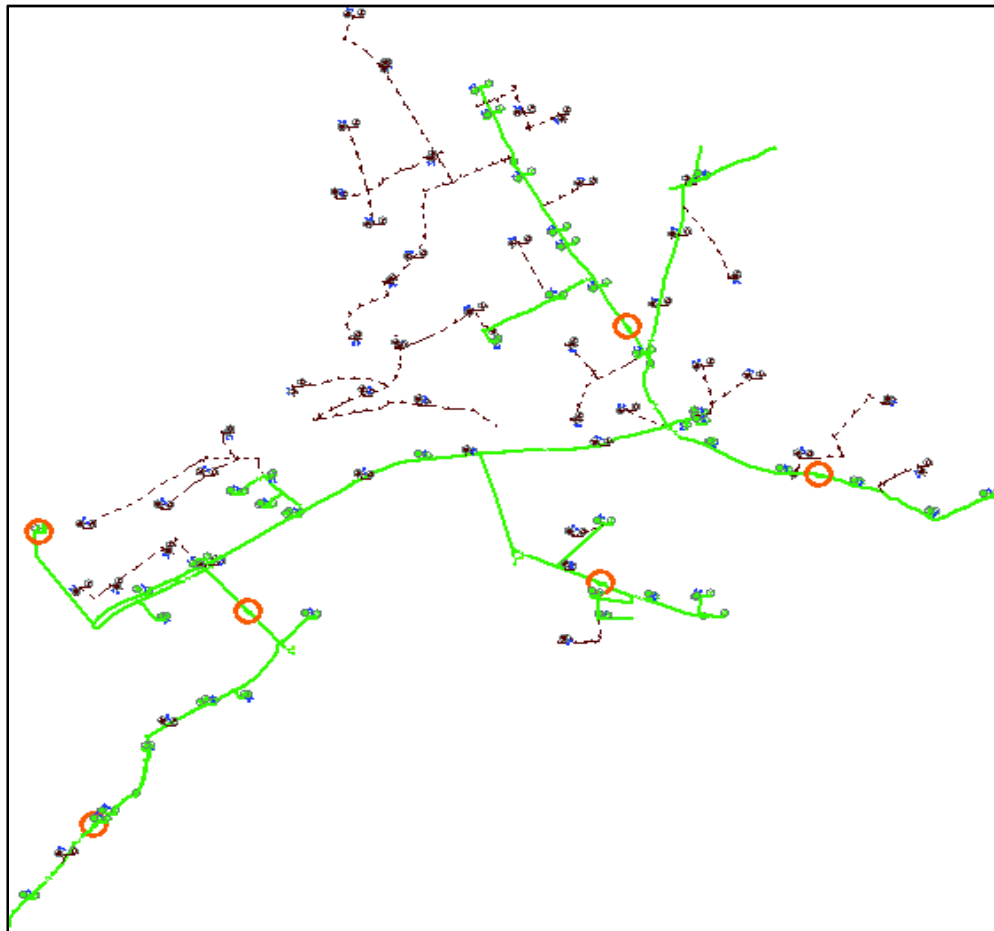


Figura 3.18 Ubicación Óptima de Medidores Alimentador Martínez

En la Figura 3.18, se muestra la ubicación óptima de los medidores, los cuales están resaltados con un círculo, considerando también el medidor instalado en cabecera del

alimentador, es adecuado mencionar que, las líneas de color verde, representan las líneas trifásicas del alimentador, las mismas que son consideradas como candidatos para la ubicación óptima de los medidores de voltaje y corriente.

El comportamiento de la función objetivo en cada iteración del algoritmo de optimización, se muestra en la Figura 3.19, se observa que el algoritmo converge a un óptimo en la iteración N° 779.

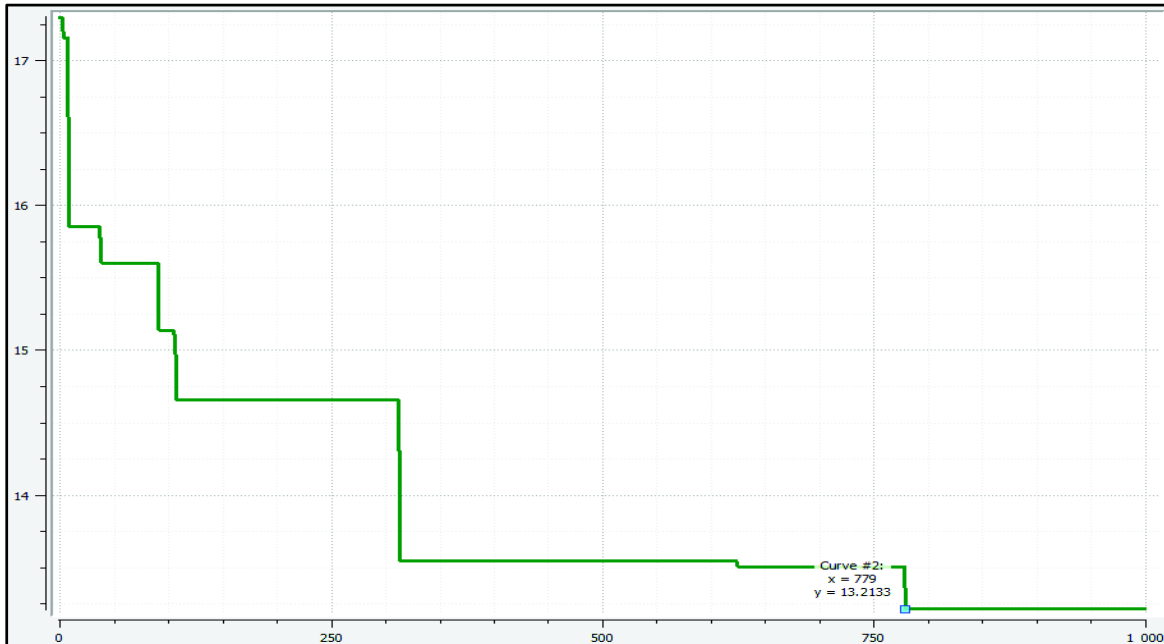


Figura 3.19 Función Objetivo Ubicación Óptima Alimentador Martínez

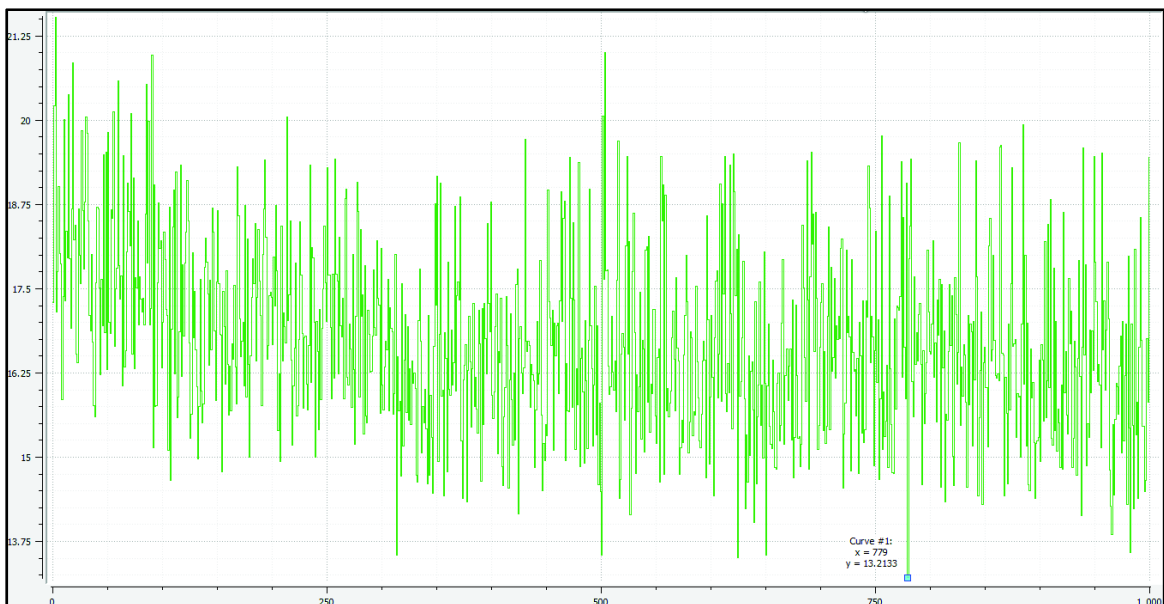


Figura 3.20 Función Objetivo de Cada Población Creada Alimentador Martínez

Ubicación óptima de los medidores, líneas trifásicas de la red de distribución:

(DeviceNumber: '362100_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '259579_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '290232_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '370207_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '280369_MTA', DeviceType: 13)

Cabe mencionar que, no se dispone de una base de datos de carga real del alimentador Martínez, por lo cual, no se puede realizar un análisis comparativo de distribución de carga tal como se realizó en el párrafo 3.1.1.1, de ahí que, una vez que este proyecto de titulación se aplique, es decir, se instalen los medidores en la red de distribución, la empresa podrá realizar este tipo de análisis.

3.1.3 APLICACIÓN DEL ALGORITMO PROPUESTO AL ALIMENTADOR BELLAVISTA

Con el fin de validar el algoritmo y metodología desarrollada en este trabajo de titulación, se aplica igualmente al alimentador Bellavista, el cual, tiene una longitud total aproximada de 6.8 km, nace desde la subestación Loreto con un nivel de voltaje de 13.8 kV, toda su construcción es aérea trifásica, con ramales bifásicos y monofásicos, su carga total en demanda máxima es de 1903.81 kW y está compuesto de 92 líneas trifásicas consideradas para la ubicación óptima de los equipos de medición; en la Tabla 4 se muestra la potencia total por fase utilizada para la ejecución del algoritmo de distribución de carga.

Tabla 4 Potencia en Cabecera del Alimentador Bellavista

FASE	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]	Potencia Aparente [kVA]
A	660.62	111.72	670.00
B	623.84	105.51	632.70
C	619.35	104.74	628.14
TOTAL	1903.81	321.97	1930.84

Una vez definida la condición inicial del alimentador Bellavista, se ejecuta el algoritmo de ubicación óptima de medidores, tomando como parámetro de entrada, un total de 3 medidores, esto debido a que, este alimentador tiene un número menor de líneas trifásicas comparado con el alimentador Martínez, sin embargo, se puede ejecutar el algoritmo con cualquier número de medidores como parámetro de entrada, como se mencionó anteriormente, el número de medidores dependerá de la disponibilidad en cada empresa; a continuación se analizan los resultados obtenidos.

Se puede observar en la Figura 3.22, la ubicación óptima de los medidores, los cuales están resaltados con un círculo, considerando también el medidor instalado en cabecera del alimentador, es adecuado mencionar que, las líneas de color verde, representa las líneas trifásicas del alimentador, las mismas que son consideradas como candidatos para la ubicación óptima de los medidores de voltaje y corriente.

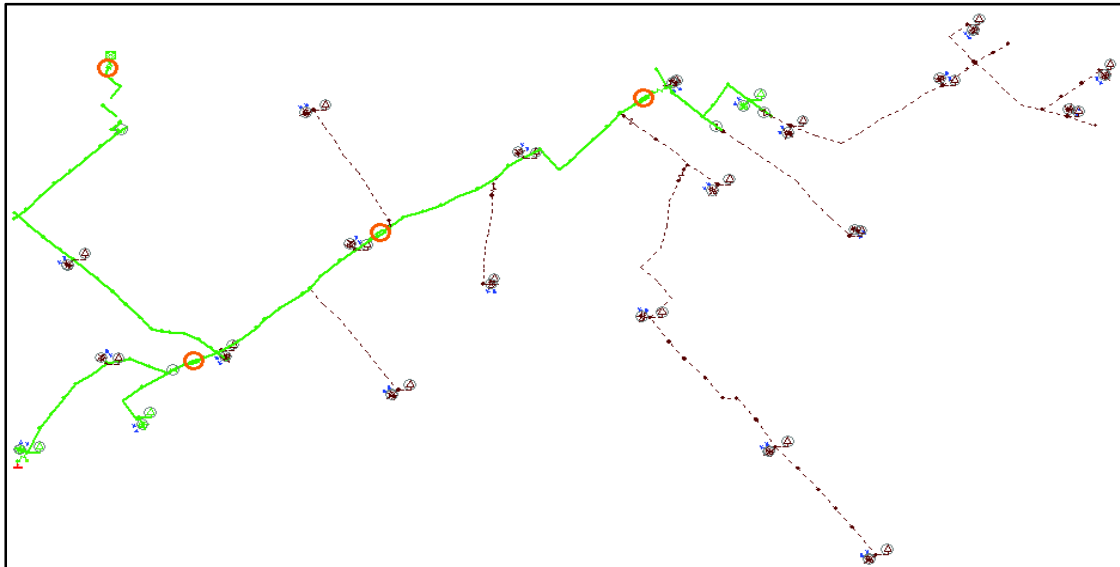


Figura 3.22 Ubicación Óptima de Medidores Alimentador Bellavista

El comportamiento de la función objetivo en cada iteración del algoritmo de optimización, se muestra en la Figura 3.23, se observa que el algoritmo converge a un óptimo en la iteración N° 97, cabe mencionar que, la función objetivo evaluada en cada iteración, es la traza de la matriz de covarianzas de los errores de estimación de las variables de estado.

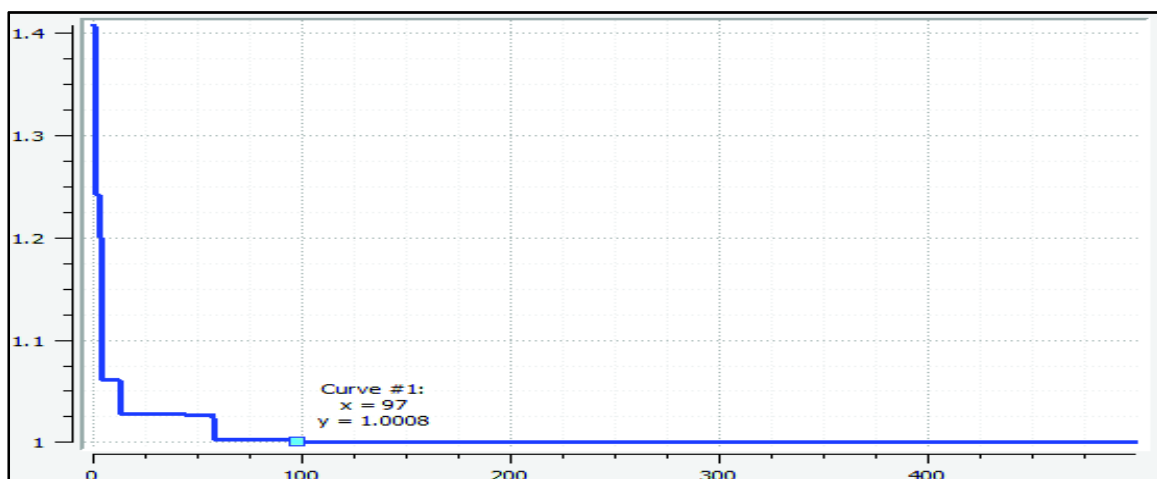


Figura 3.23 Función Objetivo Ubicación Óptima Alimentador Bellavista

El algoritmo de optimización MVMO, genera una nueva población en base a las poblaciones del archivo de memoria, esta nueva población es evaluada y comparada con la función objetivo de cada población almacenada, si este valor de la función objetivo es menor que una de las funciones objetivo, esta nueva población es almacenada y reemplazará a la población de menor valor, es así que, en la Figura 3.24 se muestra la función objetivo de cada población creada en cada iteración, se aprecia que en la iteración 97 se encuentra el valor mínimo de la función objetivo que se considerará como un óptimo global o muy cercano a este.

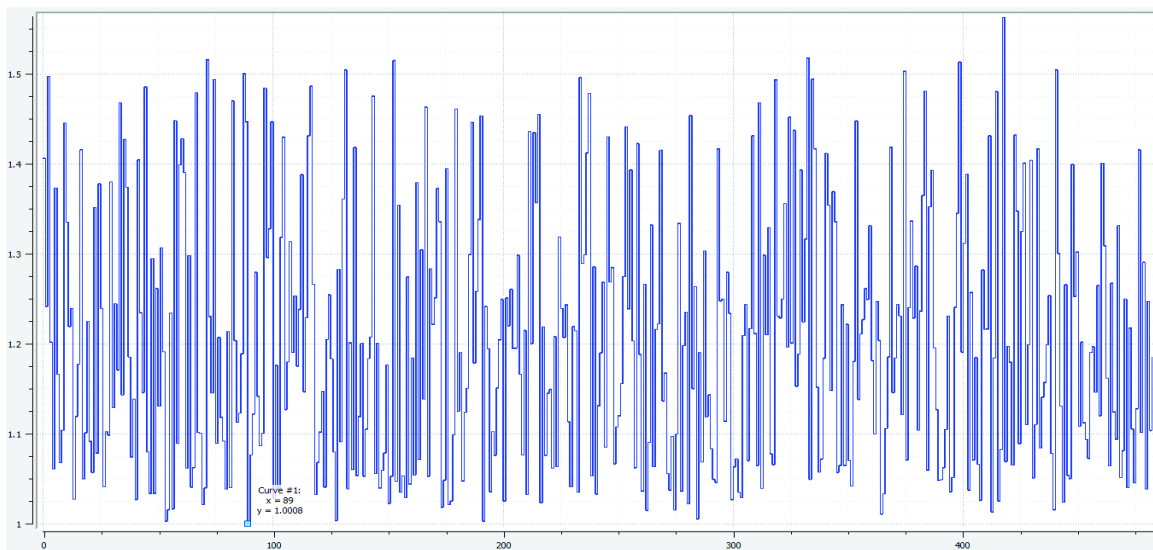


Figura 3.24 Función Objetivo de Cada Población Creada Alimentador Bellavista

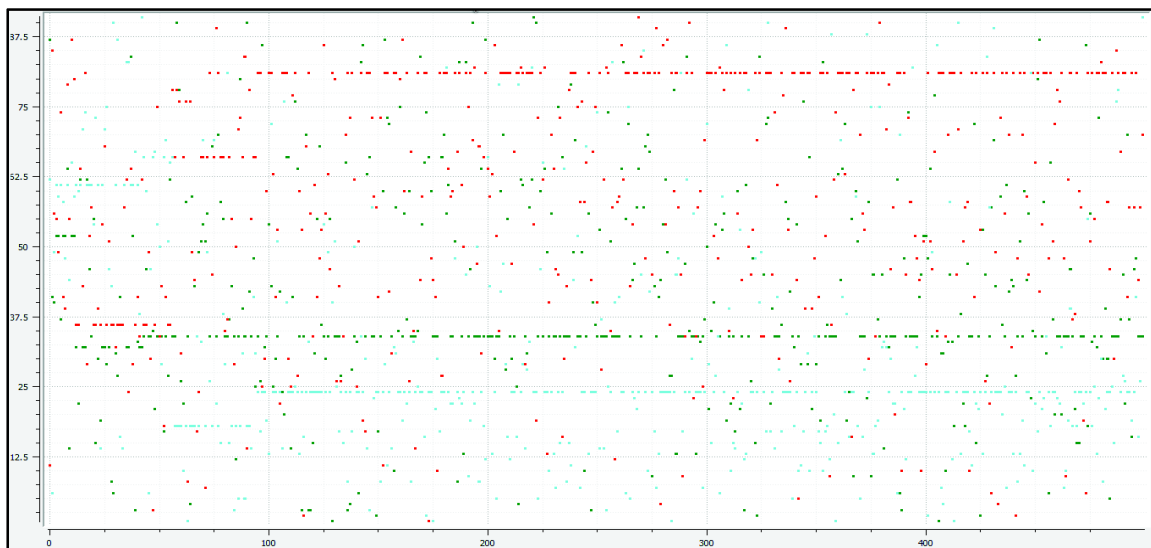


Figura 3.25 Espacio de Búsqueda del Algoritmo Alimentador Bellavista

Garantizar un amplio espacio de búsqueda, avala que el algoritmo de optimización explore toda el área de estudio en pro de encontrar la solución óptima global del problema propuesto, es así que, en la Figura 3.25, se aprecia la población generada en cada iteración por el algoritmo MVMO, la figura se presenta en función del número de iteración en el eje de las “x” y el índice de las líneas almacenadas en una lista en el eje “y”.

Finalmente, los resultados entregados por el algoritmo desarrollado, se muestran a continuación en donde se observa ciertas variables monitoreadas durante la ejecución y los resultados al completar el número de iteraciones del algoritmo.

Tiempo de ejecución [min]: 10.88472371896108

Numero de iteraciones: 500

Valor máximo de la función objetivo: 2.31877389511313

Valor mínimo de la función objetivo: 1.000799018556518

Ubicación óptima de los medidores, población: [34, 81, 24]

Ubicación óptima de los medidores, líneas trifásicas de la red de distribución:

(DeviceNumber: '275120_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '275138_MTA', DeviceType: 13)

(DeviceNumber: '340865_MTA', DeviceType: 13)

Cabe mencionar que, no se dispone de una base de datos de carga real del alimentador Bellavista, por lo cual, no se puede realizar un análisis comparativo de distribución de carga tal como se realizó en el párrafo 3.1.1.1, de ahí que, una vez que este proyecto de titulación se aplique, es decir, se instalen los medidores en la red de distribución, la empresa podrá realizar este tipo de análisis.

3.2 Análisis de Resultados

Si bien, la metodología desarrollada en este trabajo de titulación se enfoca en reducir la traza de la matriz de covarianzas de las variables de estado ubicando óptimamente puntos de medición en redes de distribución, las bondades de esta metodología se indagan y validan en la red de prueba de distribución de 37 nodos de la IEEE, comparando los resultados de ejecutar el algoritmo de distribución de carga considerando únicamente 1 medidor instalado en cabecera y, 3 medidores adicionales ubicados óptimamente acorde a los resultados obtenidos de ejecutar el algoritmo propuesto, utilizando dos metodologías de distribución de carga de acuerdo a lo descrito en 1.5.7.

Como resultado de este análisis, se presenta la Figura 3.5 a la Figura 3.10 en donde se observa el análisis realizado y se da de manifiesto las bondades de tener más de 1 medidor instalado en la red de medio voltaje, adicionalmente, se compara los resultados de la

distribución de carga considerando la ubicación óptima y no óptima de 3 medidores de voltaje y corriente; los resultados se muestra en la Figura 3.16 y Figura 3.17 en donde se aprecia que el promedio del error relativo considerando puntos óptimos de ubicación es menor.

Con este recaudo, se aplica la metodología de ubicación óptima de medidores a dos redes reales pertenecientes a la Empresa Eléctrica Ambato, alimentador Martínez y alimentador Bellavista, definiéndose una condición preliminar de la red en base a la distribución de carga considerando únicamente las mediciones de potencia activa y reactiva registradas por el medidor instalado en cabecera de cada alimentador.

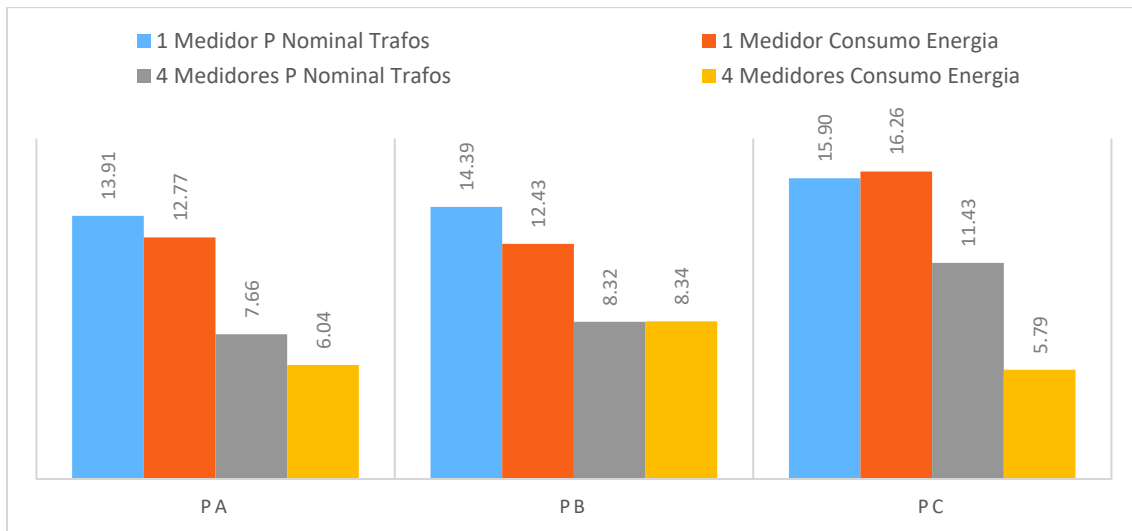
Con la red base de cada uno de los sistemas eléctricos analizadas, se grafica el comportamiento del algoritmo de optimización MVMO y se presentara los resultados obtenidos, gráficamente en el diagrama unifilar de cada red y en el formato que el algoritmo entrega al finalizar sus iteraciones.

Se puede observar en la Tabla 5 la función objetivo antes y después de ubicar los medidores en las redes de análisis, se aprecia que la reducción de la función objetivo respecto a la condición inicial, es decir, únicamente con 1 medidor en cabecera, es mayor al 50% del valor inicial; esta reducción se verá reflejada directamente en la distribución de carga y desempeño del estimador de estado para afinamiento de carga en redes de distribución desbalanceadas.

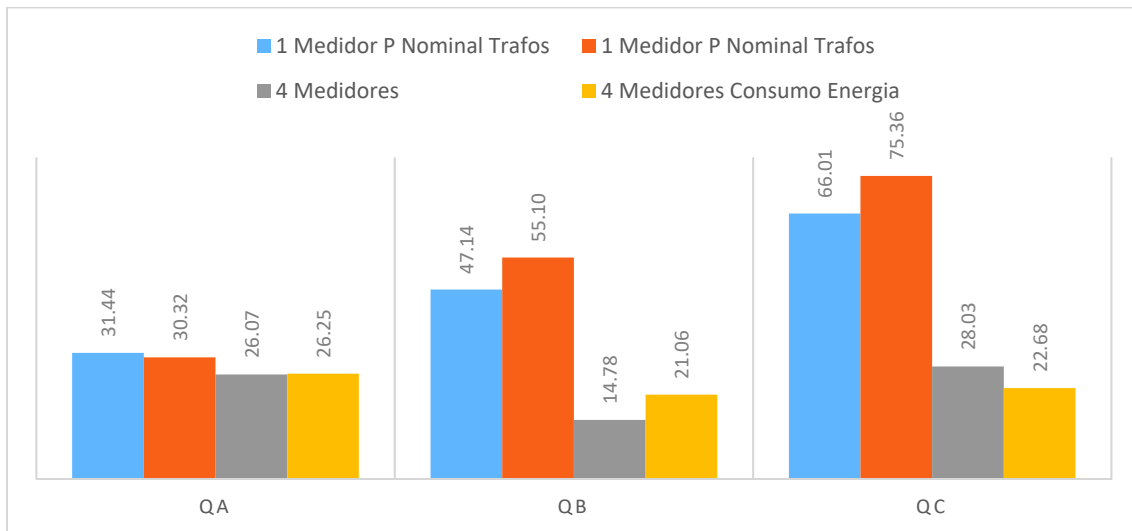
Tabla 5 Reducción de la Traza de la Matriz de Covarianzas " P " del Estimador de Estado

Ítem	IEEE 37 Nodos	Alim. Martínez	Alim. Bellavista
No. de Medidores	3	5	3
Función Objetivo Máxima	3.317798	28.792243	2.318773895
Función Objetivo Mínima	1.66500143	13.213347	1.000799019
Reducción Función Objetivo	49.82%	54.11%	56.84%

A más de la ubicación óptima de medidores en la red de prueba de la IEEE, se analizó la influencia de considerar 1 y 4 medidores en la distribución de carga, tanto por el método de potencia nominal de transformadores como por el método de consumo mensual de energía, calculando el promedio del error relativo de la distribución de carga respecto a la red real o base obtenida de la referencia [28].



(a)



(b)

Figura 3.26 Comparación del Promedio Ponderado del Error Relativo de los Métodos de Distribución de Carga con 1 Medidor y 4 Medidores en la Red IEEE 37 Nodos (a) Potencia Activa y (b) Potencia Reactiva

En la Figura 3.26 se aprecia que, el método de distribución de carga considerando el consumo mensual de energía, da mejores resultados que el método de potencia nominal de transformadores, sin embargo, en cualquiera de los dos casos anteriores, instalar óptimamente más de 1 medidor, origina que, la red eléctrica resultante sea más cercana a la red real, reduciendo así, la incertidumbre total del sistema.

El análisis desarrollado en la red de prueba de la IEEE, afirma que, la metodología desarrollada en este trabajo de titulación es válida, promoviendo la ubicación óptima de unidades de medición a lo largo de redes eléctricas reales para un monitoreo adecuado y, en base a las mediciones adquiridas por estas unidades, se pueda modelar redes eléctricas en condiciones más cercanas a la real.

Finalmente, en la Tabla 6 se puede apreciar ciertos parámetros monitoreados del algoritmo de optimización y del algoritmo de estimación de estado, del cual se toma la traza de la matriz "P" como función objetivo a minimizar.

Tabla 6 Parámetros Monitoreados del Algoritmo de Optimización MVMO y del Algoritmo de Estimación de Estado

Ítem	IEEE 37 Nodos	Alim. Martínez	Alim. Bellavista
No. Total Iteraciones	500	1000	500
Tiempo Total [min]	1.59	19.76	10.88
Convergencia Óptimo Iteración No.	207	779	97
No. Líneas Trifásicas	35	193	92
Dimensión Matriz h	201x1	1740x1	831x1
Dimensión Matriz H	201x135	1740x1161	831x555
Dimensión Matriz G	135x135	1161x1161	555x555
Dimensión Matriz g	135x1	1161x1	555x1
Dimensión Matriz Δx	1x135	1x1161	1x555
Dimensión Matriz R	201x201	1740x1740	831x831

Con este antecedente, se observa en la tabla anterior que, mientras más grande sea la red de distribución, más iteraciones y más tiempo tomará el algoritmo en encontrar la ubicación óptima de los medidores, de igual forma, las matrices que el algoritmo de estimación de estado maneja, son de mayores dimensiones, por ejemplo, la matriz G del alimentador Martínez es de dimensión 1161x1161 y, la misma matriz de la red de prueba IEEE 37 nodos es de dimensión 135x135; básicamente, esto influye directamente en el tiempo de cálculo del algoritmo y número de iteraciones del algoritmo.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- En el contexto de redes inteligentes, la herramienta desarrollada en este trabajo de titulación para la ubicación óptima de medidores, proporciona a las empresas distribuidoras un nuevo enfoque, aún no considerado, para monitoreo de alimentadores primarios, modelamiento y actualización de la base de datos de carga de la red a nivel de medio voltaje, de tal manera que, el sistema de distribución en el cual se desarrolle estudios eléctricos sea muy próximo a las condiciones reales, obteniendo así, resultados más confiables del desarrollo de estudios eléctricos, en pro de incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica para el usuario final.
- En este proyecto de titulación se desarrolló una metodología que integra, la aplicación de un estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados y la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en redes eléctricas de distribución desbalanceadas mediante el algoritmo de optimización mapeo media-varianza, para afinamiento de la distribución de demanda considerando más de un punto de medición instalado en la red de distribución o alimentador primario.
- En términos generales, la metodología desarrollada en este trabajo de titulación, consideró la aplicación del algoritmo de optimización metaheurísticos mapeo de varianza-media, MVMO, el cual garantiza la convergencia en un óptimo global, o muy cercano a este, que alcanza en gran medida el objetivo de minimizar la traza de la matriz de covarianzas de los errores de las variables de estado del estimador, obteniendo como resultado la ubicación óptima de medidores en la red eléctrica de distribución.
- La herramienta desarrollada en Python para la ubicación óptima de medidores de voltaje y corriente en redes de distribución, es aplicable a cualquier alimentador primario modelado en el programa computacional CYMDIST, por lo cual, las empresas distribuidoras podrán hacer uso de esta herramienta con el fin de modelar redes de distribución más reales, en base a la distribución de carga considerando más de un punto de medición.

- La metodología desarrollada en este trabajo de titulación, presenta ciertas ventajas respecto a trabajos anteriormente realizados en el ámbito de ubicación óptima de medidores en redes de distribución, algunas de estas ventajas es que, la metodología puede ser aplicada tanto a redes de distribución de prueba como a redes reales, la convergencia del algoritmo de optimización garantiza un óptimo global o muy cercano a este y, el algoritmo esta implementado en un lenguaje de programación de alto nivel, Python, el cual es fácil de aprender e interpretar.
- El algoritmo de optimización MVMO implementado en este trabajo de titulación, presenta ciertas potencialidades respecto a otros algoritmos de optimización metaheurísticos, tal como, rápida convergencia al óptimo global o muy cercano a este, amplio espacio de búsqueda y manejo de variables de mutación, que básicamente dependen del archivo de memoria y desempeño de su función objetivo de cada población, sin mencionar que, la literatura revisada, reconoce lo concluido, destacando su desempeño en los puntos ya señalados.
- Aplicar el método de distribución de carga, considerando el consumo mensual de energía, conlleva a que la asignación de potencia a los usuarios sea más próxima a la condición real de la red, que utilizar el método de potencia nominal de los transformadores. En cualquiera de estos dos casos, considerar más de un punto de medición ubicados óptimamente, garantiza que la red resultante sea modelada acorde a la condición real de la misma. De ahí que, por ejemplo, el error de la asignación de carga de potencia activa en la fase "A" en la red de prueba de la IEEE se reduce de 12.77% a 6.04% en el primer método de asignación y, en el segundo, de 13.91% a 7.66%, respectivamente.
- Determinar el número de medidores que serán considerados para la ubicación óptima en un alimentador primario, dependerá básicamente de la disponibilidad presupuestaria de cada empresa distribuidora, puesto que, es evidente que mientras más medidores sea instalados óptimamente a la red, mejores resultados se tendrán al aplicar el algoritmo de distribución de carga.
- Acorde a la bibliografía consultada, se ha desarrollado un amplio número de trabajos enfocados en la ubicación óptima de puntos de medición en redes de prueba de distribución, sin embargo, ninguno de ellos ha sido aplicado a una red real, de ahí que, en este trabajo de titulación se desarrolla una metodología

aplicable, tanto a redes de prueba como a redes o alimentadores de distribución reales modelados en CYMDIST.

- El algoritmo de optimización considera la traza de la matriz de covarianzas de las variables de estado como función objetivo, mientras menor sea la traza de esta matriz, mejor serán los resultados obtenidos de la estimación de estado

4.2 Recomendaciones

- Si bien, el algoritmo desarrollado en este trabajo de titulación es aplicable únicamente a los ramales trifásicos de las redes de distribución o alimentadores primarios, se recomienda extender esta metodología para incluir ramales bifásicos y monofásicos de tal manera que se pueda comparar los resultados obtenidos de las dos metodologías; cabe mencionar que, el tiempo computacional de cálculo que involucra extender el algoritmo desarrollado, incrementará, debido al manejo de matrices mucho más grandes y dispersas.
- Se recomienda que, la facultad de ingeniería eléctrica y electrónica de la EPN, adquiera el módulo de programación Python de CYMDIST, de tal manera que, se pueda desarrollar académicamente extensiones, rutinas y algoritmos de análisis y optimización de redes eléctricas o alimentadores primarios de distribución; recalando que, este módulo es una herramienta bastante intuitiva y fácil de aprender, la cual integra las potencialidades del lenguaje de programación como tal y, la base de datos de alimentadores de distribución y herramientas de análisis, disponibles en CYMDIST.
- Las empresas distribuidoras en el país deberían desarrollar una herramienta que integre los consumos mensuales de energía de los clientes dentro de la base de datos, tanto de ArcGIS como de CYMDIST, de tal manera que, el resultado de aplicar el algoritmo de distribución de carga, ya sea, considerando 1 medidor o varios, sea una red eléctrica colindante a las condiciones reales.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Electric and D. M. S. Ns, "Schneider Electric DMS NS," 2014.
- [2] R. F. Ávila, "El SIG como herramienta de gestión en la empresa eléctrica Centrosur estado actual y futuro," p. 86, 2012.
- [3] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition*. 2012.
- [4] T. Gonen, *Electric Power Distribution Engineering*, 3th ed. CRC Press, 2014.
- [5] W. H. Kersting and R. K. Green, "The application of Carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders," *2011 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2011*, pp. 1–6, 2011.
- [6] J. T. Carson, "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return," *Bell Syst. Tech. J.*, vol. t, pp. 539–54, 1926.
- [7] Mishra Sivkumar and Das Debapriya, "Distribution System Load Flow Methods-A Review," *ICFAI Univ. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 1, no. 2, pp. 7–25, 2008.
- [8] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*. 2003.
- [9] R. A. Jabr, B. C. Pal, and R. Singh, "Choice of estimator for distribution system state estimation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 7, pp. 666–678, 2009.
- [10] N. Nusrat, M. R. Irving, and G. A. Taylor, "Choice of state estimation solution process for medium voltage distribution systems," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2014–Octob, no. October, 2014.
- [11] A. Abur and A. G. A. Exposito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*. 2004.
- [12] F. L. Lewis, L. Xie, and D. Popa, *Optimal and Robust Estimation: With an Introduction to Stochastic Control Theory, Second Edition*, vol. 30, no. 2. 2007.
- [13] W. H. Kersting and W. H. Phillips, "Load allocation based upon automatic meter readings," *Transm. Distrib. Expo. Conf. 2008 IEEE PES Powering Towar. Futur. PIMS 2008*, pp. 1–7, 2008.
- [14] P. E. Software, *CYME 8.1 - Load Allocation - Users Guide*, vol. 1. 2018, p. 15.
- [15] CYME, "CYME - Library - Python (CYME 7.2)." [Online]. Available: [https://my.cyme.com/library/deaf6c66-761f-4560-b0e3-f4a3b4343d5b\(v=cyme-7.2\)](https://my.cyme.com/library/deaf6c66-761f-4560-b0e3-f4a3b4343d5b(v=cyme-7.2)).

- [Accessed: 06-Apr-2018].
- [16] “El tutorial de Python,” 2009.
 - [17] I. Erlich, “Mean Variance Mapping Optimization (MVMO),” *Report*, no. 3, pp. 0–5, 2013.
 - [18] L. Ramesh, S. P. Choudhury, and A. A. Natarajan, “Intelligent Meter Placement Approach for Power Distribution System,” *J. Electr. Eng.*, pp. 1–8.
 - [19] W. Tianhua and F. Mingtian, “A novel load estimation method in distribution network,” *Power Syst. Technol. 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 Int. Conf.*, vol. 1, pp. 567–571 vol.1, 1998.
 - [20] P. H. Divsheli, H. Ghadiri, A. H. Hesaminia, and B. Amini, “A novel approach for meter placement for load estimation in radial distribution networks,” *3rd Int. Conf. Deregul. Restruct. Power Technol. DRPT 2008*, no. April, pp. 1576–1579, 2008.
 - [21] J. Liu, F. Ponci, A. Monti, C. Muscas, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, “Óptimal Meter Placement for Robust Measurement Systems in Active Distribution Grids,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 63, no. 5, pp. 1096–1105, May 2014.
 - [22] P. J. Z. Perrián and A. G. Expósito, “Estimación de Estado y de parámetros en redes eléctricas,” p. 200, 1999.
 - [23] Z. Kun, “Impact of input uncertainties on power system state estimation robustness Incorporating PMU measurements.”
 - [24] A. L. Ning, *Alwati lear.ning.* .
 - [25] A. MONTICELLI, *State Estimation in Electric Power Systems. A Generalized Approach.* 1999.
 - [26] T. C. Xygkis and G. N. Korres, “Óptimal allocation of smart metering systems for enhanced distribution system state estimation,” *2016 Power Syst. Comput. Conf.*, pp. 1–7, 2016.
 - [27] X. Chen *et al.*, “Óptimal Meter Placement for Distribution Network State Estimation: A Circuit Representation Based MILP Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4357–4370, 2016.
 - [28] “IEEE 37 NodeTest Feeder_Kersting.” .

6 ANEXOS

ANEXO I

Matriz que relaciona las variables de estado con las mediciones, función de mediciones.

$$h(x) = \begin{bmatrix} V_{a_1} \\ V_{b_1} \\ V_{c_1} \\ V_{a_2} \\ V_{b_2} \\ V_{c_2} \\ \vdots \\ \cdot \\ V_{a_m} \\ V_{b_m} \\ V_{c_m} \\ P_{a_{1-2}} = \text{Real}(S_{a_{1-2}}) \\ Q_{a_{1-2}} = \text{Imag}(S_{a_{1-2}}) \\ P_{b_{1-2}} = \text{Real}(S_{b_{1-2}}) \\ Q_{b_{1-2}} = \text{Imag}(S_{b_{1-2}}) \\ P_{c_{1-2}} = \text{Real}(S_{c_{1-2}}) \\ Q_{c_{1-2}} = \text{Imag}(S_{c_{1-2}}) \\ \vdots \\ \cdot \\ P_{a_{n-m}} = \text{Real}(S_{a_{n-m}}) \\ Q_{a_{n-m}} = \text{Imag}(S_{a_{n-m}}) \\ P_{b_{n-m}} = \text{Real}(S_{b_{n-m}}) \\ Q_{b_{n-m}} = \text{Imag}(S_{b_{n-m}}) \\ P_{c_{n-m}} = \text{Real}(S_{c_{n-m}}) \\ Q_{c_{n-m}} = \text{Imag}(S_{c_{n-m}}) \end{bmatrix}$$

Donde:

m : subíndice que representa el número de mediciones, considerado en este trabajo como el número total de nodos con ramales trifásicos.

ANEXO II

Sub matrices del Jacobiano $H(x)$, a) $H_{\frac{\partial V}{\partial \theta}}$, b) $H_{\frac{\partial V}{\partial V}}$, c) $H_{\frac{\partial S}{\partial \theta}}$ y d) $H_{\frac{\partial S}{\partial V}}$

$$H_{\frac{\partial V}{\partial \theta}} = \begin{array}{c} \theta_{a2} \quad \theta_{b2} \quad \theta_{c2} \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \theta_{am} \quad \theta_{bm} \quad \theta_{cm} \\ V_{a1} \quad | \quad \overline{0} \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ V_{b1} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ V_{c1} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ V_{am} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ V_{bm} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ V_{cm} \quad | \quad \underline{0} \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad \underline{0} \end{array}$$

(a)

$$H_{\frac{\partial V}{\partial V}} = \begin{array}{c} V_{a1} \quad V_{b1} \quad V_{c1} \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad V_{am} \quad V_{bm} \quad V_{cm} \\ V_{a1} \quad | \quad \overline{1} \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad \overline{0} \\ V_{b1} \quad | \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ V_{c1} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad 0 \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad | \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ V_{am} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 1 \quad 0 \quad 0 \\ V_{bm} \quad | \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 1 \quad 0 \\ V_{cm} \quad | \quad \underline{0} \quad 0 \quad 0 \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad 0 \quad 0 \quad \underline{1} \end{array}$$

(b)

ANEXO IV

MANUAL MÓDULO PYTHON DE CYMDIST

En este anexo, se da una guía para iniciar a programar en el módulo Python disponible en CYMDIST, tanto en la consola como en el editor, para lo cual, es primordial disponer de la licencia de CYMDIST con el módulo de programación activado; cabe mencionar que, en este proyecto de titulación, se trabajó con una versión demo del software. Para entender de mejor manera este manual, es recomendable tener un nivel medio de conocimientos de programación en Python.

Consola de Python

La consola de Python se encuentra disponible en la barra de menú: File, Tools, Python Console, tal como se muestra en la Figura 6.1.

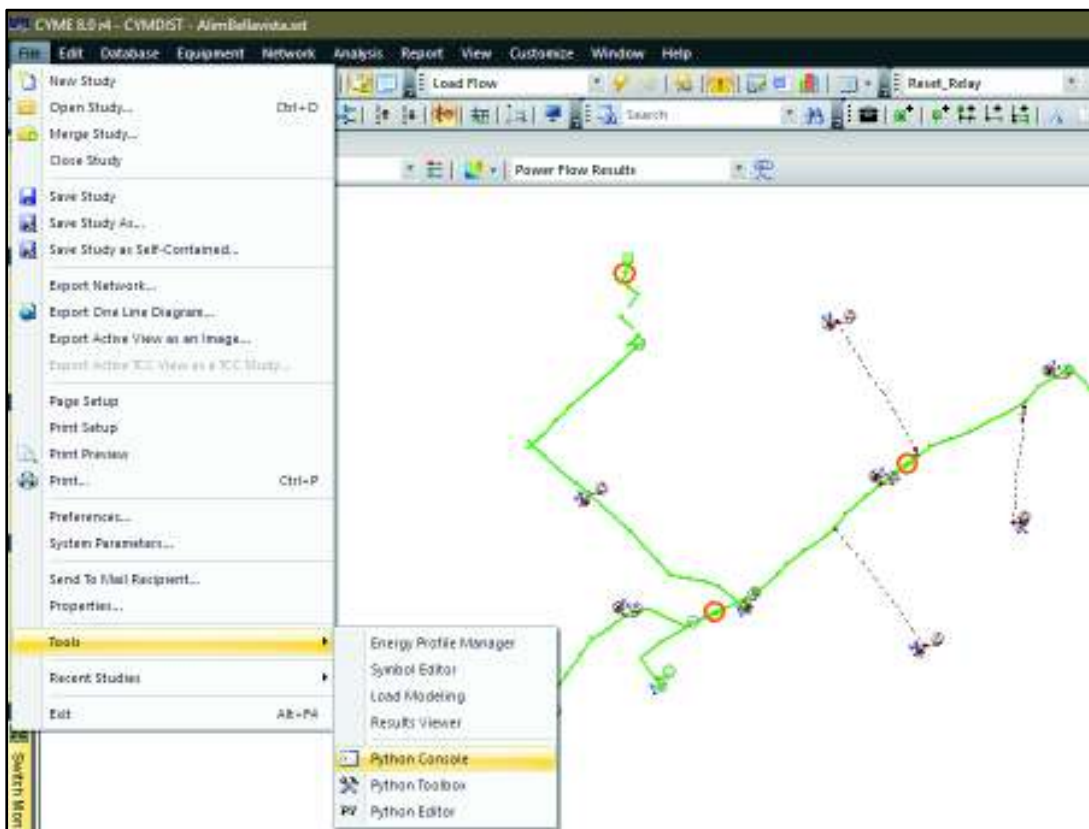


Figura 6.1 Acceso a la Consola de programación de Python

Se puede apreciar en la Figura 6.2 la consola de Python la cual permite la interacción de los elementos de la red eléctrica a través del paquete cymPy, para lo cual, se debe importar este paquete digitando las siguientes líneas de código:

- import cympy as cp

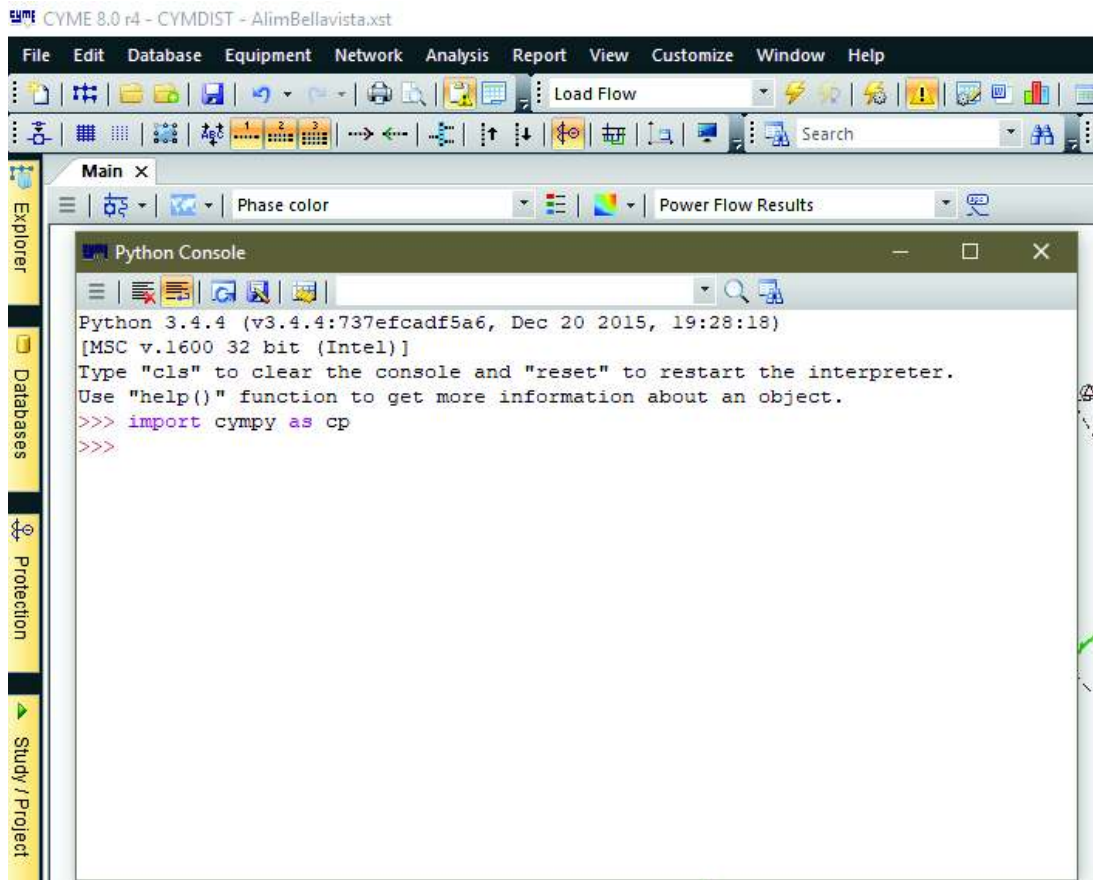


Figura 6.2 Consola de Python

Es importante señalar que, el paquete cympy tiene un total de 10 módulos, los cuales están direccionados para el manejo de ajustes de la aplicación, conexión con base de datos, manejo de elementos de la base de datos, enumeración de elementos y variables de la red, equipo de la base de datos, manejo de errores, reportes, módulos de simulación, estudio o red eléctrica y, herramientas de funciones. En esta sección, únicamente se analizarán los módulos de estudio, simulación y numeración.

En la Figura 6.3 se observa el acceso al módulo de estudio y a la función “GetDevice”, a través de esta función se puede asignar un objeto de la red de estudio a una variable, adicionalmente, la consola de Python presenta un ayuda rápida en donde da un lineamiento de los parámetros necesarios para ejecutar la función, es así que, en esta ayuda se observa que para la ejecución de esta función es necesario el “DeviceNumber” y “DeviceType” del elemento el cual se quiere asignar a la variable “dev”.

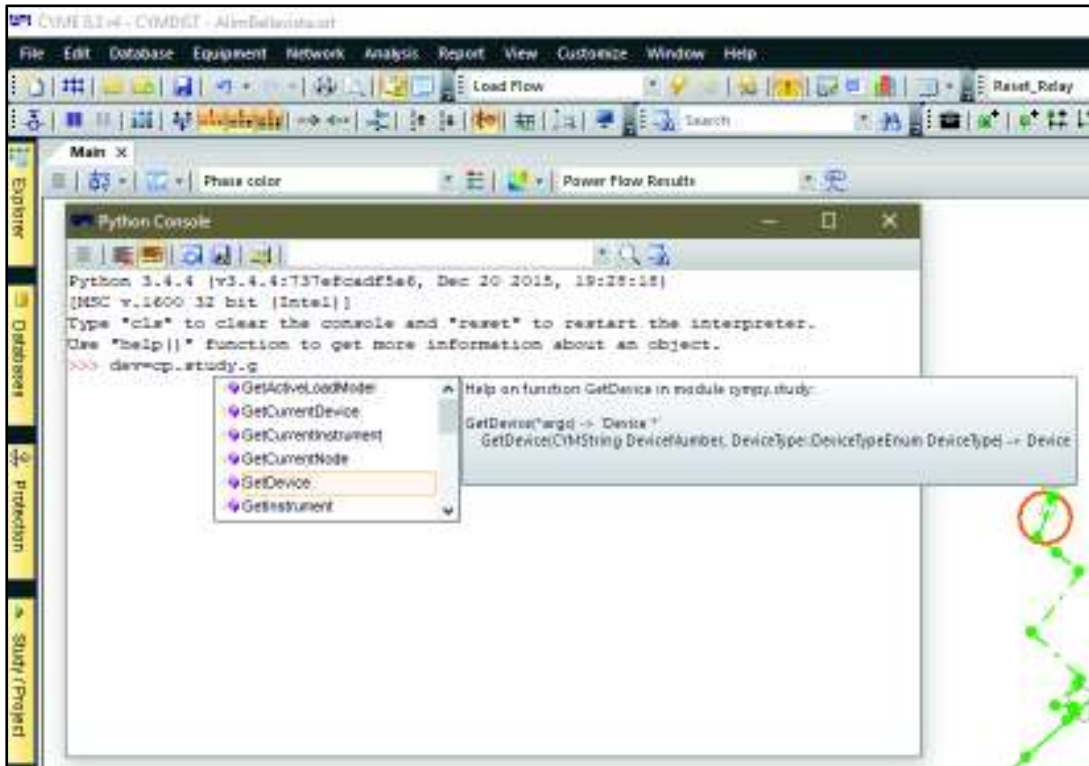


Figura 6.3 Acceso al Módulo de Estudio y Asignación de un Elemento de la Red a una Variable

Estos parámetros de la función se obtienen del cuadro de propiedades del elemento, el mismo que aparece después de dar doble clic sobre el elemento, en la Figura 6.4 se señala en donde se encuentran las propiedades “DeviceNumber” y “DeviceType” del elemento, finalmente, para asignar el elemento a la variable “dev” se debe digitar las siguientes líneas de código:

- `dev=cp.study.GetDevice('340871_MTA', cp.enums.DeviceType.OverheadByPhase)`

Parte de la línea de código anterior, “cp.enums.DeviceType.OverheadByPhase”, hace referencia al módulo de enumeración, el mismo que permite acceder al tipo de elemento que se quiere asignar a la variable “dev”, así por ejemplo, si se quisiera añadir una carga puntual con igual “DeviceNumber” a la variable “dev”, las líneas de código serían las siguientes:

- `dev=cp.study.GetDevice('340871_MTA', cp.enums.DeviceType. SpotLoad)`

Por el momento, a la variable “dev” se asignará una línea aérea de configuración de fase.

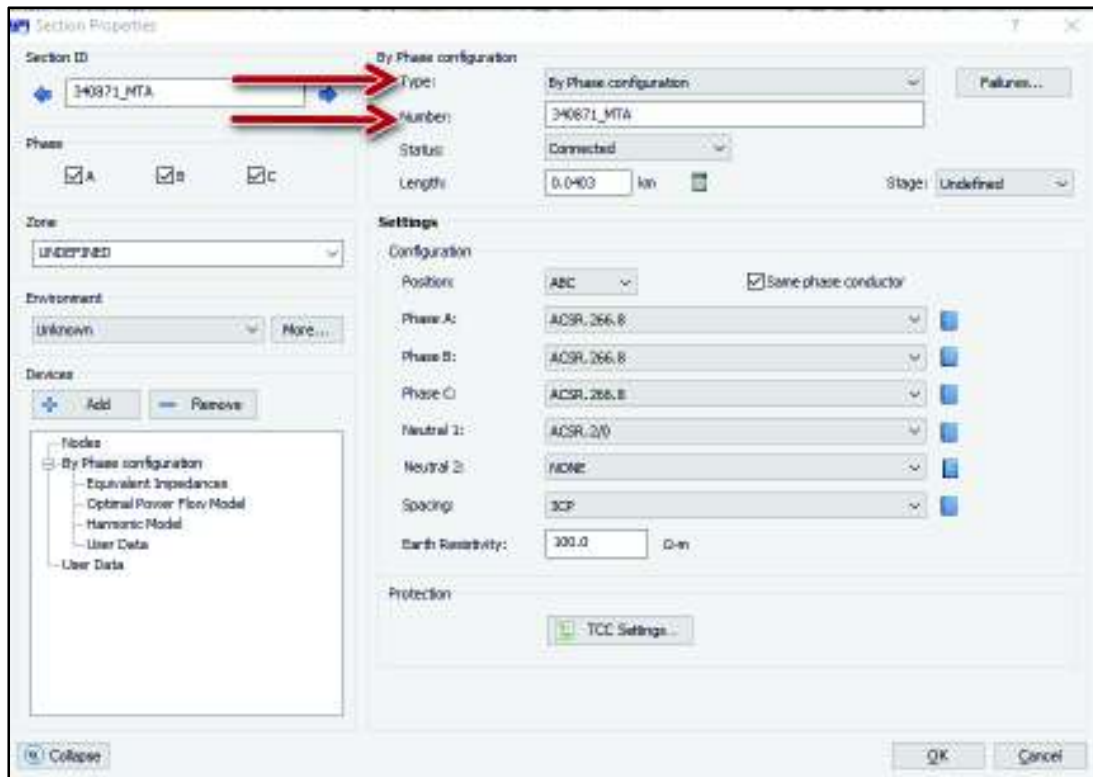


Figura 6.4 Cuadro de Propiedades del Elemento

Ahora bien, la variable “dev” se convierte en el elemento de la red, por lo cual, esta variable hereda todas sus propiedades, es así que, si desea saber la longitud de esta línea, existen dos métodos, el primero, directamente con las propiedades heredadas del elemento y el segundo, con la función “QueryInfo”.

Si se desea utilizar la primera opción, la línea de código necesaria para el acceso, por ejemplo, a la propiedad “Length”, sería la siguiente:

- `dev.GetValue('Length')`

Las líneas de código para la segunda opción, serían las siguientes:

- `cp.study.QueryInfo('Length', dev, 5)`

El número “5” hace referencia a la cantidad de decimales con los cuales se desea obtener la longitud de la línea.

Ahora bien, las propiedades heredadas a las cuales se puede acceder a través de la primera opción, se obtienen mediante la ejecución del siguiente comando:

- `cp.Describe('OverheadByPhase')`

El resultado de este código será un listado con las propiedades accesibles de la línea:

- (Name: 'DeviceNumber', Type: 'String')
- (Name: 'Extensions', Type: 'DeviceExtensions')
- (Name: 'Tags', Type: 'Tags')
- (Name: 'AnalysisTag', Type: 'Tag')
- (Name: 'UserDefinedValues', Type: 'UserDefinedValues')
- (Name: 'Instruments', Type: 'Instruments')
- (Name: 'DeviceStage', Type: 'String')
- (Name: 'Flags', Type: 'Unsigned Integer')
- (Name: 'InitFromEquipFlags', Type: 'Integer')
- (Name: 'Length', Type: 'Double')
- (Name: 'Position', Type: 'Point')
- (Name: 'ConnectionStatus', Type: 'ConnectionStatus')
- (Name: 'HarmonicModel', Type: 'LineHarmonicModel')
- (Name: 'TCCSettings', Type: 'TCCLineConfigurationSettings')
- (Name: 'TCCDisplaySettings', Type: 'TCCLineConfigurationDisplaySettings')
- (Name: 'ConductorPosition', Type: 'ConductorPosition')
- (Name: 'PhaseConductorIDA', Type: 'String')
- (Name: 'PhaseConductorIDB', Type: 'String')
- (Name: 'PhaseConductorIDC', Type: 'String')
- (Name: 'NeutralConductorID1', Type: 'String')
- (Name: 'NeutralConductorID2', Type: 'String')
- (Name: 'ConductorSpacingID', Type: 'String')
- (Name: 'EarthResistivity', Type: 'Double')
- (Name: 'OptimalPowerFlowModel', Type: 'LineConfigurationExtOPF')

En este listado no se observa ciertos parámetros eléctricos que son importantes para cualquier tipo de análisis, por ejemplo, las impedancias de línea, de ahí que, la segunda opción planteada para el acceso a las propiedades del elemento, será la que se debe utilizar, por ejemplo, si se desea la resistencia de la línea de la fase “A”, se debe ejecutar el siguiente código:

- cp.study.QueryInfo('LineRa', dev, 5)

se procede de igual manera con la reactancia de la fase “B”:

- cp.study.QueryInfo('LineXb', dev, 5)

Estas palabras claves o “keywords” para el acceso a ciertos parámetros de la línea o de cualquier tipo de elemento, están disponibles en la barra de menú Customize, Keywords. En este menú se abre una nueva ventana en donde se encuentran todas las propiedades a las cuales se puede acceder mediante la función QueryInfo.

Ahora bien, existe la posibilidad de crear una lista con todos los elementos de cada tipo, por ejemplo, una lista de todas las líneas, cargas, transformadores, nodos, etc., del sistema

de distribución, para este fin, se asignará a la variable “dev_s” todos los transformadores de un sistema digitando lo siguiente.

```
dev_s=cp.study.ListDevices(cp.enums.DeviceType.Transformer)
```

El acceso a los elementos de esta lista, se lo tal como si se tratara de una lista común creada en Python, con la particularidad de que, cada elemento en esta lista, posee ciertas propiedades, a las que se puede acceder mediante QueryInfo, así por ejemplo, para asignar el elemento “10” de la lista a la variable “dev”, se ejecuta lo siguiente.

```
dev=dev_s[9]
```

Cabe mencionar que, las listas en Python inician desde el índice “0”, de ahí que, en el código anterior, el elemento “10” se lo indexa con “9”.

Si se desea acceder, por ejemplo, a la propiedad “Potencia Nominal” del elemento asignado a la variable dev, se lo realiza mediante las siguientes líneas.

```
cp.study.QueryInfo('XfoKVANom', dev)
```

Acorde a lo mencionado anteriormente, las palabras claves de cada elemento se las encuentra en el menú Customize, Keywords.

Editor de Python

Hasta el momento, todos los comandos ejecutados se los realizó en la Consola de Python, sin embargo, para el desarrollo de algoritmos más elaborados, se requiere de un editor en donde se escriba el programa de tal manera que, no sea necesario escribir el código después de cada ejecución, para esto, se accede a este editor mediante el menú File, Tools, Python Editor.

Una vez abierto el editor de código Python, tal como se muestra en la Figura 6.5, se escribe un pequeño programa en donde se asigna los parámetros de longitud y reactancia inductiva de la fase “b” de las líneas aéreas configuración por fase.

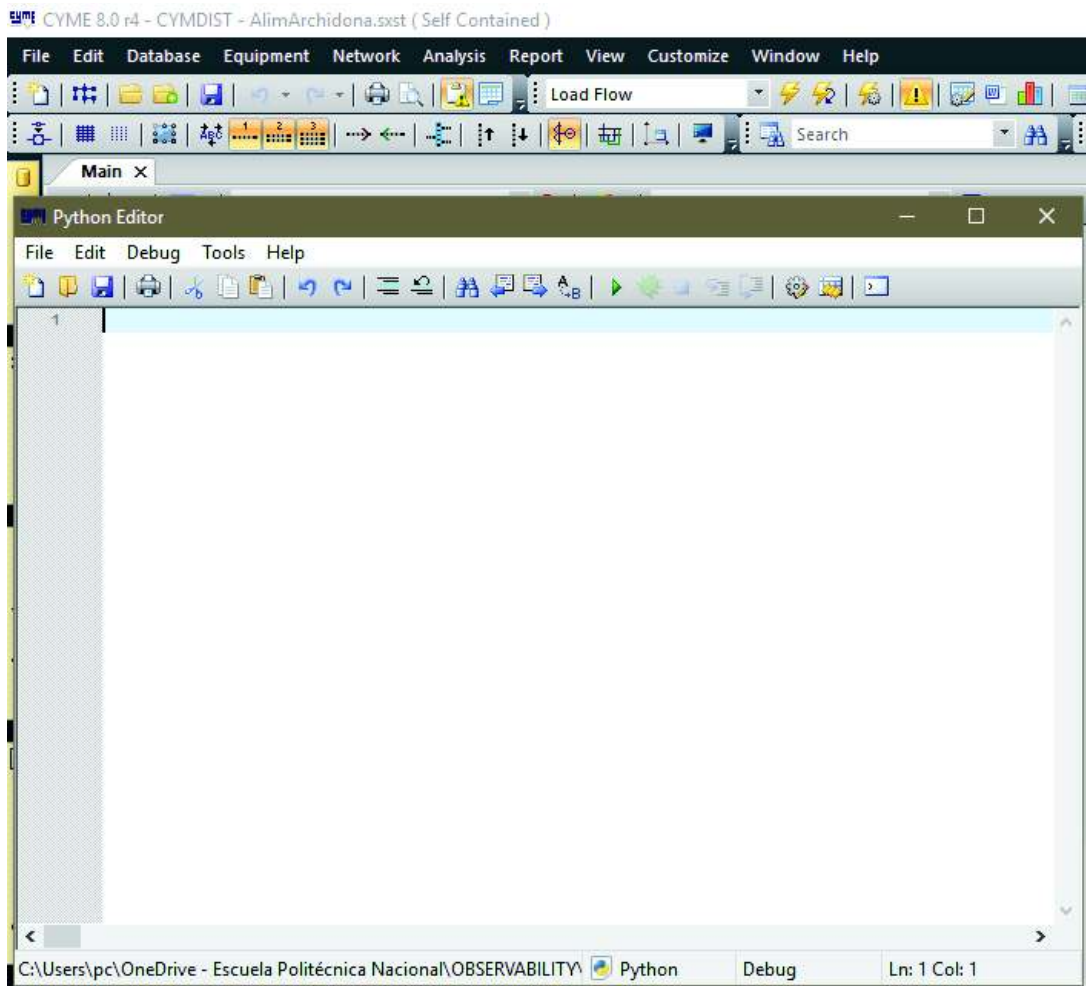
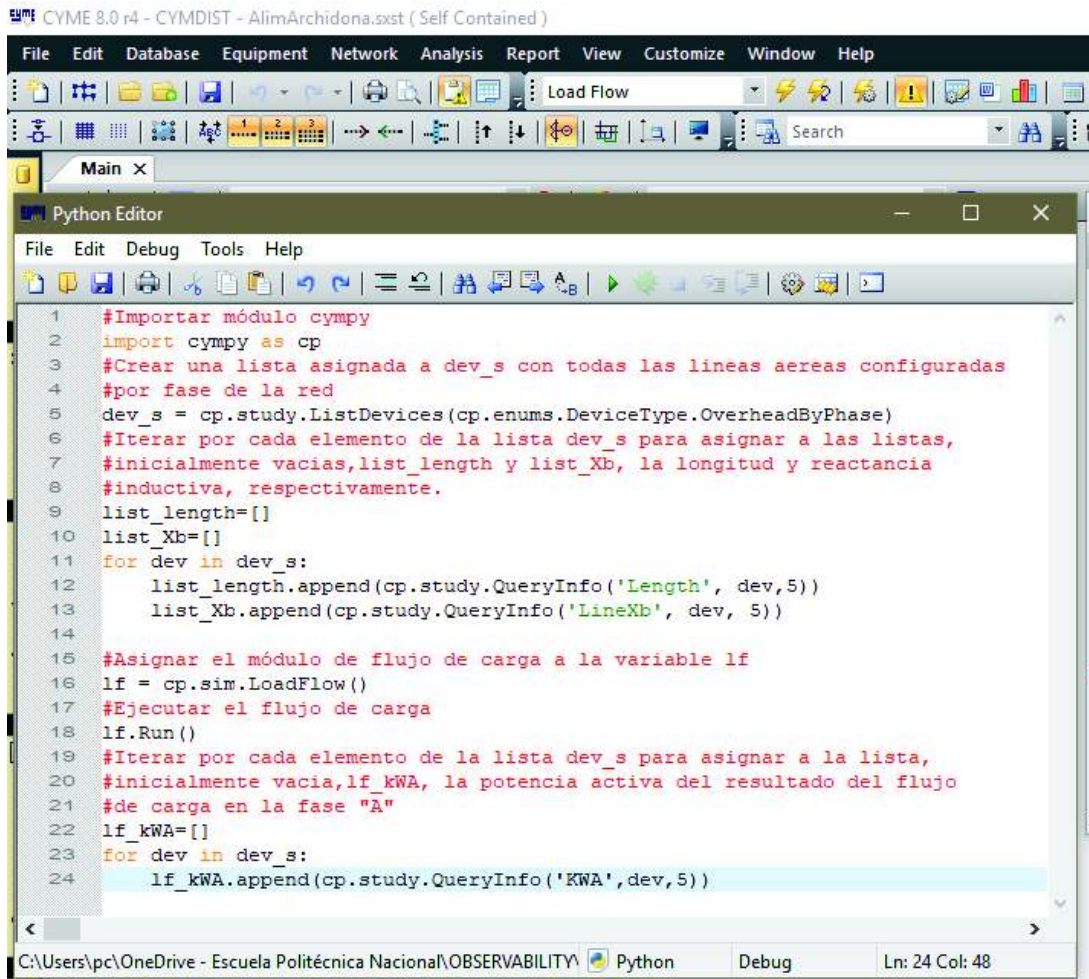


Figura 6.5 Editor Python

De igual manera, se ejecuta un flujo de carga y se guarda en una matriz la potencia activa en la fase “a” de las líneas aéreas, este código se puede apreciar en la Figura 6.6.



```
1 #Importar módulo cymphy
2 import cymphy as cp
3 #Crear una lista asignada a dev_s con todas las líneas aéreas configuradas
4 #por fase de la red
5 dev_s = cp.study.ListDevices(cp.enums.DeviceType.OverheadByPhase)
6 #Iterar por cada elemento de la lista dev_s para asignar a las listas,
7 #inicialmente vacías, list_length y list_Xb, la longitud y reactancia
8 #inductiva, respectivamente.
9 list_length=[]
10 list_Xb=[]
11 for dev in dev_s:
12     list_length.append(cp.study.QueryInfo('Length', dev,5))
13     list_Xb.append(cp.study.QueryInfo('LineXb', dev, 5))
14
15 #Asignar el módulo de flujo de carga a la variable lf
16 lf = cp.sim.LoadFlow()
17 #Ejecutar el flujo de carga
18 lf.Run()
19 #Iterar por cada elemento de la lista dev_s para asignar a la lista,
20 #inicialmente vacía, lf_kWA, la potencia activa del resultado del flujo
21 #de carga en la fase "A"
22 lf_kWA=[]
23 for dev in dev_s:
24     lf_kWA.append(cp.study.QueryInfo('KWA', dev,5))
```

Figura 6.6 Código Python Escrito en el Editor

Finalmente, las listas “list_length”, “list_Xb” y “lf_kWA”, estarán compuestas de los parámetros de longitud, reactancia inductiva de la fase “b” y potencia activa de la fase “a”, respectivamente. Cabe mencionar que, el código desarrollado se lo ejecuta presionando la tecla “F5”, apareciendo automáticamente la Consola de Python en donde se tendrá acceso a las listas o variables generadas en el código escrito en el Editor.

Si bien en esta sección se desarrolla una guía básica para iniciar a programar con el paquete Python embebido en CYMDIST, en la página web del programa, se puede encontrar mayor información respecto al uso de esta extensión, para lo cual, un usuario y contraseña es necesario, si no se dispone de esto, fácilmente se puede crear en la misma página un usuario, ingresando cierta información básica de quien desee acceder a la información del paquete.

ANEXO V

Derivada de la Función de Medición de Potencia Reactiva Fase "b" de un Nodo "n" a un Nodo "m", respecto a: (a) ángulo aVan, (b) ángulo aVbn, (c) ángulo aVcn, (d) ángulo aVam, (e) ángulo aVbm, (f) ángulo aVcm, (g) voltaje Van, (h) voltaje Vbn, (i) voltaje Vcn, (j) voltaje Vam, (k) voltaje Vbm, (l) voltaje Vcm

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVan} = \text{imag} (V_{an} * V_{bn} * Z_{ab} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVan) - I * \cos(aVan)))$$

(a)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVbn} = \text{imag} \left(\begin{aligned} &V_{bn} ** 2 * Z_{bb} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVbn) - I * \cos(aVbn)) + \\ &V_{bn} * (-\sin(aVbn) + I * \cos(aVbn)) * (Z_{ab} * (-V_{am} * (-I * \sin(aVam) + \cos(aVam)) + \\ &V_{an} * (-I * \sin(aVan) + \cos(aVan))) + Z_{bb} * (-V_{bm} * (-I * \sin(aVbm) + \cos(aVbm)) + \\ &V_{bn} * (-I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn))) + Z_{bc} * (-V_{cm} * (-I * \sin(aVcm) + \cos(aVcm)) + \\ &V_{cn} * (-I * \sin(aVcn) + \cos(aVcn))) \end{aligned} \right)$$

(b)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVcn} = \text{imag} (V_{bn} * V_{cn} * Z_{bc} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVcn) - I * \cos(aVcn)))$$

(c)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVam} = \text{imag} (-V_{am} * V_{bn} * Z_{ab} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVam) - I * \cos(aVam)))$$

(d)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVbm} = \text{imag} (-V_{bm} * V_{bn} * Z_{bb} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVbm) - I * \cos(aVbm)))$$

(e)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial aVcm} = \text{imag} (-V_{bn} * V_{cm} * Z_{bc} * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (-\sin(aVcm) - I * \cos(aVcm)))$$

(f)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial Van} = \text{imag} (V_{bn} * Z_{ab} * (-I * \sin(aVan) + \cos(aVan)) * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)))$$

(g)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial Vbn} = \text{imag} \left(\begin{aligned} &V_{bn} * Z_{bb} * (-I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) + \\ &(I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn)) * (Z_{ab} * (-V_{am} * (-I * \sin(aVam) + \cos(aVam)) + \\ &V_{an} * (-I * \sin(aVan) + \cos(aVan))) + Z_{bb} * (-V_{bm} * (-I * \sin(aVbm) + \cos(aVbm)) + \\ &V_{bn} * (-I * \sin(aVbn) + \cos(aVbn))) + Z_{bc} * (-V_{cm} * (-I * \sin(aVcm) + \cos(aVcm)) + \\ &V_{cn} * (-I * \sin(aVcn) + \cos(aVcn))) \end{aligned} \right)$$

(h)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial V_{cn}} = \text{imag} (V_{bn} * Z_{bc} * (I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn})) * (-I * \sin(aV_{cn}) + \cos(aV_{cn})))$$

(i)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial V_{am}} = \text{imag} (V_{bn} * Z_{ab} * (I * \sin(aV_{am}) - \cos(aV_{am})) * (I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn})))$$

(j)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial V_{bm}} = \text{imag} (V_{bn} * Z_{bb} * (I * \sin(aV_{bm}) - \cos(aV_{bm})) * (I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn})))$$

(k)

$$\frac{\partial Q_{bn}}{\partial V_{cm}} = \text{imag} (V_{bn} * Z_{bc} * (I * \sin(aV_{bn}) + \cos(aV_{bn})) * (I * \sin(aV_{cm}) - \cos(aV_{cm})))$$

(l)

Donde:

V_{an} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

V_{bn} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

V_{cn} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

V_{am} : módulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

V_{bm} : módulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

V_{cm} : módulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

aV_{an} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "n".

aV_{bn} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "n".

aV_{cn} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "n".

aV_{am} : ángulo de voltaje de la fase "a" del nodo "m".

aV_{bm} : ángulo de voltaje de la fase "b" del nodo "m".

aV_{cm} : ángulo de voltaje de la fase "c" del nodo "m".

Z_{bb} : Impedancia propia de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de la fase "b".

Z_{ab} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "a" y "b".

Z_{bc} : Impedancia mutua de la línea conectada entre los nodos "n" y "m", de las fases "b" y "c".

ANEXO VI

Algoritmo de Optimización Mapeo Media-Varianza [17]

El algoritmo de optimización de Mapeo Media-Varianza, MVMO, opera en una sola solución en lugar de un conjunto de soluciones como en muchos algoritmos evolutivos. El rango de búsqueda interna de todas las variables está restringido a $[0, 1]$. Sin embargo, la evaluación de la función se lleva a cabo siempre en las escalas originales.

La característica clave del algoritmo MVMO es una función de mapeo especial descrita por las variables de media y forma. Ambos se derivan de las "n" mejores soluciones guardadas en el archivo de memoria. La función de mapeo transforma una variable x_i^* , variada aleatoriamente con distribución de unidad, a otra variable " x_i " que se concentra alrededor del valor medio. El mapeo se muestra en la Figura 6.7.

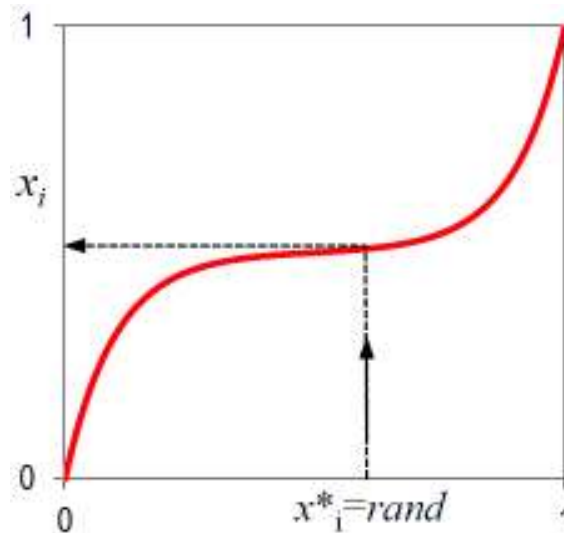


Figura 6.7 Mapeo de variables aleatorias [17]

La distribución de la nueva variable " x_i " no corresponde con ninguna de las funciones de distribución conocidas aunque existe algunas similitudes con la función de Gauss. La transformación $x_i^* \rightarrow x_i$ se describe matemáticamente en la EEEE.

$$x_i = h_x + (1 - h_1 + h_0) \cdot x_i^* - h_0$$

Ecuación 59 Transformación de la variable $x_i^* \rightarrow x_i$

Donde la función h se define como.

$$h(\bar{x}, S_1, S_2, x) = \bar{x} \cdot (1 - e^{-x \cdot S_1}) + (1 - \bar{x}) \cdot e^{-(1-x) \cdot S_2}$$

Ecuación 60 Función h

Los parámetros h_x, h_1 y h_0 son las salidas de la Ecuación 60.

$$h_x = h(x = x_i^*), h_0 = h(x = 0) \text{ y } h_x = h(x = 1)$$

Ecuación 61 Variables de salida de la función $h(\bar{x}, S_1, S_2, x)$

Notar que la salida de la Ecuación 60; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, está siempre entre el limite $[0, 1]$ para todos los valores aleatorios generados x_i^* .

La forma de la función h , es determinada por la media \bar{x} y las variables de forma S_1 y S_2 . El efecto de estos parámetros en la forma de la función h , es mostrado en la Figura 6.8.

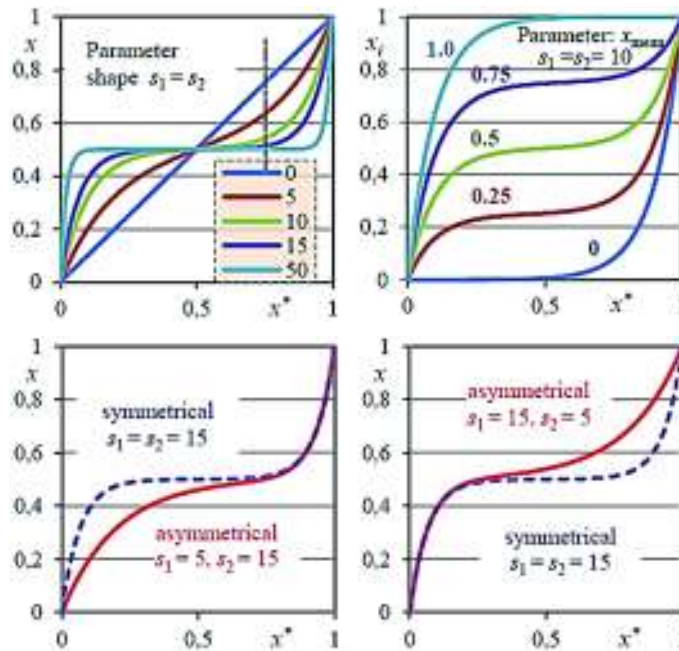


Figura 6.8 Efecto de los parámetros \bar{x}, S_1 y S_2 en la función h [17]

La propiedad distintiva de MVMO es la capacidad de llevar a cabo una búsqueda global, pero centrarse en las mejores soluciones encontradas hasta la iteración respectiva. Esto se muestra para dos variables en la Figura 6.9.

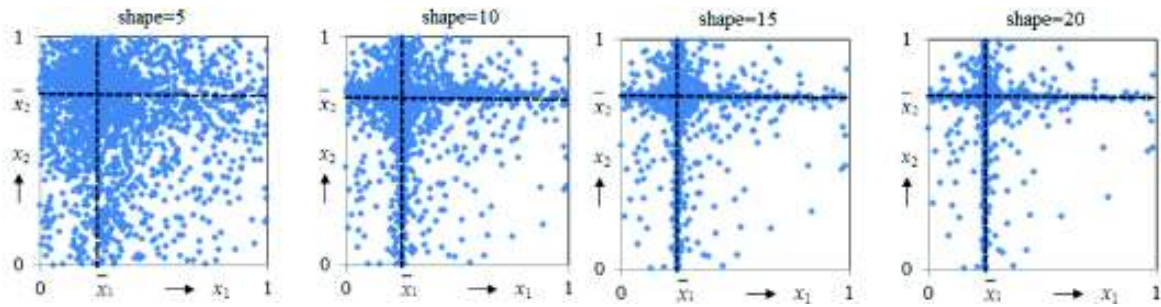


Figura 6.9 Espacio de búsqueda dependiente del factor de forma, numero de variables=2, $\bar{x}_1 = 0.25$, $\bar{x}_2 = 0.75$, $S_1 = S_2$ para las dos variables [17]

Se aprecia en la figura anterior que, la búsqueda se realiza alrededor de los valores medios de las dos variables, sin embargo, hay algunas muestras también fuera de las áreas medias, es decir, el algoritmo realiza la búsqueda global pero el énfasis está casi en los medios.

La media y variables de forma son calculadas del archivo donde se almacenan las "n" mejores poblaciones.

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(j)$$

Ecuación 62 Media

$$S_i = -\ln(v_i) \cdot f_S$$

Ecuación 63 Variable de forma

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(j) - \bar{x}_i)^2$$

Ecuación 64 Varianza

La varianza es calculada únicamente para variables diferentes en el archivo de memoria. El factor f_S puede ser utilizado para cambiar la forma de la función, por ejemplo, cuando la exactitud necesita ser mejorada, incremento $f_S > 1$, o una búsqueda más global es requerida, decremento $f_S < 1$, sin embargo, con la

$$f_S = f_S^* \cdot (1 + rand)$$

Ecuación 65 Calculo factor f_S

Donde:

f_S^* : Denota el valor más pequeño de f_S .

$rand$: Numero aleatorio entre $[0, 1]$.

Cuando la exactitud de la optimización necesita ser mejorada, la Ecuación 66 puede también ser aplicada a fin de que el incremento de f_S^* se progresivo.

$$f_S^* = f_{S_ini}^* + \left(\frac{i}{i_{final}} \right)^2 \cdot (f_{S_final}^* - f_{S_ini}^*)$$

Ecuación 66 Incremento de f_S^*

La variable "i" representa el número de iteración del algoritmo de optimización. Cuando $f_{S_final}^* = f_{S_ini}^*$, el factor f_S es fijo. El rango recomendado para los factores es: $f_{S_ini}^* = 0.9 \dots 1$ y $f_{S_final}^* = 1 \dots 3$.

Las variables de forma S_1 y S_2 son determinadas utilizando el siguiente algoritmo:

$S_{i1} = S_{i2} = S_i$.

if $S_i > 0$ *then*.

$\Delta d = (1 + \Delta d_0) + 2 \cdot \Delta d_0 \cdot (rand - 0.5)$.

if $S_i > d_i$ *then*

$d_i = d_i \cdot \Delta d$

else

$d_i = \frac{d_i}{\Delta d}$

end if

if $rand \geq 0.5$ *then*

$S_{i1} = S_i$

$S_{i2} = d_i$

else

$S_{i1} = d_i$

$S_{i2} = S_i$

end if

end if.

En cada iteración, el factor d_i es escalado hacia arriba o hacia abajo con el factor Δd . De esta manera, d_i siempre oscilará alrededor del factor de forma actual S_i . Además, Δd es variado aleatoriamente cerca del valor $(1 + \Delta d_0)$ con amplitud decreciente de Δd_0 acorde a la Ecuación 67.

$$\Delta d_0 = \Delta d_0^{ini} + \left(\frac{i}{i_{final}} \right)^2 \cdot (\Delta d_0^{final} - \Delta d_0^{inicial})$$

Ecuación 67 Factor de Ancho de Banda

El rango recomendado para el factor de ancho de banda Δd_0 es $0.01 \leq \Delta d_0 \leq 0.4$. Los valores iniciales de d_i se establecen para todas las variables al comienzo de la optimización. La experiencia hasta ahora muestra que los valores de alrededor de $[1, 5]$ son adecuados para garantizar un buen rendimiento inicial.

Una varianza cero puede ocurrir cuando todas las variables de x_i en el archivo de memoria son idénticas. En este caso, el valor previo distinto de cero se usa más. Algunas veces la varianza puede oscilar en un amplio rango. Al usar el factor d_i en lugar de S_i , que es una función de la varianza, se logra un efecto de suavizado.

La media y la varianza no se calculan antes de que el archivo esté completo, en esta etapa, la búsqueda se realiza con $S_{i1} = S_{i2} = 0$ que corresponde con una línea recta entre cero y uno como la función de mapeo. Por lo general, un tamaño de archivo de 2 a 5 es suficiente. Un tamaño de archivo más grande dará como resultado una búsqueda más bien conservadora con orientación sobre las mejores poblaciones guardadas.

Como padre de la nueva población, se utiliza la mejor población guardada en el archivo, primera posición. Luego se selecciona un número determinado de individuos del padre para mutar mediante la función de mapeo.

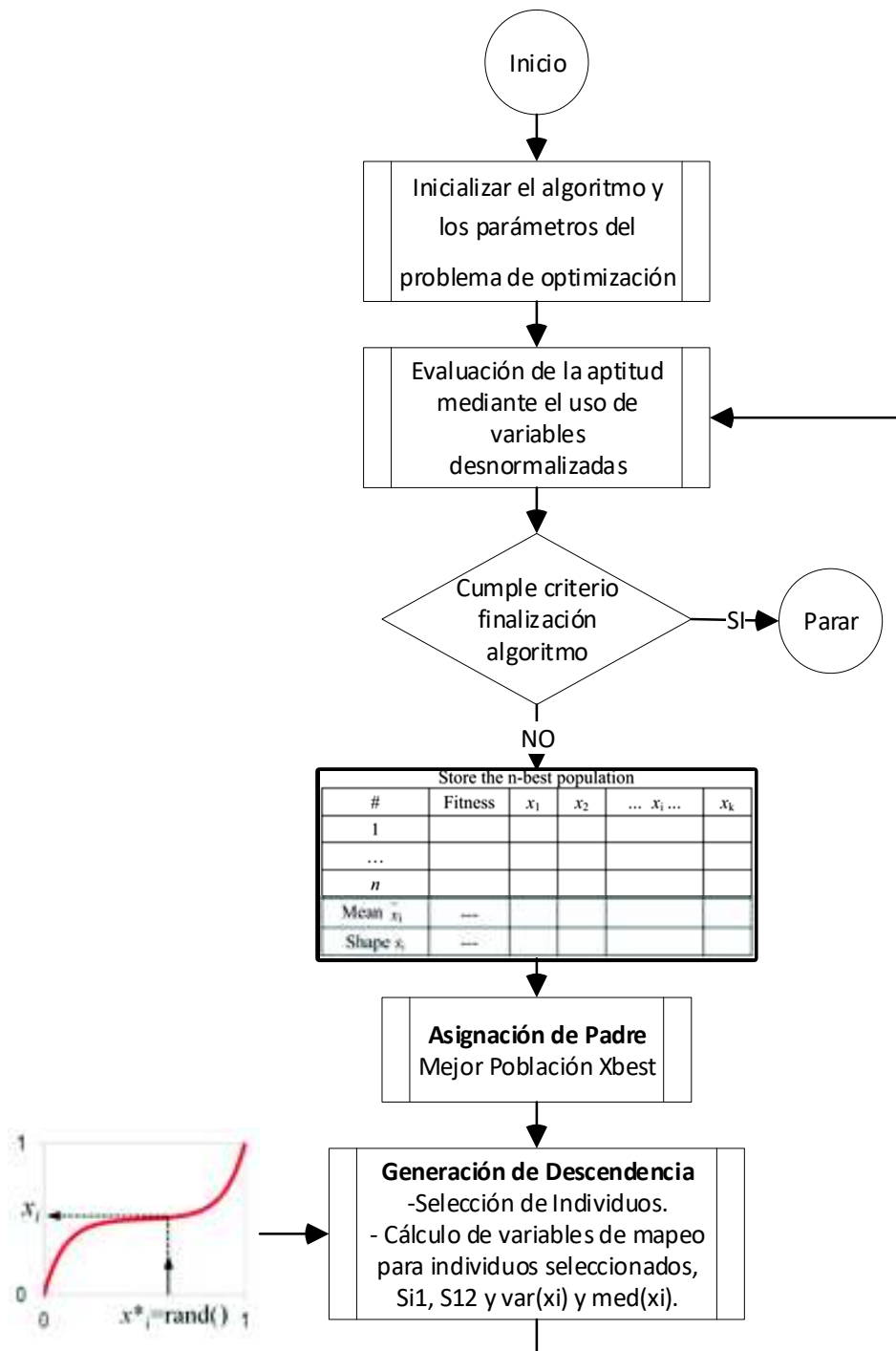


Figura 6.10 Diagrama de Flujo Algoritmo de Optimización MVMO

7 ORDEN DE EMPASTADO