



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**"ESTUDIO Y ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA, PARA
OPTIMIZAR EL FACTOR DE POTENCIA EN LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE 34.5KV"**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

JUAN ANTONIO ÁVILA ABRAJÁN

Asesor de tesis:

Dr. Ricardo Mota Palomino.

Coasesor de tesis:

M.I. Fermín Pérez Vargas

Puebla, Pue.

Diciembre 2015



AGRADECIMIENTOS.

Quiero agradecer en primer lugar a "DIOS" por la vida, los familiares y amigos que tengo a mi lado.

Un agradecimiento especial a mi compañera y esposa de toda la vida "Alma", que me hizo comprender que el amor y la felicidad no están en una sonrisa, un abrazo, o en las cosas materiales que uno pueda llegar a tener, si no que están en la medida en que uno se sacrifica o trabaja para obtener todo esto.

Agradezco al Dr. Ricardo Mota el tiempo y la orientación para la realización de este trabajo. Así como al Dr. Escamilla por su amistad y el apoyo desinteresado en la revisión de este trabajo.

Agradezco a la "CFE" por apoyar el crecimiento profesional de su personal, a los ingenieros Amado Badillo, Fermín Pérez e Ing. Rodolfo Iturbe, por su tiempo, su paciencia y su calidad humana durante la realización de este trabajo.

A todas y cada una de las personas que me ayudaron con sus aportaciones en la realización de este trabajo.



DEDICATORIA.

Este trabajo lo dedico con todo mi cariño y amor a los mejores maestros en mi vida, que son mis tres pequeños **"Vale"**, **"Alo"** y **"Luigy"**, por todas las lecciones de vida que me han enseñado y que gracias a estas, me han hecho ver y comprender que aún tengo mucho que caminar para crecer como ser humano.

RESUMEN.

En este trabajo se presentan los componentes del sistema eléctrico de distribución, para modelar una red de media tensión en 34.5kV y realizar su estudio de flujos de potencia. El análisis se realizó mediante un algoritmo matemático basado en el método de barrido progresivo/regresivo para obtener el estado estable de un circuito de 34.5kV [3].

El objetivo principal del trabajo es determinar circuitos con bajo factor de potencia y encontrar las causas que lo originan, tales como pueden ser; la sobrecarga en circuitos sobredimensionados, la falta de compensación de potencia reactiva por bajo factor de potencia en el circuito, la falta de regulación, entre otros.

Se analiza como caso de estudio un circuito de la red de 34.5kV de la División de Distribución Centro Oriente de la “CFE” en la ciudad de Puebla. Para el cálculo de impedancias y admitancias propias y mutuas se consideran las ecuaciones de **J. Carson** modificadas [1] considerando las características físicas del circuito como; la topología existente, el tipo de estructuras y las características de conductores existentes en los segmentos de línea de la red. Se utilizan mediciones de voltaje del sistema de monitoreo en la subestación eléctrica donde se origina el circuito analizado, para determinar el voltaje del nodo de referencia o nodo raíz. Aplicando el método de barrido progresivo/regresivo [3] se obtiene el estado estable del sistema o del circuito, calculando flujos de potencia para determinar corrientes de carga, flujos de corriente nodal, caídas de tensión en cada nodo, flujos de potencia nodal, factor de potencia y determinar las pérdidas técnicas totales en el circuito.

Se presentan los resultados del circuito y se determina la solución para optimizar el factor de potencia, mediante la compensación reactiva para corregir el factor de potencia con la instalación de bancos de capacitores, la reconfiguración o recalibración del circuito en los segmentos de línea con sobrecarga de corriente en algún punto de interés, ó la inserción de un regulador de voltaje para aumentar la tensión cuando se tienen cargas importantes o considerables y exista caída de tensión mayor al 5% desde la fuente hasta el nodo de interés. Se comparan los resultados obtenidos con el algoritmo en “MATLAB” con un programa que ya ha sido comprobado para los ejemplos de prueba de la **IEEE** [13], así como comparar las pérdidas con un programa utilizado en el proceso de planeación que resuelve flujos de potencia a través del método de **Newton Raphson** desacoplado para redes balanceadas.

Se presentan comentarios finales en las conclusiones para proponer trabajos futuros relacionados con la reducción de pérdidas y con la estimación de estado en la red de distribución para aplicaciones de tiempo real.



ABSTRACT

In this paper the components of the electrical distribution system are presented to model a network of medium voltage 34.5kV and his study of power flows. The analysis was performed using a mathematical algorithm based on the method of forward/backward sweep for the steady state of a 34.5kV circuit's [3].

The main objective is to determine circuits with low power factor and find the causes that originated them, such as can be; Oversized overloading circuits, lack of reactive power compensation due to low power factor in the circuit, the lack of regulation, among others.

It is analyzed as a case study a 34.5kV circuit network in División de Distribución Centro Oriente "CFE" in the city of Puebla. When calculating impedances and self and mutual admittances it is considered the **J. Carson** modified equations [1] considering the physical characteristics of the circuit as; the existing topology, the type of structure and characteristics of existing wires in the line segments of the network. Voltage measurements monitoring system in the electrical substation where the circuit originates analyzed to determine the voltage of reference node or root node. Applying the method of forward/backward sweep [3] steady state system or circuit is obtained by calculating power flows to determine load currents, flows nodal current, voltage drops in each node, flows nodal power factor power determine total techniques and circuit losses.

Circuit results are presented and the solution is determined to optimize the power factor by compensating for reactive power factor correction with capacitor banks installation, reconfiguration or recalibration of the circuit in the line segments overload power at some point of interest, or the insertion of a voltage regulator to increase tension when they have significant or substantial burdens and there is higher voltage drop 5% from the source to the node of interest. The results obtained with the algorithm in "MATLAB" with a program that has already been checked for examples of the **IEEE** test [13] and compared with losses a program used in the planning process that solves flows are compared power through **Newton Raphson** decoupled method for balanced networks.

Concluding remarks are presented in the conclusions to propose future work related to the reduction of losses and state estimation in the distribution network for real-time applications.



ÍNDICE GENERAL.

AGRADECIMIENTOS.	I
DEDICATORIA.	II
RESUMEN.	III
ABSTRACT.	IV
ÍNDICE GENERAL.	V
ÍNDICE DE FIGURAS.	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.	XI
GLOSARIO DE SÍMBOLOS.	XII
LISTA DE ACRÓNIMOS.	XV

CAPITULO I.- ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.

1.1. Introducción.	1
1.2. Planteamiento del problema.	2
1.3. Justificación.	4
1.3.1. Justificación institucional.	4
1.4. Objetivo.	5
1.4.1 Objetivo específicos.	5
1.4.1.1 Aportaciones.	5
1.5. Hipótesis,	8
1.6. Información existente.	8
1.7. Información derivada de los estudios.	8
1.8. Contenido de la tesis.	9

CAPITULO II. MODELADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.

2.1. Marco Histórico.	11
2.2. Características de los circuitos de distribución.	12
2.3. Modelado del sistema de distribución.	12
2.3.1. Impedancia serie de la línea de distribución.	13
2.3.1.1. Matriz de impedancia primitiva para líneas aéreas.	15
2.3.1.2. Matriz de impedancias de fase para líneas aéreas.	16
2.3.1.3. Impedancias de secuencia.	20
2.4. Admitancia en derivación de la línea de distribución.	21
2.5. Modelo del segmento de línea.	24
2.6. Regulación de Voltaje.	30
2.6.1. Modelado de regulador de voltaje a pasos.	33
2.7. Modelado de cargas.	36



2.7.1. Cargas conectadas en estrella.....	37
2.7.2. Cargas de potencia real y reactiva constante.	38
2.7.3. Cargas de impedancia constante.	38
2.7.4. Cargas de corriente constante.	39
2.7.5. Cargas combinadas.	40
2.7.6. Cargas conectadas en delta.	40
2.8. Modelado de capacitores en derivación.	40
2.8.1. Banco de capacitores conectado en estrella.	40
2.8.2. Banco de capacitores conectados en delta.	41
2.8.3. Técnicas de compensación reactiva.	43
CAPITULO III. MÉTODO ITERATIVO DE BARRIDO PROGRESIVO/REGRESIVO, PARA RESOLVER FLUJOS DE POTENCIA.	
3.1. Introducción.	46
3.2. Método iterativo de barrido, desarrollado por <i>D. Shirmohammadi</i>	47
3.3. Método iterativo de barrido de suma de corrientes.	47
CAPITULO IV. CASO DE ESTUDIO.	
4.1. Operación del circuito AML5020 de la subestación Almecatla dentro de la División de Distribución Centro Oriente de la CFE.	53
4.2. Obtención de los datos para el caso de estudio.	54
4.2.1. Conductores.	55
4.2.2. Distancias Entre conductores.	56
4.2.3. Convirtiendo la topología de la red en una red arbolada.	57
4.3. Estructura del algoritmo matemático.	58
4.3.1. Cálculo de Impedancias.	59
4.3.2. Entrada de datos generales de la red, para su simulación.	61
4.3.3. Calculo del estado estable.	71
4.3.4. Optimización del factor de potencia.	78
CAPITULO V. ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS.	
5.1. Introducción.....	88
5.2. Programa “ <i>RDAP</i> ”.	88
5.2.1. Calculando Impedancias dentro de <i>RDAP</i>	89
5.2.1. Introduciendo los segmentos de línea en <i>RDAP</i>	91
5.2.2. Introduciendo las cargas dentro de <i>RDAP</i>	92
5.3. Comparación de resultados entre <i>RDAP</i> y <i>MATLAB</i>	92
5.4. Comparación de resultados entre el programa <i>SYNERGEE</i> y el programa en <i>MATLAB</i>	100



CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. Conclusiones.....	103
6.2. Trabajos Futuros.....	105

BIBLIOGRAFÍA Y/O REFERENCIAS.....	107
-----------------------------------	-----

ANEXO A.- TABLAS Y CONSIDERACIONES DE LAS NORMAS DE CFE.	108
ANEXO B.- ALGORITMO EN <i>MATLAB</i> , PARA CALCULAR IMPEDANCIAS Y ADMITANCIAS.	111
ANEXO C.- DATOS GENERALES DEL CIRCUITO LML5020.	112
ANEXO D.- ALGORITMO EN <i>MATLAB</i> , PARA CALCULAR EL ESTADO ESTABLE.	116
ANEXO E.- RESULTADO DEL ESTADO ESTABLE, CIRCUITO LML5020.	119
ANEXO F.- RESULTADO DEL ESTADO ESTABLE, CON 2 CAPACITORES DE 300kVAR EN EL CIRCUITO LML5020.	125

ÍNDICE DE FIGURAS.

- Figura 1.1. Elementos de un sistema eléctrico de potencia.
- Figura 2.1. Segmento de línea de cuatro hilos en estrella aterrizada.
- Figura 2.2. Modelo de un segmento de línea trifásica.
- Figura 2.3. Modelo exacto de un segmento de línea trifásico.
- Figura 2.4. Autotransformador elevador.
- Figura 2.5. Posición de aumento del regulador de paso Tipo B.
- Figura 2.6. Posición de disminución del regulador de paso Tipo B.
- Figura 2.7. Carga conectada en estrella.
- Figura 2.8. Banco de capacitores conectado en estrella.
- Figura 2.9. Triangulo de potencias.
- Figura 2.10. Porcentaje de Disminución de FP por compensación Reactiva.
- Figura 3.1. Numeración de Nodos y niveles para un circuito de 57 nodos.
- Figura 4.1. Diagrama de la topología del circuito LML5020.
- Figura 4.2. Disposición de conductores de acuerdo a estructura "VS3N".
- Figura 4.3. Arreglo arbolado de la red del circuito de 34.5kV.
- Figura 4.4. Diagrama de Flujo para el cálculo de Impedancia.
- Figura 4.5. Datos y resultado del cálculo de las de matrices de impedancia y admitancia.
- Figura 4.6. Diagrama de Flujo para ingresar los datos generales.
- Figura 4.7. Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía de la CFE.
- Figura 4.8. Datos generales del circuito, Impedancias y admitancias.
- Figura 4.9. Perfil de carga del circuito LML5020.
- Figura 4.10. Matriz de potencias constantes.
- Figura 4.11. Matrices de corriente y de voltaje.

- Figura 4.12. Matriz de nodos de corriente para la última capa o nivel.
- Figura 4.13. Matriz de nodos de voltaje para la primer capa o nivel.
- Figura 4.14. Reporte de perfil de carga del circuito dentro del SIMOCE.
- Figura 4.15. Diagrama de flujo del algoritmo para el cálculo del estado.
- Figura 4.16. Corriente de carga en cada nodo del circuito
- Figura 4.17. Flujos de corrientes hacia el nodo raíz.
- Figura 4.18. Resultado de las caídas de tensión hacia la última capa.
- Figura 4.19. Resultado del número de iteraciones al cual convergió.
- Figura 4.20. Resultado de los flujos de potencia hacia el nodo raíz.
- Figura 4.21. Resultado del Factor de Potencia.
- Figura 4.22. Resultado de las pérdidas totales en el circuito.
- Figura 4.23. Resultado de la optimización del FP (0.88) a un FP (0.95).
- Figura 4.24. Caso 1, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 13.
- Figura 4.25. Caso 2, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 33.
- Figura 4.26. Caso 3, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 13 y 33.
- Figura 4.27. Comparativo para los tres casos del circuito LML5020.
- Figura 4.28. Grafica nodos de la red principal o troncal.
- Figura 4.29. Nodo con las pérdidas mínimas para un banco de 300kVAr.
- Figura 4.30. Simulación de las dos condiciones para una potencia reactiva de 900kVAr.
- Figura 5.1. Disposición de Conductores en estructura VS3N.
- Figura 5.2. Impedancia calculada para la estructura VS3N.
- Figura 5.3. Impedancia en el algoritmo de fases con la admitancia.
- Figura 5.4. Segmentos de Línea de acuerdo red arbolar.
- Figura 5.5. Grupo de cargas dentro del “RDAP”.



Figura 5.6. Resultado del análisis en el nodo fuente con el programa

Figura 5.7. Resultado del análisis en el nodo fuente con el programa en *MATLAB*.

Figura 5.8. Caída de tensión por nodo en el programa *RDAP*.

Figura 5.9. Caída de tensión por nodo, en el programa *MATLAB*.

Figura 5.10. Cálculo de las pérdidas técnicas del circuito en el programa *RDAP*.

Figura 5.11. Cálculo de pérdidas técnicas del circuito en el programa *MATLAB*.

Figura 5.12. Programa *SYNERGEE*, para la simulación de redes de distribución.

Figura 5.13. Pérdidas calculas en *MATLAB*, con un banco de capacitores de 300kVAR.



ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 4.1. Perfiles de carga del circuito LML5020 del 11 de noviembre.

Tabla 5.1. Porcentaje de error del programa en *MATLAB*.

Tabla 5.2. Caída de tensión por nodo en el programa *MATLAB*.

Tabla 5.3. Porcentaje de Error en el cálculo de las Pérdidas.

Tabla 5.4. Pérdidas Calculadas en el programa *SYNERGEE*.

Tabla 5.5. Porcentaje de error, Pérdidas Calculadas en el programa *SYNERGEE*.



GLOSARIO DE SÍMBOLOS.

S	Potencia compleja.
P	Potencia real.
Q	Potencia reactiva.
Θ	Ángulo de voltaje y corriente.
V	Magnitud de voltaje.
R	Resistencia.
X	Reactancia.
Y	Magnitud de admitancia.
G	Magnitud de conductancia.
B	Magnitud de susceptancia.
$[I_{abc}]$	Matriz de Corriente de fases compleja.
$[Z_{abc}]$	Matriz de Impedancia de fases compleja.
$[V_{abc}]$	Matriz de voltaje de fases compleja.
$[V_{012}]$	Matriz de voltaje de secuencias compleja.
Ω	Ohmios.
$Conj.$	Conjugado.
kV	Unidad de Voltaje en Miles.
f	Magnitud de frecuencia.
Hz	Unidad de la frecuencia.
P	Magnitud de resistividad.
Ln	Logaritmo Natural.



r_d	Resistencia por longitud.
Ft	Unidad de longitud en Pies.
mi	Unidad de longitud en Millas.
GMR	Radio Medio Geométrico.
D_{ij}	Distancia entre Conductores.
$[Z_{primitiva}]$	Matriz Primitiva Compleja.
$[]^{-1}$	Matriz Inversa.
$[t]$	Matriz de Transformación.
$[U]$	Matriz Unitaria.
ϵ_{aire}	Magnitud de Permitividad del Aire.
$[C_{abc}]$	Matriz de Capacitancia de fases..
$[Y_{abc}]$	Matriz de admitancias de fases..
$[VLG_{abc}]$	Matriz de Voltajes a Tierra de fases..
$Voltaje_{desbalance}$	Porcentaje de Voltaje de desbalance.
kW	Unidad de Potencia Activa en Miles.
$kVAr$	Unidad de Potencia Reactiva en Miles.
kWH	Unidad de Potencia Activa en Miles medidos en una Hora.
$kVArH$	Unidad de Potencia Reactiva en Miles medidos en una Hora.
kVA	Unidad de Potencia Aparente en Miles.
MVA	Unidad de Potencia Aparente en Megas.
$[J_{abc}]$	Matriz de Flujo de Corriente.
AML5020	Nomenclatura del circuito de 34.5kV.
VS3N	Nomenclatura de Estructura.



Cu	Cobre Recocido.
$ACSR$	Conductor de Aluminio con Alma de Acero.
$(x+yi)$	Plano complejo.
$[Nc]$	Matriz de Nodos de corriente.
$[Nv]$	Matriz de Nodos de voltaje.
Σ	Sumatoria.
$PU's$	Valores en por unidad.
$ACSR$	Conductor de Aluminio con Alma de Acero.



LISTA DE ACRÓNIMOS

CFE	Comisión Federal de Electricidad.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SED	Sistema Eléctrico de Distribución.
FP	Factor de Potencia.
<i>MATLAB</i>	<i>MATrix LABoratory</i>
<i>RDAP</i>	<i>Radial Distribution Analysis Package</i>
<i>SYNERGEE</i>	Software para el análisis de redes de distribución.
SIMOCE	Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía
SIGED	Sistema GE referenciado de Distribución
SCADA	Sistema de Control y Adquisición de Datos
<i>IEEE</i>	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc</i>
<i>L.K.V.</i>	Leyes de Voltaje de <i>Kirchhoff</i> .
<i>L.K.I.</i>	Leyes de Corriente de <i>Kirchhoff</i> .
UTR	Unidad Terminal Remota.
“IMPEDANCIAS”	Algoritmo para Calcular Impedancias.
“ESTADO”	Algoritmo para Calcular el Estado Estable.
“CAPACITORES”	Algoritmo para Calcular La Potencia Reactiva.
“REGCAP”	Algoritmo para Simular Bancos de Capacitores y Reguladores.
<i>Slack</i>	Nodo Raíz o Subestación.

CAPÍTULO I.

ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.

1.1. Introducción.

Dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como se muestra en la figura 1.1, el componente de distribución era considerado y caracterizado tradicionalmente como el componente menos importante [1].

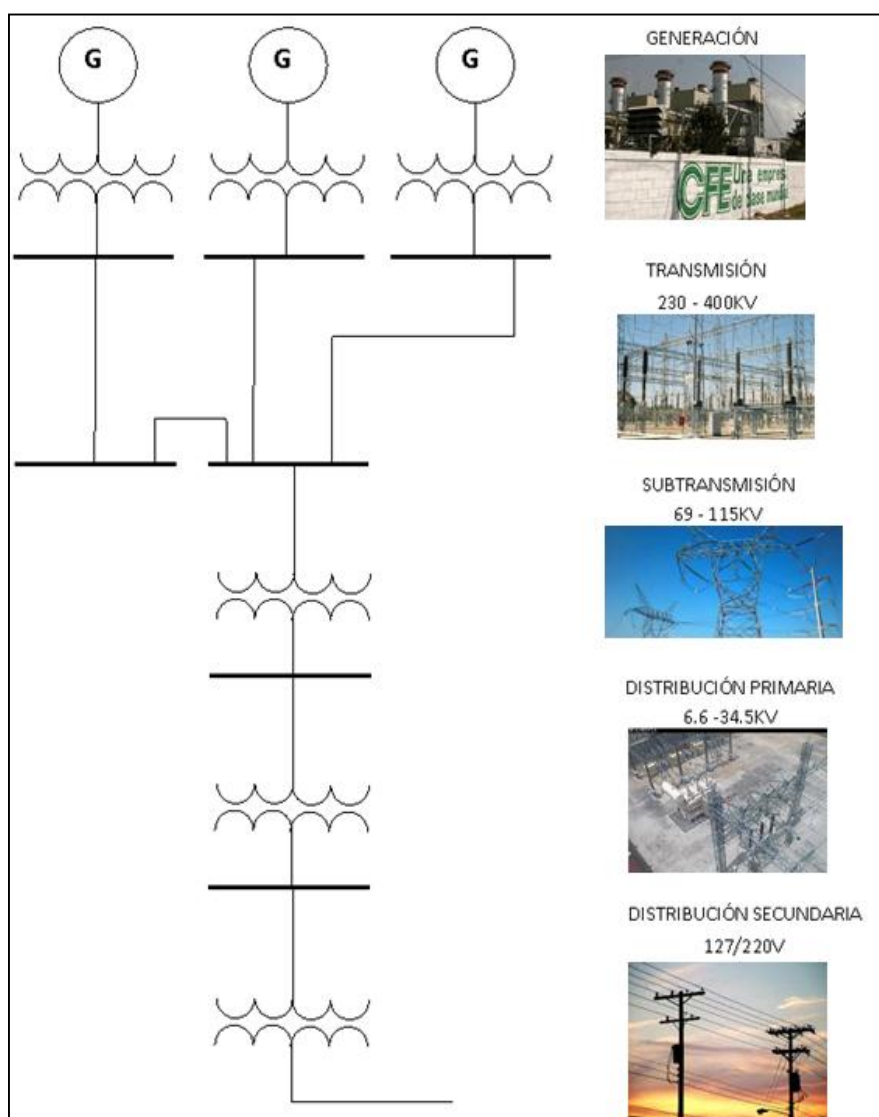


Figura 1.1. Elementos de un sistema eléctrico de potencia.

En la actualidad el Sistema Eléctrico de Distribución (SED), es el proceso más importante entre los consumidores y la fuente de energía. Debido a lo anterior es de suma importancia conocer la problemática en la red de distribución para la optimización de la misma, pero aún existe poco interés por hacer un análisis más completo y detallado de la red de distribución, debido a que los sistemas de distribución típicamente están sobre diseñados.

Para operar el sistema de distribución con la mayor eficiencia sin rebasar su máxima capacidad, las preguntas que necesitamos saber para operar de una manera eficiente el SED son [1]:

1. ¿Cuál es la capacidad máxima?
2. ¿Cómo determinar esta capacidad?
3. ¿Cuáles son los límites de operación que deben ser satisfechos?
4. ¿Qué puede hacerse para operar de manera segura el sistema de distribución dentro de los límites de operación?
5. ¿Qué puede hacerse para que el sistema de distribución opere con el fin de mejorar la continuidad, eficiencia, confiabilidad, calidad, seguridad y sustentabilidad?

Estas preguntas deben ser contestadas modelando el sistema de distribución de acuerdo a las condiciones reales existentes de su topología y características físicas. El propósito de modelar adecuadamente los principales componentes de un SED, está en desarrollar técnicas de análisis para conocer las condiciones de estado-estable y las condiciones de corto circuito [1].

1.2. Planteamiento del Problema.

Los elementos eléctricos que intervienen directamente en los procesos de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica forman un todo único de operación conjunta, de aquí se deriva que casi toda la electricidad que consumimos en las industrias, fábricas y hogares, son elementos a considerarse como equipos consumidores de energía eléctrica.

El Factor de Potencia (FP) es un indicador cualitativo y cuantitativo que nos da una idea del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. También, es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se convierte en trabajo.

Las instalaciones eléctricas que operan con un FP menor a 0.90, afectan a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión y en las cuales se presentan los siguientes problemas:

- Incremento de pérdidas por efecto Joule. Cuando una corriente eléctrica pasa por una resistencia, se transfiere energía desde las cargas eléctricas que circulan por la resistencia hacia el medio ambiente. Esta transferencia se manifiesta como calentamiento de la resistencia y de su medio ambiente, fenómeno que se denomina efecto Joule.
- La rapidez con que se transfiere al ambiente la energía potencial eléctrica de las cargas que circulan por el circuito se calculan en función del voltaje y la corriente en el elemento pasivo correspondiente.
- Sobrecarga en líneas de distribución. Cuando se tiene sobredimensionado un circuito y tiene conectada una carga mayor, la cual está por encima de su capacidad nominal, existirá una sobrecarga en el circuito.
- Aumento en la caída de Tensión. Cuando la topología de red es muy extensa y no se toma en cuenta en la parte de la planeación de los circuitos para balancear las fases en la construcción de ramales al circuito principal, monofásicos ó bifásicos, o por sobrecarga en los circuitos, se empieza a presentar en los nodos más extensos o en los más sobrecargados aumento en la caída de tensión $\geq 3\%$.
- Incremento en la Facturación Eléctrica. Cuando el FP para los usuarios está por debajo del 90% significa energía desperdiciada por la empresa y en consecuencia un incremento innecesario en el importe de su facturación por este concepto. De acuerdo al comportamiento del factor de potencia se aplica una penalización cuando el $FP < 90\%$ o una bonificación cuando el $FP > 90\%$.

1.3. Justificación.

La mayoría de las fallas que existen en el SEP ocurren en el nivel de distribución, aun cuando estas no sean de grandes magnitudes y conociendo la importancia del vínculo que existe con los usuarios finales, es de suma importancia hacer un análisis y estudio de flujos de potencia para determinar las condiciones existentes en la red de media tensión y determinar la problemática, así como sus pérdidas técnicas para la optimización en la operación del circuito.

En la actualidad se cuenta con simuladores para el estudio de flujos de potencia en las redes de distribución que se basan en métodos para redes balanceadas, los cuales son modificaciones de los métodos utilizados para sistemas de transmisión y generación. Estos simuladores son muy costosos y en algunos casos el licenciamiento es temporal y está restringido para cierto número de equipos.

En la actualidad se necesita un suministro de energía eléctrica de máxima calidad, con mejor confiabilidad, máxima eficiencia y tomando en consideración los costos ocasionados por las interrupciones de este para todo tipo de clientes. Es importante contar con una herramienta basada en un algoritmo matemático, que se pueda aplicar para conocer el estado estable de nuestra red radial de media tensión.

1.3.1. Justificación Institucional.

El contar con una herramienta simple para realizar el análisis y estudio de flujos de potencia en la red radial de distribución de 34.5kV, servirá para obtener una radiografía del estado en el que se encuentra el circuito a estudiar.

Con los resultados del estado obtenido, se proponen soluciones prácticas para optimizar el factor de potencia en los circuitos, la disminución de pérdidas, corrección de sobrecarga en transformadores y en líneas de distribución. Todo esto produce un ahorro significativo en costos por mantenimiento y se mejora la operación del sistema garantizando los índices de confiabilidad de tensión y optimización del FP a nuestros usuarios finales.

1.4. Objetivo.

El objetivo de esta tesis es desarrollar la metodología para corregir la condición de operación de circuitos en redes radiales de distribución, con bajo factor de potencia. Para este propósito se utilizan las mediciones de equipos de monitoreo y los datos de las características físicas de conductores y su topología. Mediante un algoritmo matemático implementado en lenguaje “**MATLAB**” y aplicando el método iterativo de barrido progresivo/regresivo para el análisis [3], auxiliar para verificar el resultado de las acciones propuestas.

1.4.1. Objetivos Específicos.

- Desarrollar una herramienta para el estudio y análisis de flujos de potencia para redes de distribución radial.
- Revisar el estado de circuitos radiales de distribución de 34.5 kV, en la Zona de Distribución Puebla Poniente.
- Comparar los resultados del algoritmo matemático de flujos de potencia propuesto, con el programa “**RDAP**” [14] y el programa “**SYNERGEE**” [15] que utiliza (**CFE**), para determinar si es eficiente el modelo desarrollado.
- Aplicar el análisis y estudio de flujos de potencia a un circuito de 34.5 kV, con bajo factor de potencia y optimizarlo a través de simulaciones, para determinar si es factible la propuesta económica y operativamente.

1.4.1.1. Aportaciones.

Como aportación Principal en este trabajo se desarrolló un algoritmo en **MATLAB**, el cual no requiere de licenciamiento costoso, converge de manera rápida en la obtención de los resultados y modela la red de manera detallada en base a las ecuaciones de **Carson** [1] y a las disposiciones generales que vienen en el libro de **Kersting** [1]. El algoritmo se compone de cuatro archivos;

El primero denominado “**IMPEDANCIAS**”.- En este archivo se calculan las impedancias y admitancias de la red de acuerdo a las ecuaciones de **John Carson** [1] y considerando las condiciones físicas de la red, en este punto es muy importante tomar en cuenta el tipo de estructuras en las cuales esta soportada la red, si es monofásica, bifásica, trifásica, con o sin hilo neutro, para asegurar resultados más apegados a las condiciones reales de la red.

El segundo archivo se denomina “DATOS”.- En este se introduce la configuración de la red de acuerdo al diagrama arbolado del circuito, como la topología de manera detallada, las impedancias previamente calculadas en el archivo “IMPEDANCIAS”, el voltaje nominal del circuito, la distancia de los segmentos de línea, las cargas del circuito en forma de potencia compleja con un factor de asignación, de acuerdo al análisis del perfil de carga sustraído del medidor en la subestación eléctrica. Es importante tener bien definidas las trayectorias de los ramales del circuito para realizar el cálculo de manera eficiente. Con estos datos se obtiene el estado estable de la red y se conoce su problemática.

El tercer archivo denominado “**ESTADO**”.- Se programa el algoritmo de barrido progresivo-regresivo de acuerdo a la metodología desarrollada por **D. Shirmohammadi** [3], para determinar el estado estable del circuito, asignando el valor del voltaje nominal a todos los nodos y haciendo un barrido progresivo para calcular las corrientes de carga. Posteriormente se hace un barrido regresivo para ir sumando las corrientes desde el último nodo hasta el nodo en la subestación o nodo raíz, de acuerdo a la configuración anteriormente establecida. Después se hace un barrido progresivo desde el nodo raíz hasta el último nodo para calcular la caída de tensión, de acuerdo a la impedancia y admitancias de los segmentos de línea [1]. Por último se establece el criterio de convergencia entre cada iteración, si se cumple entonces se calculan los flujos de potencia, el factor de potencia y las pérdidas del circuito. Estos valores obtenidos son el parte aguas para determinar la potencia reactiva necesaria para optimizar el factor de potencia en el circuito de acuerdo a la guía de calidad de energía de CFE [13].

El cuarto archivo se denomina “REGCAP”.- En esta etapa se simulan las mejoras propuestas en base a lo obtenido en el estado estable, como lo es la potencia reactiva calculada para mejorar el factor de potencia y los bancos de regulación en caso de que la caída de tensión rebase el 5%, desde el nodo raíz hasta el nodo fuente, o si se requiere de una recalibración en algún segmento de línea donde se rebase la capacidad nominal.

Es importante mencionar que este algoritmo calcula el estado estable de la red y muestra en cada nodo los siguientes resultados:

- Corrientes de carga por fase.
- Flujos de corriente por fase, con cálculo de sobre carga en amperes por segmento.
- Caída de tensión por nodo (en pu ó en kV y el porcentaje).
- Flujos de potencia por fase (kW, kVAR).
- Factor de potencia.
- Pérdidas del circuito por fase (kVA, kW, kVAR).
- Pérdidas totales del circuito (kVA, kW, kVAR, suma de las tres fases).
- Cálculo de la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia en cada nodo.
- Gráfica de Caída de Tensión en la red troncal o principal del circuito.
- Gráfica del factor de potencia en la red troncal o principal del circuito.

Con las gráficas de la caída de tensión y de factor de potencia se puede ver de manera muy sencilla las condiciones del circuito.

De acuerdo a los resultados del estado estable obtenido se puede simular lo siguiente:

- Bancos de capacitores de acuerdo a la potencia requerida.
- Bancos de regulación de acuerdo a los nodos que rebasan el 5% de caída de tensión.

Las gráficas de la simulación de los bancos de regulación y de los bancos de capacitores se superponen a las gráficas del estado estable con lo cual, es fácil ver de manera gráfica la mejora propuesta.

Es importante mencionar que en este trabajo sólo se calcula el estado estable y la potencia reactiva necesaria para optimizar el factor de potencia, pero falta trabajar en el algoritmo alguna metodología como la de mínimos cuadrados para calcular las mínimas pérdidas del circuito y el punto optimo en la instalación dependiendo de un banco de capacitores, dichos trabajos se proponen como trabajos futuros.

1.5. Hipótesis.

El contar con una herramienta matemática simple y fácil de utilizar en la solución de flujos de potencia para la red de distribución, utilizando datos reales de la topología en la red y las mediciones en la subestación del voltaje y la corriente en tiempo real, se obtienen resultados más apegados a las condiciones operativas existentes de la red en condiciones estables. Una vez obtenido el estado estable se calculan las pérdidas técnicas de manera confiable, se simula la aplicación de bancos de capacitores de acuerdo a la potencia reactiva (Q) necesaria para optimizar el factor de potencia, disminuyendo el porcentaje en la caída de tensión y la reducción en las pérdidas técnicas debido a la disminución de corriente por el suministro de la potencia reactiva por los bancos de capacitores en la concentración de la carga.

1.6. Información existente.

Las variables independientes requeridas para el estudio y análisis de flujos de potencia, serán las mediciones de voltaje, corriente, cargas (potencia consumida), obtenidas a través del Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía (**SIMOCE**), así como la recopilación de los datos y características de los circuitos contenidos en el Sistema GE referenciado de Distribución (**SIGED**). Dichas variables tienen la ventaja de ser guardadas en una base de datos para explotar la información por año, semana, día o con un retraso de 10 minutos, y en el caso del Sistema de Control y Adquisición de DATos (**SCADA**) las mediciones son en tiempo real, dichas variables o parámetros que se emplean en el algoritmo matemático son:

- Voltajes por fase en Magnitud y ángulo, en tiempo real.
- Potencia Aparente (S).- Potencias Activa (P) y Reactiva (Q), de las cargas medidas.

1.7. Información derivada de los estudios.

Las variables dependientes serán conocidas por los resultados de nuestro análisis y estudio de flujos de potencia. Las cuales se calculan de acuerdo al método de barrido.

Método de Barrido.- Método iterativo utilizado para calcular la estimación de estado de los circuitos, aplicado al análisis de flujos de potencia, para determinar las siguientes variables de la red:

- Caída de tensión de todos los nodos de la red (magnitud y ángulo).
- Flujos de corriente en todos los nodos de la red (magnitud y ángulo).
- Flujos de potencia (magnitud y ángulo).
- Factor de Potencia (FP).
- Pérdidas totales por circuito.

1.8. Contenido de la Tesis.

➤ CAPÍTULO I.- En este capítulo se describen los elementos del sistema eléctrico de distribución y su importancia dentro de un SEP, se hace el planteamiento del problema en redes de distribución con bajo factor de potencia. Se determinan los objetivos de este trabajo para optimizar el FP, se plantea la hipótesis en la necesidad de tener una herramienta para conocer circuitos con bajo FP y se da a conocer la información existente para obtener el estado estable de los circuitos.

➤ CAPÍTULO II.- En este capítulo se describen los modelos de los diferentes elementos conectados en la red de distribución para modelarlos en el estudio y análisis de flujos de potencia, tales como; impedancias y admitancias de los segmentos de línea, reguladores de tensión, banco de capacitores y el tipo de cargas conectados en un SED. Se mencionan algunas técnicas de compensación reactiva para optimar la red de distribución.

➤ CAPÍTULO III.- En este capítulo se describen algunos métodos para resolver flujos de potencia para redes balanceadas y el método para redes desbalanceadas propuestos por **D. Shirmohammadi** [3] aplicando Barrido Regresivo/Progresivo, dependiendo de la tolerancia de comparación entre una iteración y otra. Así como se describe la metodología que se aplicó en la obtención

del estado estable, el cálculo de las pérdidas y la potencia reactiva necesaria para su optimización.

➤ CAPITULO IV.- En este capítulo se obtiene el estado estable del circuito AML5020 de 34.5kV, de la subestación eléctrica Almecatla dentro del ámbito de la Zona de Distribución Puebla Poniente, se describe la aplicación del algoritmo para determinar el estado estable del circuito determinando bajo factor de potencia, el porcentaje de caída de tensión y la potencia reactiva necesaria para su optimización.

➤ CAPITULO V.- En este capítulo se realizó la comparación de los resultados obtenidos por el algoritmo propuesto en lenguaje “MATLAB” con el software “RDAP” el cual fue comprobado con las redes propuestas por la IEEE [16], comprobando la eficiencia en tiempo y en exactitud que presento el algoritmo en la solución de flujos de potencia en las redes de distribución radiales. Las pérdidas obtenidas por el algoritmo propuesto se verificaron con el software “SYNERGEE” utilizado por el departamento de planeación para sus estudios, obteniendo un porcentaje considerable ya que el software esta realizado para análisis con cargas balanceadas.

➤ CAPÍTULO VI, En este capítulo se presentan las conclusiones de nuestro estudio y se mencionan las aportaciones hechas para trabajos futuros relacionados con la estimación de estado en tiempo real en redes de distribución.

CAPÍTULO II.

MODELADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.

2.1. Marco Histórico.

Durante décadas, el componente de distribución se caracterizó tradicionalmente como el componente menos importante, dentro del SEP. En la actualidad el vínculo en la operación de la red de distribución con las redes de transmisión y generación, requiere de un desarrollo más innovador que garantice técnicas operativas eficientes a través de un análisis más rápido y preciso. Pero aún existe poco interés por realizar un análisis más completo y detallado en la red de distribución, por lo cual, los sistemas de distribución típicamente están sobre dimensionados [1].

En los últimos años aumentó el interés por desarrollar algoritmos eficientes para el cálculo de flujos de potencia, aprovechando la disponibilidad de recursos computacionales con los que se cuenta en la actualidad, perfeccionando la simulación de los sistemas de la red eléctrica mediante técnicas numéricas [2].

La importancia para determinar las condiciones estables en la red de distribución es el parte aguas, para conocer y determinar la problemática existente en la red de distribución, que para nuestro caso de estudio se aplica el análisis a un circuito de 34.5kV con bajo factor de potencia.

Para obtener un modelo exacto de la red de distribución para su análisis y estudio, se toma en cuenta lo siguiente [1];

- La subestación alimenta a uno o más alimentadores radiales.
- Cada circuito debe ser modelado con suficiente precisión como sea posible para que el análisis tenga el significado adecuado.
- La tarea más difícil para el ingeniero es adquirir todos los datos necesarios.
- Los mapas del alimentador generalmente contienen la mayoría de los datos necesarios.
- Los datos adicionales como la configuración estándar de postes, conductores específicos usados en cada segmento de línea, conexiones

de transformadores trifásicos, y ajustes del regulador de voltaje deben provenir de registros almacenados.

Una vez que todos los datos han sido adquiridos, el análisis puede comenzar utilizando el modelado de los diferentes dispositivos [1].

2.2. Características de los circuitos de distribución.

Las cargas que se presentan en el sistema de distribución por un consumidor individual o un grupo de consumidores están cambiando constantemente. Por ejemplo; cada vez que una luminaria o un aparato eléctrico se conectan o se desconectan, la carga vista por el alimentador de distribución cambia constantemente. Estas cargas son del tipo desbalanceadas con una, dos o tres fases, sin transponer los segmentos de línea, esta combinación produce corrientes y voltajes trifásicos desbalanceados, la resistencia en las líneas es comparable en magnitud con la reactancia. Para analizar estas condiciones en la forma más precisa posible, es necesario modelar las tres fases del alimentador con exactitud [1].

La radialidad y la topología en los circuitos de distribución son muy complicadas y para el análisis será la parte esencial para la obtención de resultados más precisos. El tipo de estructuras y la disposición de los conductores son muy importantes para el cálculo de parámetros eléctricos propios y mutuos en los conductores de fase e hilo neutro. El cálculo de las Impedancias y admitancias se hace utilizando las ecuaciones modificadas propuestas por **J. Carson** en 1926 [1].

Debido a las características anteriormente descritas la carga puede ser trifásica pura o una combinación de carga monofásica de iluminación y una carga trifásica tal como un motor de inducción. En el análisis de un alimentador de distribución, es importante que se modelen correctamente todos sus elementos para obtener un análisis confiable.

2.3. Modelado del sistema de distribución.

El modelado de los sistemas de distribución es la parte esencial en el estudio de flujos de potencia, ya que un análisis bien estructurado depende de la veracidad de las fuentes que proporcionan los datos de las características de conductores y su disposición según el tipo de estructura, principalmente dependerá de las

consideraciones bien fundamentadas que se hagan. Dando como resultado un desarrollo adecuado en el modelado de la red a través de un método de barrido adecuado para resolver flujos de potencia y determinar de manera precisa los problemas presentes en la red de distribución para corregir y dar posibles soluciones en la optimización del FP en la red [3][8].

2.3.1. Impedancia serie en líneas de distribución.

La impedancia serie de una línea de distribución de una, dos, o tres fases consiste en la resistencia del conductor y la inductancia geométrica propia y mutua resultante de los campos magnéticos que rodean a los conductores [1].

Debido a que un alimentador de distribución es esencialmente des balanceado, el análisis más preciso no debe hacer ninguna suposición con respecto a la separación entre conductores, su tamaño, y la transposición.

En el documento de **J. Carson** de 1926 se explica el desarrollo de una técnica con la que puede determinarse la impedancia propia y mutua para un número arbitrario de conductores aéreos. Las ecuaciones también pueden aplicarse a cables subterráneos [1].

Como el análisis se hace en el sistema de 60 Hz, se toman las siguientes consideraciones para el sistema de distribución [1]:

$$f = \text{frecuencia} = 60 \text{ Hz.}$$

$$P = \text{resistividad de la tierra} = 100 \Omega/\text{mi}$$

$$r_d = 0.09530 \quad \Omega/\text{mi}$$

$$\ln \frac{D_{id} \cdot D_{di}}{GMR_d} = \ln \frac{D_{dj} \cdot D_{id}}{GMR_d} = 7.93402$$

De lo cual

r_d = resistencia de la tierra (Ω/mi)

D_{id} , D_{di} = Distancia entre conductores y Tierra (ft)

GMR_d = radio medio geométrico de conductores en (ft)

Usando estas aproximaciones se obtiene las ecuaciones de la Impedancia propia y mutua entre conductores, basadas en los estudios de las ecuaciones modificadas de **J. Carson** [1]:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{\text{GMR}_i} \right) + 7.93402 \right] \Omega/\text{mi} \quad (2.1)$$

$$\hat{z}_{nn} = r_n + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{\text{GMR}_n} \right) + 7.93402 \right] \Omega/\text{mi} \quad (2.2)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right] \Omega/\text{mi} \quad (2.3)$$

$$\hat{z}_{in} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{D_{in}} \right) + 7.93402 \right] \Omega/\text{mi} \quad (2.4)$$

Tomando en cuenta que :

z_{ii} = Impedancia Propia de conductores. Ω/mi

r_i = Resistencia de conductor de fase. Ω/mi

r_n = Resistencia de conductor de neutro. Ω/mi

$\hat{z}_{ij}$ = Impedancia Mutua entre conductores.

$\hat{z}_{nn}$ = Impedancia Propia del neutro.

$\hat{z}_{in}$ = Impedancia Mutua entre conductores y neutro.

D_{ij} = Distancia entre el conductor i y el conductor j (ft)

GMR_i = Radio Medio Geométrico del conductor i (ft)

D_{in} = Distancia entre el conductor i y el conductor n (ft)

GMR_d = Radio Medio Geométrico de tierra (ft)

2.3.1.1. Matriz de impedancia primitiva para líneas aéreas

Para el cálculo de los elementos de una matriz de impedancia primitiva de $n \times n$ conductores se usan las ecuaciones (2.1) y (2.3). Un segmento de línea de distribución aérea de cuatro conductores en estrella aterrizada resultará en una matriz de 4×4 . Para un segmento de línea subterránea en estrella que consiste de tres cables con neutro concéntrico, la matriz resultante será de 6×6 . La matriz de impedancia primitiva para una línea trifásica con m neutros será de la forma [1]:

$$[\hat{Z}_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & | & \hat{Z}_{an1} & \hat{Z}_{an2} & \hat{Z}_{anm} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & | & \hat{Z}_{bn1} & \hat{Z}_{bn2} & \hat{Z}_{bnm} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & | & \hat{Z}_{cn1} & \hat{Z}_{cn2} & \hat{Z}_{cnm} \\ - & - & - & | & - & - & - \\ \hat{Z}_{n1a} & \hat{Z}_{n1b} & \hat{Z}_{n1c} & | & \hat{Z}_{n1n1} & \hat{Z}_{n1n2} & \hat{Z}_{n1nm} \\ \hat{Z}_{n2a} & \hat{Z}_{n2b} & \hat{Z}_{n2c} & | & \hat{Z}_{n2n1} & \hat{Z}_{n2n2} & \hat{Z}_{n2nm} \\ \hat{Z}_{nma} & \hat{Z}_{nmb} & \hat{Z}_{nmc} & | & \hat{Z}_{nmn1} & \hat{Z}_{nmn2} & \hat{Z}_{nmnm} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

En forma particionada, la ecuación (2.5) se convierte en:

$$[\hat{Z}_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

De donde;

$\hat{Z}_{ii}$ = Impedancia Propia de conductores.

$\hat{Z}_{ij}$ = Impedancia Mutuaentre conductores.

$\hat{Z}_{nn}$ = Impedancia Propia del neutro.

$\hat{Z}_{in}$ = Impedancia Mutuaentre conductores y neutro.

2.3.1.2. Matriz de impedancias de fase para líneas aéreas.

Para la mayoría de las aplicaciones la matriz de impedancias primitiva necesita reducirse a una forma matricial de 3 x 3 en el “marco de referencia de fase”, consistente de las impedancias equivalentes propias y mutas para las tres fases. La figura 2.1 muestra un segmento de línea con cuatro conductores con neutro aterrizado. Un método estándar de eliminación de conductores es la reducción de **Kron**. La suposición que se hace es que la línea tiene un neutro aterrizado como se muestra en la figura 2.1 [1].

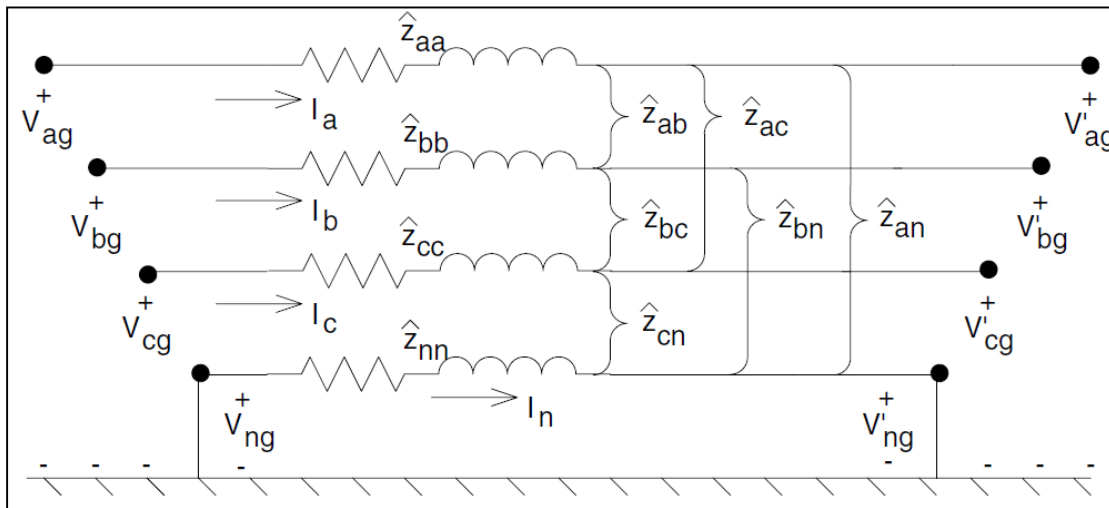


Figura 2.1. Segmento de línea de cuatro hilos en estrella aterrizada

El método de reducción de *Kron* aplica la ley de voltajes de *Kirchhoff* al circuito.

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

En forma particionada la ecuación (2.7) se vuelve.

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

De lo cual;

$[V_{abc}]$ = Matriz de voltajes de fase lado fuente.

$[V_{ng}]$ = Matriz de voltaje en el neutro lado fuente.

$[V'_{abc}]$ = Matriz de voltajes de fase lado carga.

$[V'_{ng}]$ = Matriz de voltaje en el neutro lado carga.

$[I_{abc}]$ = Matriz de corrientes de fase lado carga.

$[I_n]$ = Matriz de corriente en el neutro lado carga.

Debido a que el neutro es aterrizado, los voltajes V_{ng} y V'_{ng} son iguales a cero. Sustituyendo estos valores en la ecuación (2.8) y expandiendo los resultados:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [\hat{Z}_{ij}][I_{abc}] + [\hat{Z}_{in}][I_n] \quad (2.9)$$

$$[0] = [0] + [\hat{Z}_{nj}][I_{abc}] + [\hat{Z}_{nn}][I_n] \quad (2.10)$$

Resolviendo la ecuación (2.10), se tiene que;

$$[I_n] = - [\hat{Z}_{nn}]^{-1} [\hat{Z}_{nj}][I_{abc}] \quad (2.11)$$

$[\hat{Z}_{nn}]^{-1}$ = Matriz inversa de la impedancia propia del neutro.

Una vez que se han calculado las corrientes de línea en la ecuación (2.11), es posible determinar la corriente que fluye en el conductor neutro. La matriz de transformación de neutro se define como:

$$[t_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1} [\hat{z}_{nj}] \quad (2.12)$$

De modo que:

$$[I_n] = [t_n][I_{abc}] \quad (2.13)$$

Sustituyendo la ecuación (2.11) en la ecuación (2.9) se obtiene:

$$\begin{aligned} [V_{abc}] &= [V'_{abc}] + ([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}][\hat{z}_{nn}]^{-1}[\hat{z}_{nj}])[I_{abc}] \\ [V_{abc}] &= [V'_{abc}] + [z_{abc}][I_{abc}] \end{aligned} \quad (2.14)$$

De lo cual;

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}][\hat{z}_{nn}]^{-1}[\hat{z}_{nj}] \quad (2.15)$$

La ecuación (2.15) es la forma final de la técnica de reducción de **Kron**, se muestra en la figura 2.2.

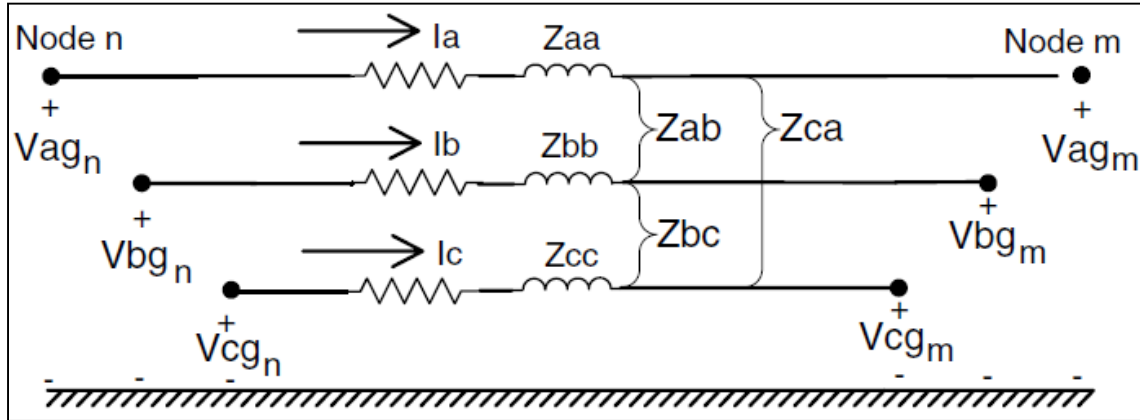


Figura 2.2. Modelo de un segmento de línea trifásica.

La matriz de impedancia de fase final se convierte en:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/\text{mi} \quad (2.16)$$

Considerando líneas de dos fases y líneas monofásicas en un sistema estrella aterrizada, conducirá a matrices iniciales de impedancias primitivas de 3x3 y de 2x2. La reducción de **Kron** simplificará las matrices a 2x2 y a un elemento sencillo [1].

Estas matrices pueden expandirse a matrices de 3x3 en el “marco de referencia de fase” sumando filas y columnas que consisten en elementos cero para las fases inexistentes. Por ejemplo, una línea de fase-V consiste en las fases a y c; la matriz de impedancias será:

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{ab} & 0 & z_{ac} \\ 0 & 0 & 0 \\ z_{ca} & 0 & z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/\text{mi} \quad (2.17)$$

La matriz de impedancias para la fase b de la línea monofásica será.

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & z_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \Omega/\text{mi} \quad (2.18)$$

La matriz de impedancias de fase puede utilizarse para determinar con precisión las caídas de tensión en los segmentos de línea del alimentador una vez que se han determinado las corrientes [1][3][8].

2.3.1.3. Impedancias de secuencia

Muchas veces para el análisis de un alimentador se usan las impedancias de secuencia positiva y cero. La matriz de impedancias de secuencia está dada como [1]:

$$[Z_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A_s] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Sabiendo que;

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad \text{Matriz de transformación } [A_s] \quad (2.20)$$

$$\text{De donde;} \quad a_s = 1 \angle 120^\circ$$

En la ecuación 2.19 los términos de la diagonal de la matriz son impedancias de secuencia de la línea tal que:

$$\begin{aligned} Z_{00} &= \text{Impedancia de secuencia cero} \\ Z_{11} &= \text{Impedancia de secuencia positiva} \\ Z_{22} &= \text{Impedancia de secuencia negativa} \end{aligned}$$

Como sabemos que las líneas de distribución raramente son transpuestas, los acoplamientos mutuos entre fases no son iguales y como resultado los términos fuera de la diagonal de la matriz de impedancias de secuencia no serán cero.

2.4. Admitancia en Derivación de Líneas de distribución.

La admitancia en derivación en una línea consiste en una conductancia y una susceptancia capacitiva ($Y = G + jB$). La capacitancia en una línea es el resultado de la diferencia del potencial entre conductores [1][3][8].

$$V_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(2 \cdot q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 2 \cdot q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \quad (2.21)$$

$$V_{ig} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(q_i \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + q_j \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \quad (2.22)$$

Donde:

ϵ = Permitividad ad del aire.

S_{ii} = Distancia entre el conductor i y su imagen i' en pies

S_{ij} = Distancia entre el conductor i e imagen del conductor j en pies

D_{ii} = Distancia entre el conductor i y el conductor j en pies

RD_i = Radio del conductor i en pies

La ecuación 2.22 se puede escribir en forma general como:

$$V_{ig} = \hat{P}_{ii} \cdot q_i + \hat{P}_{ij} \cdot q_j \quad (2.23)$$

Donde $\hat{P}_{ii}$ y $\hat{P}_{ij}$ son los "coeficientes de potencial" propio y mutuo.

Para líneas aéreas, la permitividad relativa del aire se considera igual a 1.0 de modo que:

$$\epsilon_{aire} = 1.0 \times 8.85 \times 10^{-12} \quad \text{F/metro} \quad (2.24)$$

$$\epsilon_{aire} = 1.4240 \times 10^{-2} \quad \mu\text{F/milla} \quad (2.25)$$

Usando el valor de permitividad en $\mu F/milla$, los coeficientes de potencial propio y mutuo se definen como:

$$\hat{P}_{ii} = 11.17689 \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \quad \mu F/mi \quad (2.26)$$

$$\hat{P}_{ij} = 11.17689 \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \quad \mu F/mi \quad (2.27)$$

La “matriz primitiva de coeficientes de potencial” para una línea aérea de n conductores se construye en forma particionada de la siguiente forma:

$$[\hat{P}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{P}_{ij}] & [\hat{P}_{in}] \\ [\hat{P}_{nj}] & [\hat{P}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Debido a que el conductor neutro está aterrizado la matriz puede reducirse usando la reducción de *Kron* a una matriz de coeficientes de potencial de fase de n fases $n \times n$ fases:

$$[P_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - [\hat{P}_{in}] [\hat{P}_{nn}]^{-1} [\hat{P}_{nj}] \quad (2.29)$$

La inversa de la matriz de coeficientes de potencial dará la matriz de capacitancias de n fases $n \times n$ fases: $[C_{abc}]$

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (2.30)$$

Para una línea con dos fases la matriz de capacitancias de la ecuación (2.28) será de 2 x 2. Se deben insertar una fila y una columna de ceros para la fase faltante. En el caso de una línea monofásica, el único término diferente de cero será el correspondiente a la fase en uso. Despreciando la conductancia en derivación, la matriz de admitancias en derivación está dada por:

$$[y_{abc}] = 0 + j\omega[C_{abc}] \quad \mu\text{S/mi} \quad (2.31)$$

$$\text{Donde:} \quad \omega = 2\pi f \quad \text{y} \quad f = 60 \text{ Hz.}$$

La ecuación 2.32, muestra la matriz de admitancia en derivación trifásica de fases

$$[y_{abc}] = \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \quad \Omega/\text{mi} \quad (2.32)$$

Como en el caso de la ecuación de impedancias de fase cuando son monofásicas o bifásicas se llenan con ceros los renglones y columnas correspondientes.

2.5. Modelo del segmento de línea.

El modelo de una línea aérea o subterránea se muestra en la figura 2.3. Cuando un segmento de línea es de dos fases, o de una fase, en todos los casos las

matrices de admitancia de fase e impedancia de fase es de 3 x 3. Los renglones y columnas con ceros para las fases que faltan, representan líneas de una fase o dos fases [1].

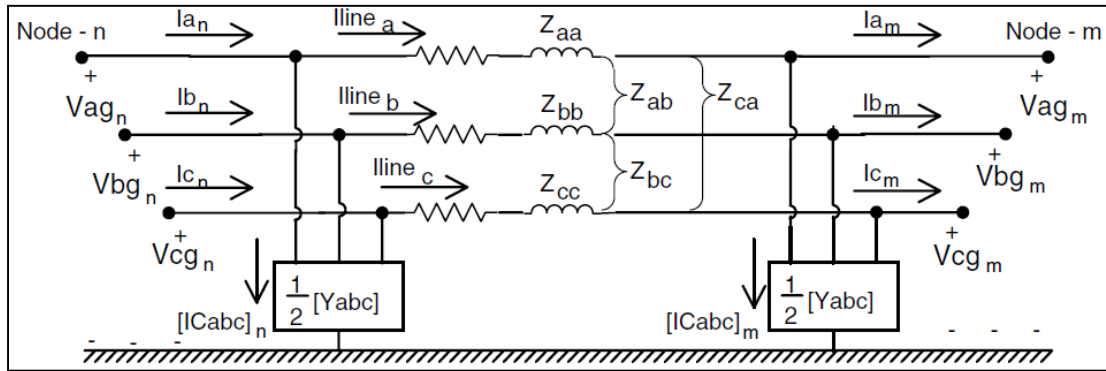


Figura 2.3. Modelo exacto de un segmento de línea trifásico.

La matriz de impedancia de fase ó la matriz de admitancias de fase, se multiplica por la longitud del segmento de línea.

$$[z_{abc}] = [z_{abc}] * \text{Longitud Segmento} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/\text{mi} \quad (2.33)$$

$$[y_{abc}] = [y_{abc}] * \text{Longitud Segmento} = \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{mi} \quad (2.34)$$

Para el segmento de línea de la Figura 2.2., las ecuaciones que relacionan los voltajes y corrientes de entrada (nodo n) a los voltajes y corrientes de salida (nodo m) se desarrollan de la manera siguiente:

La ley de corrientes de *Kirchhoff* (*LCK*) aplicada al nodo m :

$$[\text{Ilinea}_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} [Y_{abc}] [\text{VLG}_{abc}]_m \quad (2.35)$$

La ley de voltajes de *Kirchhoff* aplicada al modelo resulta:

$$[\text{VLG}_{abc}]_n = [\text{VLG}_{abc}]_m + [Z_{abc}] [\text{Ilinea}_{abc}]_m \quad (2.36)$$

Sustituyendo la ecuación 2.35 en la ecuación 2.36:

$$[\text{VLG}_{abc}]_n = \left\{ [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \right\} [\text{VLG}_{abc}]_m + [Z_{abc}] [I_{abc}]_m \quad (2.37)$$

$$\text{Donde } [U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

La ecuación (2.37) es de la forma general:

$$[\text{VLG}_{abc}]_n = [a] [\text{VLG}_{abc}]_m + [b] [I_{abc}]_m \quad (2.39)$$

Donde

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (2.40)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (2.41)$$

La corriente de entrada para el segmento de línea en el nodo n es:

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (2.42)$$

Donde:

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (2.43)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (2.44)$$

La Ecuación 2.39 y 2.42 se pueden representar en forma particionada de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

En nuestro caso, los parámetros $abcd$ son matrices de 3 x 3, denominadas “matrices generalizadas de línea”.

La Ecuación (2.45) puede ser reordenada para poder resolverla para los voltajes y corrientes en el nodo m en términos de los voltajes y las corrientes en el nodo n.

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

La inversa de la matriz $abcd$ es simple debido a que el determinante es:

$$[a][d] - [b][c] = [U] \quad (2.47)$$

Usando la relación de la ecuación (2.47), la ecuación (2.46) se convierte en:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d] & -[b] \\ -[c] & [a] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Debido a que la matriz $[a]$ es igual a la matriz $[d]$, la Ecuación (2.48) en forma expandida es:

$$[VLG_{abc}]_m = [a][VLG_{abc}]_n - [b][I_{abc}]_n \quad (2.49)$$

$$[I_{abc}]_m = -[c][VLG_{abc}]_n + [d][I_{abc}]_n \quad (2.50)$$

Algunas veces es necesario calcular los voltajes del nodo m en función de los voltajes en el nodo n y las corrientes que entran al nodo m .

Resolviendo la Ecuación (2.49) para los voltajes del bus m da:

$$[VLG_{abc}]_m = [A][VLG_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (2.51)$$

donde:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (2.52)$$

$$[B] = [a]^{-1} [b] \quad (2.53)$$

Los voltajes de línea a línea son calculados mediante:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix}_m = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m = [D][V_{LG}_{abc}]_m \quad (2.54)$$

Donde:

$$[D] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Los acoplamientos mutuos entre fases en los segmentos de línea, no son iguales, habrá valores diferentes de caída de voltaje en cada una de las tres fases. Como resultado, los voltajes en un alimentador de distribución resultan desbalanceados incluso cuando las cargas son balanceadas [1].

$$V_{\text{desbalanceo}} = \frac{\left| \text{Desviación máxima del promedio} \right|}{\left| V_{\text{promedio}} \right|} \quad (2.56)$$

2.6. Regulación de Voltaje.

Para un sistema normal de tres hilos 120/240 Volts de servicio al usuario, los voltajes del Rango A y Rango B son [1]:

1. El rango A: Los sistemas de suministro eléctricos serán diseñados y se operarán de modo que la mayoría de voltajes de servicio estarán dentro de los límites especificados para el Rango A. La ocurrencia de voltajes fuera de estos límites debe ser poco frecuente [1].
2. El rango B: son voltajes por encima y debajo del Rango A. Cuando estos voltajes ocurran, se deben emprender medidas correctivas dentro de un tiempo razonable para mejorar los voltajes y cumplir con el Rango A [1].

Rango A

- Voltaje nominal de utilización = 115 V
- Voltaje máximo de utilización y voltaje de servicio = 126 V
- Voltaje de servicio mínimo = 114 V
- Voltaje de utilización mínimo = 110 V

El rango B

- Voltaje de utilización nominal = 115 V
- Voltaje máximo de utilización y voltaje de servicio = 127 V
- Voltaje de servicio mínimo = 110 V
- Voltaje de utilización mínimo = 107 V

La norma ANSI recomienda que los “sistemas de suministro eléctrico deben diseñarse y operar para limitar el desbalance de voltaje máximo a 3% medido en el medidor de facturación de la empresa suministradora en condición sin carga”. El desbalance de voltaje se define como:

$$\text{Voltaje}_{\text{desbalance}} = \frac{\text{maxima desviación del voltaje promedio}}{\text{voltaje promedio}} \cdot 100 \%$$

Un regulador de voltaje a pasos es básicamente un auto transformador con un mecanismo cambiador de derivaciones bajo carga en el devanado “serie”. En la figura 2.4. se muestra un autotransformador elevador, la fuente se conecta a las terminales H1 y H2 mientras que la carga se conecta entre la terminal X1 y la extensión de H2 [1].

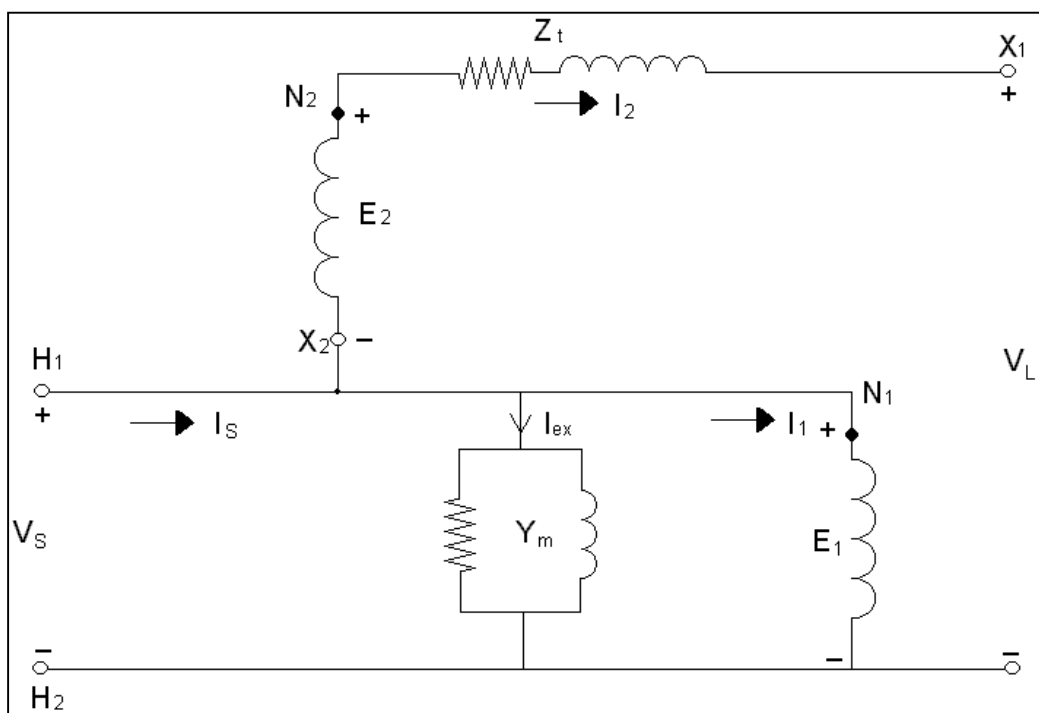


Figura 2.4. Autotransformador elevador.

V_s es el voltaje de “la fuente” y V_l es el voltaje de la “carga”. El devanado de bajo voltaje del transformador de dos devanados se refiere al devanado “serie” del autotransformador y el devanado de alto voltaje del transformador de dos devanados se refiere al devanado en “derivación” del autotransformador.

En un autotransformador las constantes generalizadas se calculan como en un transformador de dos devanados. En donde la impedancia total equivalente del autotransformador es referida al devanado serie:

Usando la relación del transformador ideal de la Ecuación:

$$n_t = \frac{N_2}{N_1} = \frac{V_{nom2}}{V_{nom1}} \quad (2.58)$$

Aplicando *LVK* y tomando en cuenta que el voltaje de la fuente V_s es igual a $E1$, e I_2 es igual a I_L y tomando en cuenta la n_t ;

$$V_s = a V_L + b I_L \quad (2.59)$$

$$I_s = c V_L + d I_2 \quad (2.60)$$

Donde

$$a = \frac{1}{1 \pm n_t} \quad (2.61)$$

$$b = \frac{Z_t}{1 \pm n_t} \quad (2.62)$$

$$c = \frac{Y_m}{1 \pm n_t} \quad (2.63)$$

$$d = \frac{Y_m Z_t}{1 \pm n_t} + 1 \pm n_t \quad (2.64)$$

Para relacionar el voltaje de salida como una función del voltaje de la fuente y la corriente de salida, se tiene;

$$V_L = A V_s - B I_2 \quad (2.65)$$

Donde :

$$A = \frac{1}{a} = 1 \pm n_t \quad (2.66)$$

$$B = \frac{b}{a} = Z_t \quad (2.67)$$

La salida nominal en kVA es entonces:

$$\text{kVA}_{\text{auto}} = V_{\text{auto}_L} I_2 = (1 \pm n_t) E_1 I_2 \quad (2.68)$$

Como $I_2 = \frac{I_1}{n_t}$

$$\text{kVA}_{\text{auto}} = \frac{(1 \pm n_t)}{n_t} E_1 I_1 \quad (2.69)$$

2.6.1. Modelado de regulador de voltaje a pasos.

La conexión más común para reguladores de voltaje a pasos es el Tipo B. Ya que esta es la conexión más común. Los circuitos equivalentes detallado y simplificado de un regulador de voltaje a pasos Tipo B en la posición elevadora se muestran en la Figura 2.5. El circuito primario del sistema se conecta, vía derivaciones, al devanado serie del regulador. El devanado serie se conecta al devanado en derivación, que está conectado directamente al circuito regulado. La excitación del núcleo es constante ya que el devanado en derivación se conecta a través del circuito regulador [1].

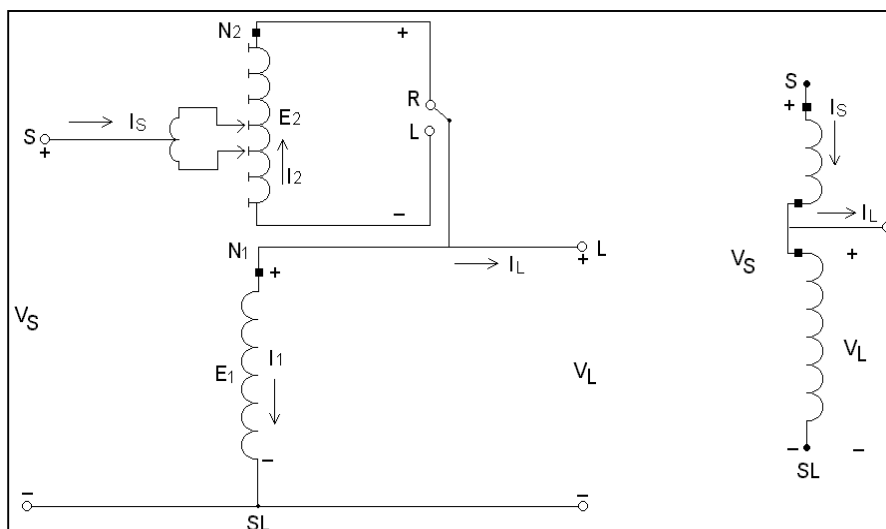


Figura 2.5. Posición de aumento del regulador de paso Tipo B.

Las ecuaciones de voltaje y corriente que definen al regulador en la posición de elevar son las siguientes:

Ecuaciones de voltaje	Ecuaciones de corriente	
$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$	$N_1 I_1 = N_2 I_2$	(2.70)
$V_s = E_1 - E_2$	$I_L = I_s - I_1$	(2.71)
$V_L = E_1$	$I_2 = I_s$	(2.72)
$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L$	$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_s$	(2.73)
$V_s = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_L$	$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_s$	(2.74)
$V_s = a_R V_L$	$I_L = a_R I_s$	(2.75)
$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1}$		(2.76)

La conexión de regulador de voltaje a pasos Tipo B en la posición de reducir (el voltaje) se muestra en la figura 2.6. Note que la dirección de las corrientes a través de los devanados serie y paralelo cambian pero la polaridad del voltaje de los dos devanados permanecen igual.

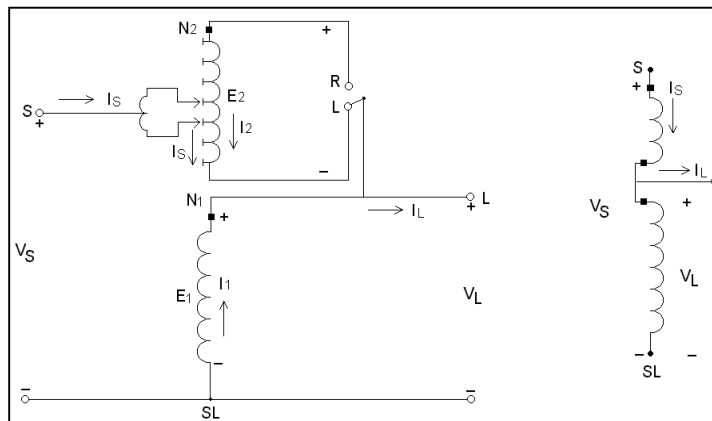


Figura 2.6. Posición de disminución del regulador de paso Tipo B.

El voltaje definido y las ecuaciones de corriente para el regulador de voltaje a pasos Tipo B en la posición de reducir (el voltaje) son las siguientes:

Ecuaciones de voltaje	Ecuaciones de corriente	
$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$	$N_1 I_1 = N_2 I_2$	(2.77)
$V_s = E_1 + E_2$	$I_L = I_s - I_1$	(2.78)
$V_L = E_1$	$I_2 = -I_s$	(2.79)
$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L$	$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} (-I_s)$	(2.80)
$V_s = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_L$	$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_s$	(2.81)
$V_s = a_R V_L$	$I_L = a_R I_s$	(2.82)
$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1}$		(2.83)

Este conjunto de ecuaciones dan el valor de la relación efectiva del regulador como una función de la relación del número de vueltas del devanado serie (***N2***) al número de vueltas del devanado en derivación (***N1***). Cada derivación cambia el voltaje en 5/8 % ó 0.00625 por unidad. Por lo tanto, la relación efectiva del regulador estará dada por:

$$a_R = 1 \mp 0.00625 \times \text{Tap} \quad (2.84)$$

En la ecuación 2.84, el signo menos se aplica para la posición de elevar y el signo más para la posición de reducir (el voltaje).

2.7. Modelado de cargas.

Las cargas en un sistema de distribución son típicamente especificadas por la potencia compleja consumida. La carga especificada será la máxima demanda diversificada. Esta demanda puede ser especificada como ***kVA*** y su ***FP*** ó en ***kW*** y ***kVAR***. Para calcular las corrientes de carga se toma el voltaje especificado en las terminales de bajo voltaje de la subestación de distribución [1].

Las cargas en un circuito de distribución se pueden modelar como conectados en estrella ó delta. Las cargas pueden ser trifásicas, bifásicas, ó monofásicas con cualquier grado de desbalance, y pueden ser modeladas como:

- Potencia real y reactiva constantes (***P, Q*** constante)
- Corriente constante
- Impedancia constante
- Cualquier combinación de las anteriores

Todos los modelos son definidos inicialmente mediante una potencia compleja por fase y un voltaje considerado de línea a neutro (cargas en estrella) o un voltaje de línea a línea (carga en delta).

2.7.1. Cargas conectadas en estrella.

La figura 2.7 muestra el modelo de una carga conectada en estrella. La notación para las potencias complejas y voltajes son las siguientes [1][3][8]:

Fase a

$$|S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \quad \text{con} \quad |V_{an}| \angle \delta_a$$

Fase b

$$|S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \quad \text{con} \quad |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (2.85)$$

Fase c

$$|S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \quad \text{con} \quad |V_{cn}| \angle \delta_c$$

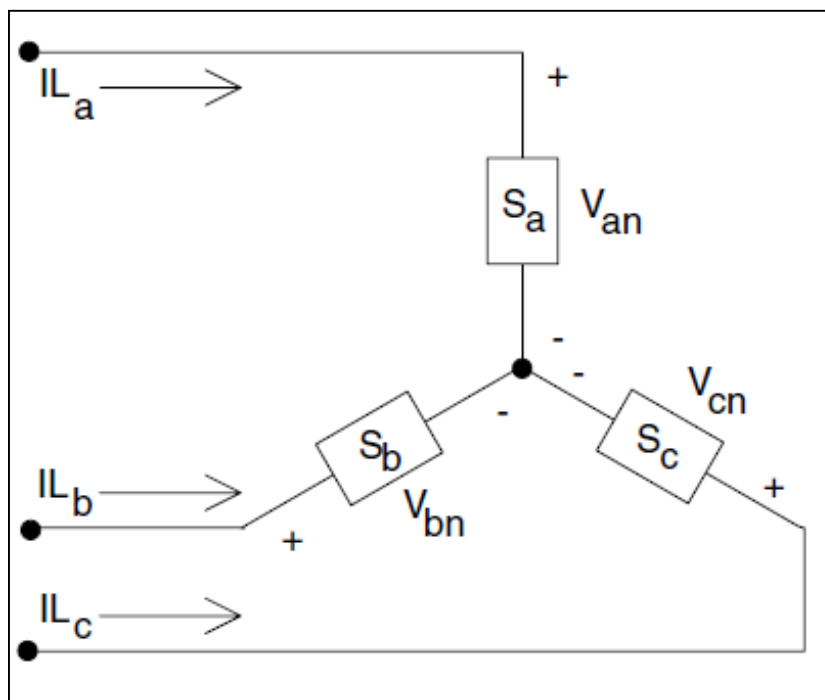


Figura 2.7. Carga conectada en estrella.

2.7.2. Cargas de potencia real y reactiva constante

Las corrientes de línea para cargas de potencia real y reactiva constante (cargas PQ) están dadas por [1][3][8]:

$$\begin{aligned} \text{IL}_a &= \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \\ \text{IL}_b &= \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \\ \text{IL}_c &= \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \end{aligned} \quad (2.86)$$

En este modelo los voltajes de línea a neutro cambiarán durante cada iteración hasta que se obtenga convergencia.

2.7.3. Cargas de impedancia constante

Las cargas de impedancia constante se determinan primero de la potencia compleja especificada y los voltajes de línea a neutro considerados [1].

$$\begin{aligned} Z_a &= \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \\ Z_b &= \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \\ Z_c &= \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \end{aligned} \quad (2.87)$$

Las corrientes de carga como una función de las impedancias de carga constantes están dadas por [1]:

$$\begin{aligned} IL_a &= \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \\ IL_b &= \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \\ IL_c &= \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \end{aligned} \quad (2.88)$$

En este modelo, los voltajes de línea a neutro cambiarán durante cada iteración, pero la impedancia calculada en la Ecuación 2.33 permanecerá constante.

2.7.4. Cargas de corriente constante

En este modelo las magnitudes de las corrientes se calculan de acuerdo a las Ecuaciones 9.4 y son mantenidas constantes mientras cambia el ángulo del voltaje (δ), resultando en un ángulo cambiante en la corriente de modo que el factor de potencia de la carga permanece constante [1].

$$\begin{aligned} IL_a &= |IL_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \\ IL_b &= |IL_b| \angle (\delta_b - \theta_b) \\ IL_c &= |IL_c| \angle (\delta_c - \theta_c) \end{aligned} \quad (2.89)$$

Donde

δ_{abc} = ángulos de votaje de línea a neutro.

θ_{abc} = ángulos de factor de potencia.

2.7.5. Cargas combinadas

Las cargas combinadas pueden ser modeladas mediante asignación de un porcentaje de la carga total a cada uno de los tres modelos descritos líneas arriba. La corriente total de línea entrando a la carga es la suma de las tres componentes [1].

2.7.6. Cargas conectadas en delta.

Para el modelado de las cargas conectadas en delta se utilizan las mismas ecuaciones 2.85, 2.86, 2.87, 2.88 y 2.89 pero utilizando voltajes de línea en lugar de voltajes de fase a neutro. Se calculan las corrientes de fase de línea (I_{ab}) y se transforman a corrientes de fase (I_{an}) [1].

2.8. Modelado de capacitores en derivación.

Los capacitores en derivación son usados para ayudar a la regulación de voltaje y para proporcionar soporte de potencia reactiva. Los bancos de capacitores se modelan como susceptancias constantes y como bancos trifásicos con las corrientes en fases faltantes ajustadas a cero para bancos monofásicos ó bifásicos [1].

2.8.1. Banco de capacitores conectado en estrella

El modelo de un banco de capacitores en derivación conectado en estrella se muestra en la figura 2.8. Las unidades de capacitores de fase individuales son especificadas en $kVAr$ y kV . La susceptancia constante para cada unidad se puede calcular en Siemens [1]. La susceptancia de una unidad capacitiva se calcula mediante:

$$B_c = \frac{kvar}{kV_{LN}^2 * 1000} S \quad (2.90)$$

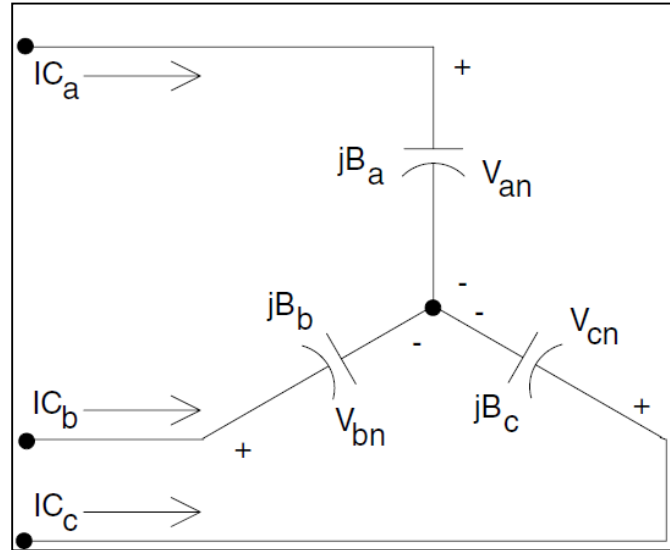


Figura 2.8. Banco de capacitores conectado en estrella.

Con la susceptancia calculada, las corrientes de línea que sirven el banco de capacitores están dadas por:

$$\begin{aligned} I_{Ca} &= J_{Ba} * V_{an} \\ I_{Cb} &= J_{Bb} * V_{bn} \\ I_{Cc} &= J_{Bc} * V_{cn} \end{aligned} \quad (2.91)$$

2.8.2. Banco de capacitores conectados en delta.

El modelo para un banco de capacitores en derivación conectados en delta se muestra en la figura 2.9. Las unidades de capacitores de fase se especifican en $kVARS$ y kV . Para los capacitores conectados en delta los kV deben ser los voltajes de línea a línea. La susceptancia constante para cada unidad puede ser

calculada en Siemens [1]. La susceptancia de una unidad capacitiva se calcula mediante:

$$B_c = \frac{\text{kvar}}{\text{kV}_{LL}^2 * 1000} \text{ S} \quad (2.92)$$

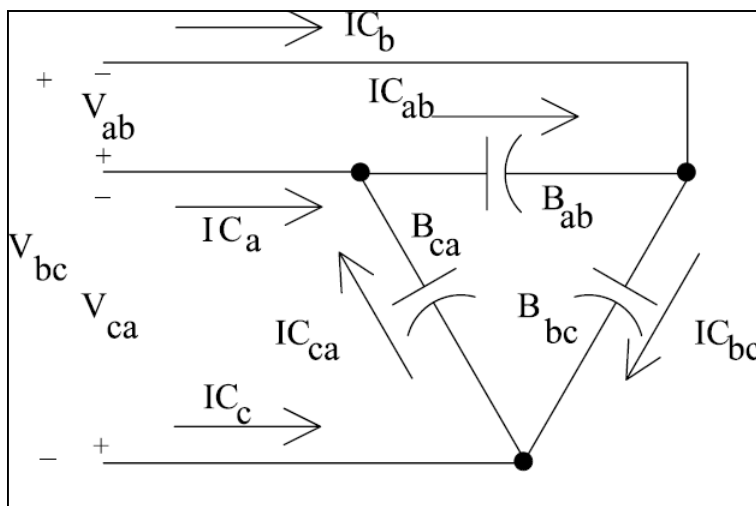


Figura 2.9. Banco de capacitores conectado en delta.

Con la susceptancia calculada, las corrientes delta sirviendo al banco de capacitores están dadas por:

$$\begin{aligned} I_{C_{ab}} &= JB_a * V_{ab} \\ I_{C_{bc}} &= JB_b * V_{bc} \\ I_{C_{ca}} &= JB_c * V_{ca} \end{aligned} \quad (2.93)$$

Las corrientes de línea fluyendo hacia los capacitores conectados en delta se calculan aplicando la Ley de Kirchhoff de corrientes en cada nodo en forma matricial.

Matriz para convertir de valores de línea a valores de fase [1][3][8].

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.94)$$

2.8.3. Técnicas de compensación reactiva

Las cargas eléctricas industriales en su naturaleza son de carácter inductivo a causa de la presencia principalmente de equipos de alto componente reactivo como motores, refrigeradores, entre otros. Este carácter reactivo obliga que junto al consumo de potencia activa (kW) se sume el de la potencia reactiva (kVar), las cuales en conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva generalmente es entregada por la empresa suministradora de energía, la cual se transporta a través de las redes de distribución ocasionando que tengan que afrontar el problema de incremento en la corriente que circula por dichos circuitos, ocasionando un aumento en las pérdidas de las líneas y limitando la capacidad de transporte de energía útil. Por tanto, disminuye la eficiencia de la red [4].

La eficiencia de la red se cuantifica a través del cálculo del FP, el cual representa la cantidad de potencia reactiva utilizada con respecto a la potencia activa aprovechada para realizar un trabajo. La figura 2.9 muestra esta relación:

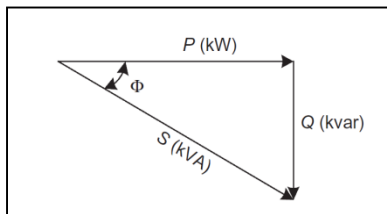


Figura 2.9. Triángulo de potencias.

$$P = VI_t \cos(\theta) \quad (2.95)$$

$$Q = VI_t \sin(\theta) \quad (2.96)$$

$$FP = \cos(\theta) = P/S \quad (2.97)$$

Los capacitores son usados para compensar la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia a un valor óptimo. El compensar la potencia reactiva en la red de distribución cuando el factor de potencia es bajo, beneficiara a la red de manera técnica y económica, como se mencionan a continuación [4]:

- Disminución de consumo de potencia activa (kWH).
- Reducción de Potencia Reactiva ($kVAr$) suministrados por la subestación.
- La Corriente entregada por el sistema disminuye.
- Menos pérdidas en las líneas como se muestra en la figura 2.10.

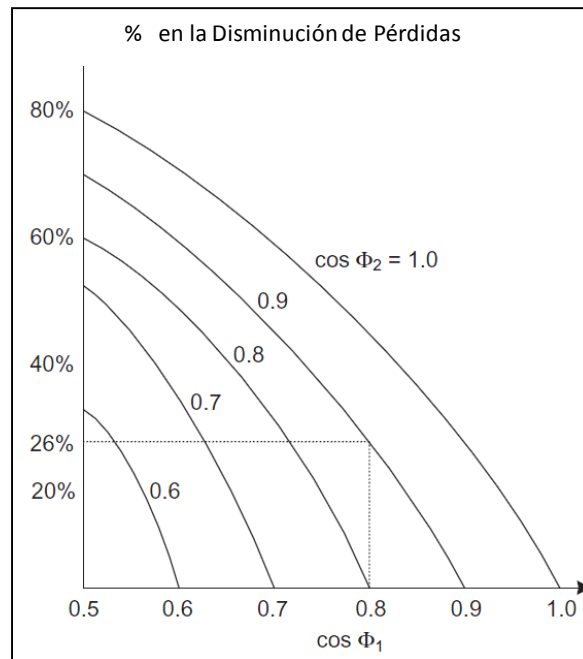


Figura 2.10. Porcentaje de Disminución de FP por compensación Reactiva.

Se usan capacitores en líneas de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener la tensión cerca de los valores nominales. Los capacitores en derivación entregan la potencia reactiva requerida por la carga a lo largo del circuito, e incrementa la tensión bajo condiciones de carga pesada [2].

Cuando el factor de potencia no es mejorado hasta niveles óptimos por los consumidores, la empresa suministradora tiene la opción de compensar las redes mediante capacitores controlables o fijos, para reducir el efecto de transporte de energía reactiva y minimizar pérdidas y costos.

La mejora del factor de potencia puede realizarse mediante compensación dinámica o estática, la primera de estas comprende lo que son las máquinas sincrónicas y la segunda se clasifica a su vez en compensación del tipo fija y del tipo controlable. Para mejorar el factor de potencia en redes de distribución resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores estáticos. Con la disposición de estos bancos en alimentadores, se puede lograr importante reducción de las pérdidas y de las caídas de tensión, y una consecuente mejora de la calidad del servicio prestado a los clientes. De acuerdo a si poseen o no maniobra, se clasifican en fijos y controlables [4].

Los bancos de condensadores fijos se emplean cuando se desea solucionar rápidamente un problema de factor de potencia y también cuando implementar una compensación en baja tensión resulta laborioso e inconveniente en función de la gran cantidad de unidades y del fraccionamiento excesivo de la potencia a instalar. El propósito de los bancos de condensadores controlables automáticamente es suministrar distintos niveles de potencia reactiva al sistema, en función de una variable de control que puede ser la demanda reactiva, el nivel de tensión en ese punto del sistema, la hora del día, etc., o bien por una combinación de dichas variables. El control más sencillo y económico es el basado en la hora del día y en los $kVAR$ que son transportados por la línea. Esto requiere que se conozcan las características de la curva de carga del sistema en ese punto, aprovechando su característica de periodicidad [2].

CAPÍTULO III.

MÉTODO ITERATIVO DE BARRIDO PROGRESIVO/REGRESIVO, PARA RESOLVER FLUJOS DE POTENCIA.

3.1. Introducción.

El análisis de flujos de potencia es una herramienta ampliamente utilizada en el planeamiento y operación de sistemas de energía eléctrica tanto en transmisión como en distribución. El cálculo de flujos de potencia en las redes de energía eléctrica tiene como principal objetivo determinar las condiciones de operación en régimen permanente de la red. Mediante flujos de potencia se pueden verificar problemas de tensión, sobrecargas, pérdidas, etc. [8].

Los métodos más conocidos y utilizados en el cálculo de flujos de potencia son el método de **Gauss-Seidel** [5] y el método de **Newton-Raphson** [6]. Sin embargo, estos métodos fueron desarrollados pensando exclusivamente en las redes de transmisión y generación, en donde las cargas conectadas son balanceadas y existe la trasposición de fases en los segmentos de línea. Por lo tanto estos métodos son inadecuados para aplicarlos al estudio y análisis de las redes de distribución debido a los siguientes factores; cargas desbalanceadas, redes con topología radial y el hecho de que la resistencia en las líneas es comparable en magnitud con la reactancia [3][8][10].

Los métodos para el estudio de flujos de potencia en sistemas de distribución se clasifican en dos grandes grupos [8]:

- Modificaciones de los métodos utilizados en sistemas de potencia.
- Métodos iterativos de barrido.

Dentro de los métodos iterativos de barrido se encuentran:

- El método de la suma de corrientes.
- El método de la suma de potencia.
- El método de la suma de impedancias.

Dichos métodos resuelven el cálculo de flujos de potencia para determinar pérdidas en los circuitos [8]. La subestación alimenta a uno o más alimentadores radiales la suma de las pérdidas de cada circuito da la pérdida total en la red de media tensión de la subestación eléctrica.

3.2. Método iterativo de barrido, desarrollado por *D. Shirmohammadi*.

Debido a las características y particularidades de los sistemas de distribución es necesario emplear un método para la solución de flujos de potencia que analice el sistema trifásico desbalanceado. Además, para un estudio de problemas complejos como lo es el desbalance de carga, compensación capacitiva y la caída de tensión [3][8][10].

En 1995 *D. Shirmohammadi* desarrollo un método para el análisis de flujos de potencia en la red de distribución en tiempo real [3]. Dicho método es tomado como referencia en muchos trabajos realizados con anterioridad por sus resultados comprobados en casos reales. Para encontrar el estado de la red de distribución de manera confiable, es indispensable conocer los datos evidentes y fidedignos de las características de conductores y su topología, así como determinar el modelado de los siguientes elementos de la red; impedancia serie de la línea, admitancia en derivación, tipos de cargas, capacitores y reguladores.

El método de suma de corrientes es uno de los más utilizados debido a su velocidad de convergencia y fácil implementación [8].

3.3. Método iterativo de barrido de suma de corrientes.

Este método se basa en la suma de corrientes de carga, calculadas de acuerdo a la potencia aparente (S) consumida en cada nodo la cual se da en forma compleja y de los voltajes en cada nodo [3][8][10].

De manera sustancial para la aplicación de este método, es indispensable conocer la topología de la red, las características físicas y la disposición de los conductores de acuerdo al tipo de estructuras utilizadas a través de la trayectoria de la red, para poder calcular y determinar las Impedancias propias y mutuas entre conductores de acuerdo a lo establecido en el capítulo II. Así como, conocer las cargas por nodo, y el voltaje en el nodo raíz.

Hay que recordar que de acuerdo a la validez de los datos que se tengan y de los elementos que se encuentran físicamente en la red, se obtendrán los resultados deseados que validaran los estudios realizados.

Para la aplicación del método de barrido progresivo/regresivo las ramas del sistema de distribución deben ser ordenados y reenumerados comenzando desde el nodo raíz hasta el último nodo [3][7][8]. Las ramas de un nivel solamente serán reenumerados después de que todas las ramas en los niveles anteriores sean reenumerados, conforme a lo ilustrado en la figura 3.1;

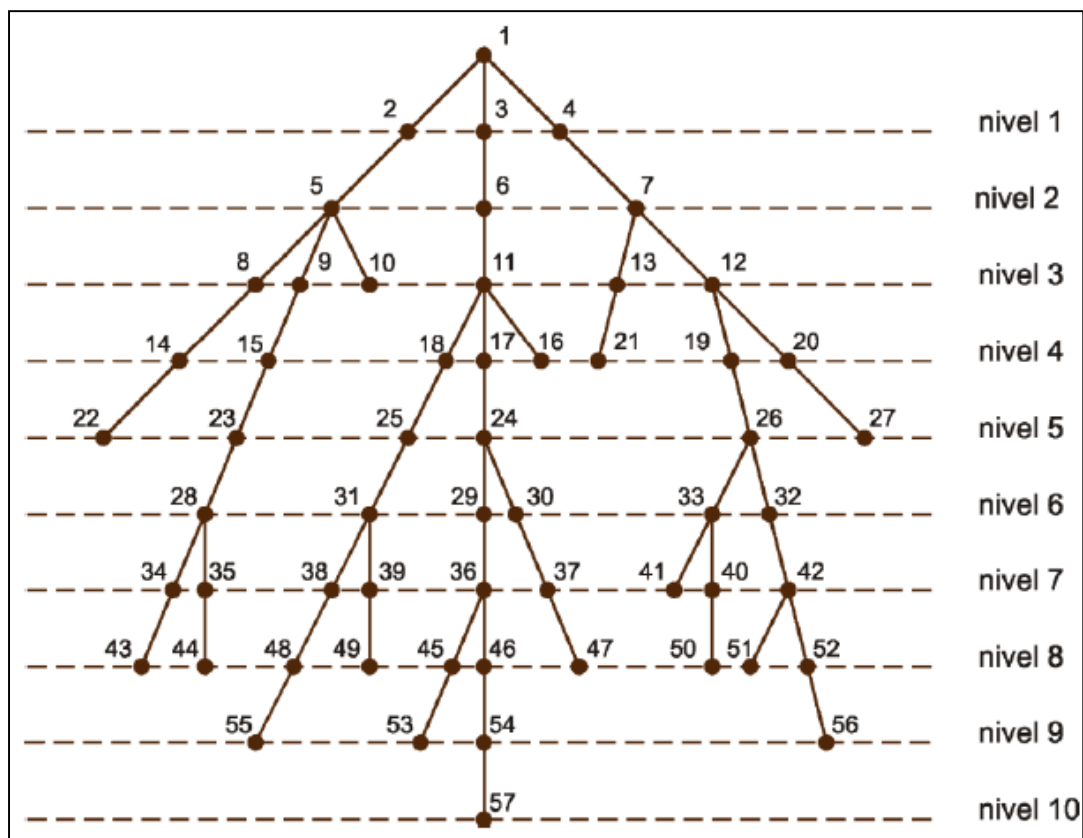


Figura 3.1. Numeración de Nodos y niveles para un circuito de 57 nodos.

El método implementado [3][8][10] se describe a continuación :

Paso 1.- Tomar la tensión especificada en la nodo de referencia (nodo raíz), **$V_{r,abc}$** y atribuir el mismo valor de tensión a todos los nodos del sistema **$V_{i,abc}$** [3][8][10].

Paso 2: Calcular las corrientes de carga [3][8][10] en cada nodo de la red de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$I_{iabc}^{(K)} = \left(\frac{S_{iabc}}{V_{iabc}^{(K-1)}} \right)^* - *Y_{iabc} \cdot V_{iabc}^{(K-1)} \quad (3.1)$$

o en detalles :

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}}{V_{ia}^{(K-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ib}}{V_{ib}^{(K-1)}} \right)^* \\ \left(\frac{S_{ic}}{V_{ic}^{(K-1)}} \right)^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} *Y_{ia} & & \\ & *Y_{ib} & \\ & & *Y_{ic} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(K-1)} \quad (3.2)$$

Donde:

$S_{i,abc}$ = Inyección de Potencia Compleja en el nodo i.

$V_{i,abc}$ = Voltaje en el nodo i.

$Y_{i,abc}$ = Admitancia de los elementos en derivación conectados al nodo i.

K = Número de iteraciones.

* es el operador complejo conjugado.

Paso 3.- Se hace un barrido regresivo partiendo de las ramas del último nivel en dirección al nodo raíz, las corrientes son calculadas en cada rama haciendo la suma de corriente del propio nodo con la corriente de todas las ramas que derivan del mismo nodo[3][8][10]:

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(K)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.3)$$

Donde:

$J_{i,abc}$ = flujos de corriente en la sección 1.

M = Conjunto de secciones de línea conectadas en el nodo j .

Nota.-El signo negativo en (3) es para mantener consistente las inyecciones actuales calculadas.

Paso 4: Partiendo del nodo raíz y progresivamente avanzando hacia la última capa, se calcula la nueva tensión de cada nodo. Para hacer esto es necesario conocer la tensión del nodo anterior. Para lo cual se conoce que el nodo raíz tiene ya un valor predeterminado desde el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia) [3][8][10]:

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(K)} \quad (3.4)$$

Donde;

$V_{i,abc}$ = Voltajes de fases en la iteración k .

$[Z_{abc}]$ = Matriz de impedancia de fases en el segmento de Línea.

Paso 5.- Criterio de convergencia; Para probar la convergencia del algoritmo se calcula la máxima diferencia de tensión por fase entre dos iteraciones seguidas. Si esta diferencia es menor que una tolerancia límite predefinida, el proceso convergió; caso contrario, se regresa al paso 2 [3][8][10].

$$\text{SI } \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} < \text{Tolerancia} \quad \text{entonces CONVERGE}$$

$$\text{SI } \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} > \text{Tolerancia} \quad \text{entonces NO CONVERGE}$$

Paso 6.- Después de aplicar el método de barrido regresivo/progresivo tantas veces sea necesario hasta converger de acuerdo al criterio de tolerancia en el paso 5, se calculan las potencias de cada nodo como se muestra a continuación [3][8][10]:

$$\begin{aligned} S^{(K)}_{ia} &= V^{(K)}_{ia} (I^{(K)}_{ia})^* - Y^*_{ia} |V_{ia}|^2 - S_{ia} \\ S^{(K)}_{ib} &= V^{(K)}_{ib} (I^{(K)}_{ib})^* - Y^*_{ib} |V_{ib}|^2 - S_{ib} \\ S^{(K)}_{ic} &= V^{(K)}_{ic} (I^{(K)}_{ic})^* - Y^*_{ic} |V_{ic}|^2 - S_{ic} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Donde:

$|V_{i,abc}|$ = voltaje raíz en el nodo i

$S_{i,abc}$ = Potencia compleja de la carga en el nodo i

Una vez obtenido el resultado de flujos de potencia, se verifican las pérdidas totales [10] en el circuito y se calcula el FP [3][8][10] en cada nodo;

Pérdidas Totales en el circuito

En el nodo raíz.

$$S_{\text{Nraíz}} - \sum S_{\text{Cargas}} = \text{Pérdidas Totales del Circuito.} \quad (3.6)$$

Factor de Potencia.

$$FP_a^{(K)} = \tan^{-1} (kvar^{(K)}_{ia} / (kW^{(K)}_{ia}))$$

$$FP_b^{(K)} = \tan^{-1} (kvar^{(K)}_{ib} / (kW^{(K)}_{ib})) \quad (3.7)$$

$$FP_c^{(K)} = \tan^{-1} (kvar^{(K)}_{ic} / (kW^{(K)}_{ic}))$$

CAPÍTULO IV.

CASO DE ESTUDIO.

4.1. Operación del circuito LML5020 de la subestación Almecatla dentro de la División de Distribución Centro Oriente de la CFE.

La importancia en la red de distribución de 34.5kV en la Zona Puebla Poniente tiene un peso muy significativo debido a que en este nivel de tensión se encuentran los usuarios más grandes con cargas de tipo industrial, donde se aplica la penalización más alta por tener bajo factor de potencia ó la bonificación o beneficio por contar con un Factor de Potencia (FP) óptimo, lo anterior se refleja en la reducción de costos tanto para los consumidores a la hora de pagar el servicio de energía consumido, como para las empresas suministradoras por disminuir costos por mantenimiento y reducir las pérdidas técnicas del circuito.

La optimización del FP en la red de distribución para las empresas suministradoras se refleja principalmente en alargar la vida promedio de los equipos que forman parte del SED (bancos de regulación, bancos de capacitores, conductores, aislamiento y herraje). El disminuir la potencia reactiva requerida por la fuente (Subestación Eléctrica “SE”) se traduce en optimizar la operación de la red de media tensión, teniendo un sistema más robusto y mucho más flexible.

En la actualidad se tiene un gran reto para mantener la calidad en el servicio de energía proporcionado debido a la importancia que tiene el SED para suministrar energía, así como garantizar la flexibilidad y la operación óptima de la red de distribución. Esto implica que se realice el análisis y los estudios necesarios de manera eficiente, para conocer las debilidades y fortalezas de la red de distribución en 34.5kV antes de tomar decisiones en la operatividad y en el crecimiento de la red de suministro eléctrico. A través del método de barrido progresivo/regresivo visto en el capítulo anterior para resolver flujos de potencia en la red de distribución, se obtiene el estado estable del circuito con sus características físicas y técnicas, para optimizar de manera certera el FP en la red de distribución, con la simulación de reguladores de tensión para disminuir la caída de tensión si así lo requiere, ó utilizar bancos de capacitores para compensar la potencia reactiva demandada por las cargas conectadas y en algunos casos localizar los segmentos de línea que estén en condiciones de

sobrecarga, para lo cual se simula la recalibración o reconfiguración del segmento de línea y se calcula la matriz de impedancia del segmento de acuerdo a las características técnicas del conductor seleccionado, para mejorar las condiciones de operación y reducir las pérdidas en el circuito.

4.2. Obtención de los datos para el caso de estudio.

Como se menciona en los capítulos anteriores, es de suma importancia que las fuentes de donde se obtengan los datos necesarios para realizar el análisis y estudio adecuado de flujos de potencia sean confiables, sobre todo que contengan todas las características físicas y técnicas de los elementos que están físicamente en el SED.

Para este caso se toma la topología y las características físicas de los elementos del SED que se tienen en campo, contenidas en el Sistema GE referenciado de Distribución (SIGED), como se muestra en la figura 4.1.

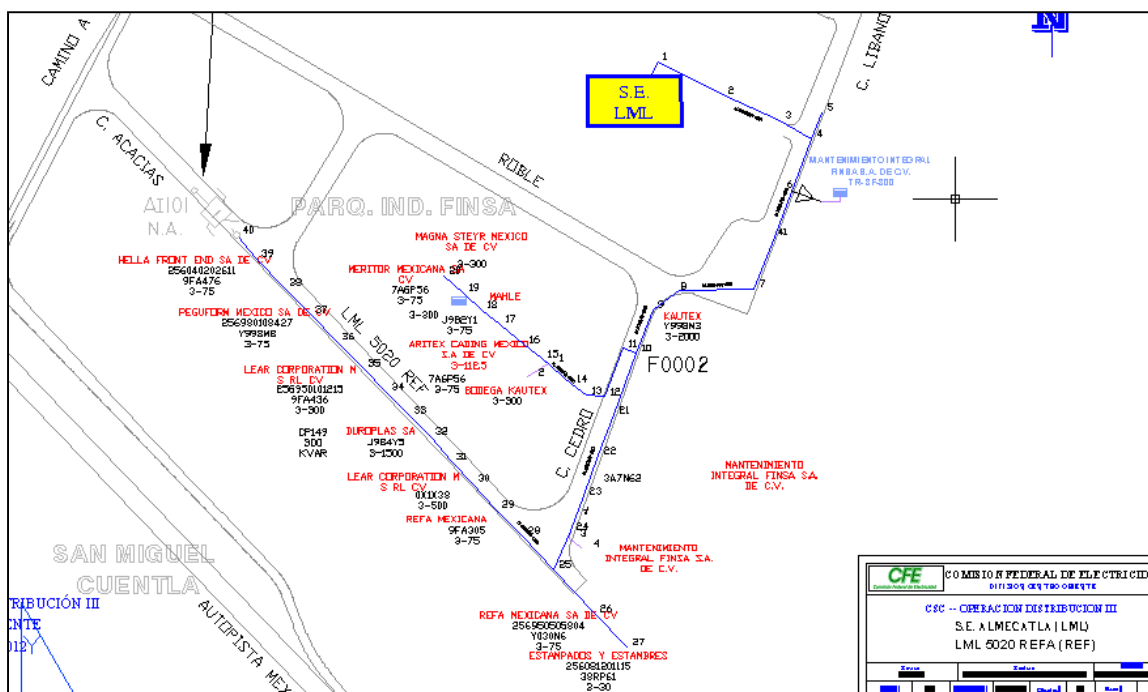


Figura 4.1. Diagrama de la topología del circuito LML5020.

En el circuito LML5020 se tiene un tipo de estructuras del tipo volada sencilla para una configuración de 3 fases y 1 Neutro (VS3N), este tipo de estructura es utilizada comúnmente en zonas industriales ó en zonas totalmente urbanizadas para dar libramiento horizontal a edificaciones o algún tipo de obstáculos como son anuncios arbotantes, etc. En el anexo A se muestran los diferentes tipos de estructuras que se utilizan en las redes de distribución de acuerdo a las normas de construcción de CFE [11].

Para obtener las distancias entre conductores utilizamos la disposición de los conductores sobre la cruceta tipo C4V, la medida de los postes sobre los cuales se encuentran soportadas las estructuras, las características de los conductores y los empotramientos de postes, de acuerdo al anexo A, para calcular las distancias entre conductores de fase con respecto al hilo neutro, así como sus respectivas imágenes entre ellos.

4.2.1. Conductores.

De acuerdo a la topología de la red que tenemos en el circuito LML5020, se tiene un circuito con tres fases con calibre de conductor 336.4-ACSR y un conductor neutro de calibre 1/0-ACSR en estructuras tipo VS3N, para lo cual se utiliza la tabla de conductores en el anexo A, obteniendo las siguientes características;

Conductor de Fase = 336 ACSR.

Radio medio geométrico = 0.0244 ft.

Resistencia = 0.306 Ω /mi.

Radio del conductor = 0.0300 ft.

Corriente = 530 A.

Conductor de Neutro = 1/0 ACSR.

Radio medio geométrico = 0.00446 ft

Resistencia = 1.12 Ω /mi

Radio del conductor = 0.0166 ft

Corriente = 230 A.

4.2.2. Distancias Entre conductores.

Para el cálculo de las impedancias en los segmentos de línea, el determinar las distancias exactas entre conductores es de suma importancia para obtener los resultados deseados al aplicar las ecuaciones de **J. Carson** vistas en el capítulo II.

Algo muy importante es el tener cuidado con las disposiciones que existen de los conductores sobre el aislador y a su vez con la cruceta de acero galvanizado. Así como analizar la longitud total de los postes con respecto al suelo, debido al empotramiento de los postes como se indica en el anexo A.

Las distancias se ingresan con referencia a un plano rectangular imaginario en forma compleja ($x+yi$) dentro del algoritmo propuesto, las unidades que se manejan son pies (*ft*) de acuerdo a referencia [1]. En las normas de construcción para redes de distribución en CFE [11], las unidades de longitud están en metros y centímetros, como es el caso para la cruceta C4V, los empotramientos y los herrajes, por lo que es necesario realizar una conversión de unidades.

Tomando en cuenta que se tienen postes de 13mts con estructura del tipo VS3N en todo el circuito, sólo se tendrá una impedancia característica para la disposición de conductores de acuerdo a estructura VS3N, como se muestra en la figura 4.2.

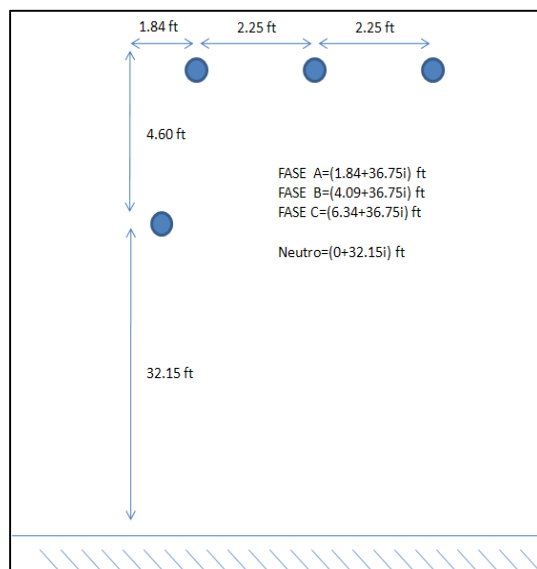


Figura 4.2. Disposición de conductores de acuerdo a estructura “VS3N”

4.2.3. Convirtiendo la topología de la red en una red arbolada.

Como se menciona en el capítulo anterior la topología de la red del circuito de la figura 4.1 es un poco complicada para su análisis y estudio, De manera que se tiene que reconfigurar la red a un diagrama del tipo arbol para analizarse de manera sencilla, reasignando el número de nodos totales debido a la disminución de nodos con estructuras que no tienen ninguna carga ó que tengan el mismo tipo de estructura y que sumen longitudes extensas.

Para un cálculo más preciso para determinar las pérdidas, se toman en cuenta las ramificaciones con longitudes cortas. Una vez identificados y reenumerados los nodos de acuerdo al nivel o capa en el que se encuentren desde el nodo raíz hasta el último nodo de la red arbolada, como se muestra en la figura 4.3.

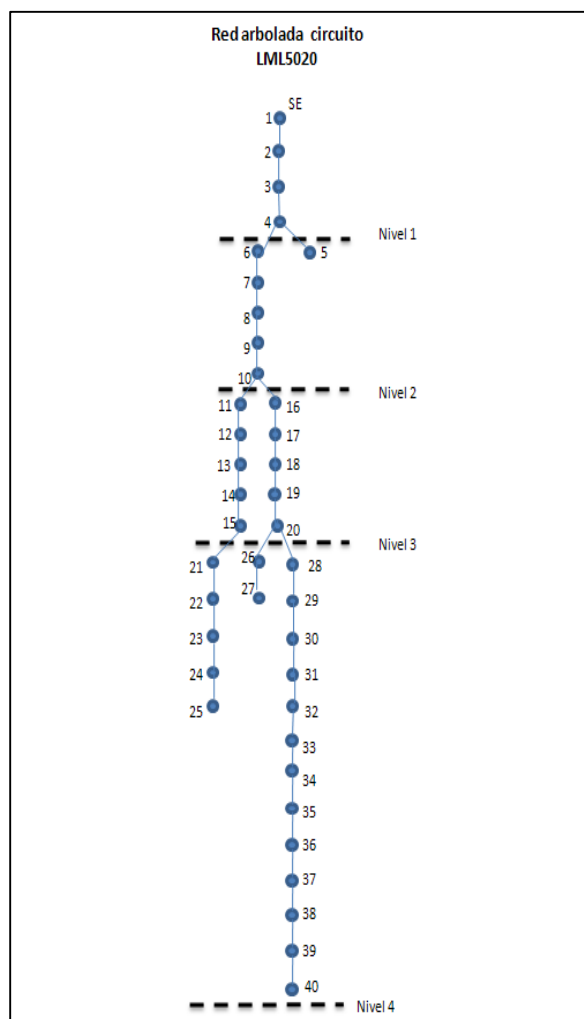


Figura 4.3. Arreglo arbolado de la red del circuito de 34.5 kV.

Este diagrama arbolar es muy importante para plantear nuestra simulación y facilitar el manejo de la información contenida en el diagrama acerca de la topología de la red debido a las características y particularidades de los sistemas de distribución.

4.3. Estructura del algoritmo matemático.

“*MATLAB*” es el nombre abreviado de “*MATrix LABoratory*”, *MATLAB* es un programa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices, puede también trabajar con números escalares tanto reales como complejos, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas [12].

El programa *MATLAB* es una de las aplicaciones más útiles que existen para poner a punto métodos numéricos en distintas facetas de la ingeniería. Por ser una herramienta de alto nivel, el desarrollo de programas numéricos con *MATLAB* puede requerir un orden de magnitud menor de esfuerzo que con lenguajes de programación convencionales, como *Fortran*, *Pascal*, *C/C++*, *Java* ó *Visual Basic* [12].

El algoritmo que se desarrollo en *MATLAB* como herramienta para el análisis y estudio de flujos de potencia, el cual se integra por cuatro archivos principales, los cuales se enlistan de la siguiente forma;

- DATOS.- En este archivo se introducen todos los datos de la topología del circuito como son; *kV*, *MVA*, matriz de cargas $S=(kW+kVAr)$, matriz de nodos de voltaje y matriz de nodos de corriente.
- IMPEDANCIAS.- En este archivo se calculan las impedancias de los segmentos de línea que integran al circuito.
- ESTADO.- En este archivo se calcula el estado estable del circuito y se determinan las pérdidas técnicas así como su factor de potencia. Para analizar su optimización.
- REGCAP.- En este archivo se simulan los reguladores y capacitores para la optimización del FP.

El algoritmo está hecho para analizar y resolver una red de “ n ” nodos, de acuerdo a la metodología vista en el capítulo anterior, aplicando el método de barrido progresivo/regresivo con un criterio de convergencia de 0.0001 [1][8].

En el capítulo siguiente se validan los resultados obtenidos de acuerdo al programa “RDAP” y al programa “SYNERGEE” utilizado por el departamento de planeación dentro de la CFE.

4.3.1. Cálculo de Impedancias.

Con el archivo denominado “IMPEDANCIAS” se realiza el cálculo de las impedancias propias y mutuas, el cual está basado en las ecuaciones modificadas de *J. Carson* [1] vistas en el capítulo II, en la figura 4.4 se muestra el diagrama de flujo para el cálculo de impedancias.

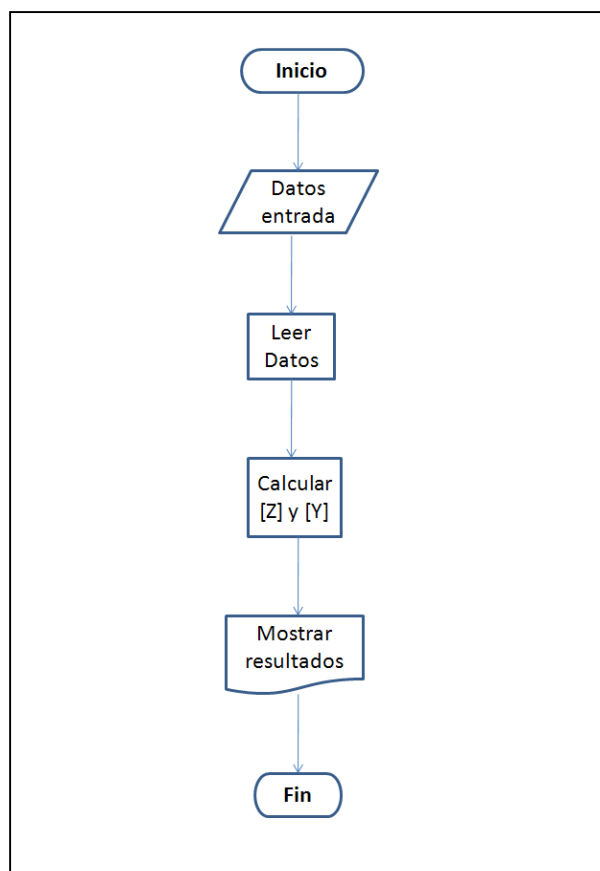


Figura 4.4. Diagrama de Flujo para el cálculo de Impedancia.

Primero se ingresan los datos técnicos de los conductores de fase y de neutro de acuerdo a las disposiciones que se tienen en la red tal y como se menciona en el punto 4.2.2 de este capítulo. Posteriormente se ejecuta el programa para calcular la impedancia primitiva dando una matriz de 4X4 y por reducción de *Kron* es reducida a una matriz de fase de 3X3, calculando las admitancias de fase de la misma forma.

En la figura 4.5 se muestran las características de un segmento de línea y se muestran los resultados.

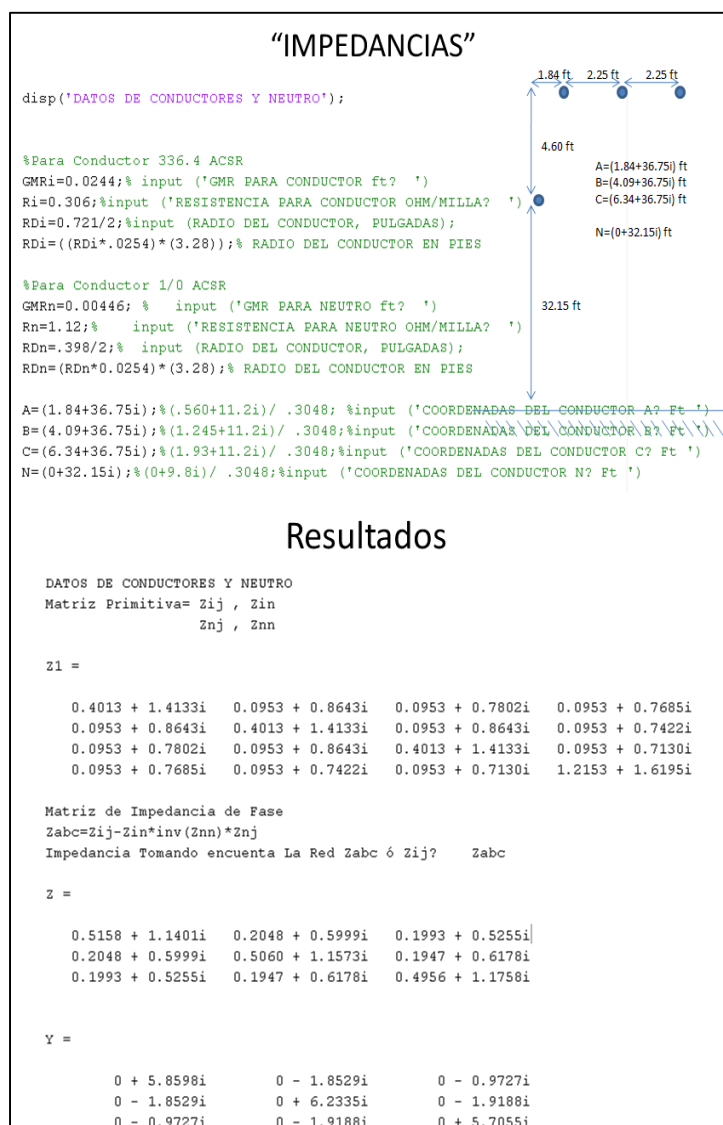


Figura 4.5. Datos y resultado del cálculo de las de matrices de impedancia y admitancia.

Se realiza el mismo proceso para un segmento de línea diferente. Es importante tomar en cuenta que cuando solo se tenga una o dos fases se pondrá la coordenada $(x+yi)$ igual a cero, para que en la matriz de fase de 3×3 , aparezcan ceros en los renglones y filas correspondientes a la fase faltante.

4.3.2. Entrada de datos generales de la red, para su simulación.

En el archivo denominado “DATOS” se integran los datos del circuito a estudiar, en este archivo se ingresan los datos generales del circuito para posteriormente realizar el cálculo del estado estable y la simulación de reguladores de tensión o banco de capacitores, para optimizar el factor potencia. En la figura 4.6 se muestra el diagrama de flujo del archivo “DATOS”.

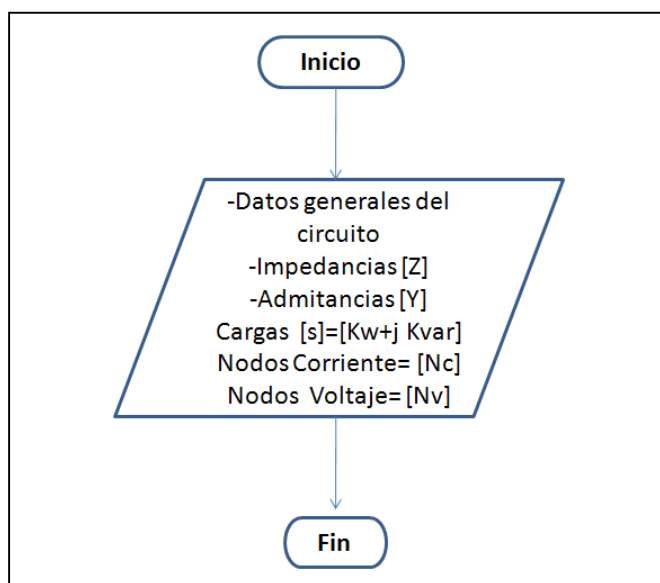


Figura 4.6. Diagrama de Flujo para ingresar los datos generales.

Dentro de este archivo se introduce los datos siguientes:

Voltaje nominal del circuito y potencia nominal en MVA's. A través de mediciones registradas en el Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía (SIMOCE) figura 4.7 se toma la medición del voltaje del circuito, este voltaje servirá como voltaje de referencia en el nodo raíz o *slack*.

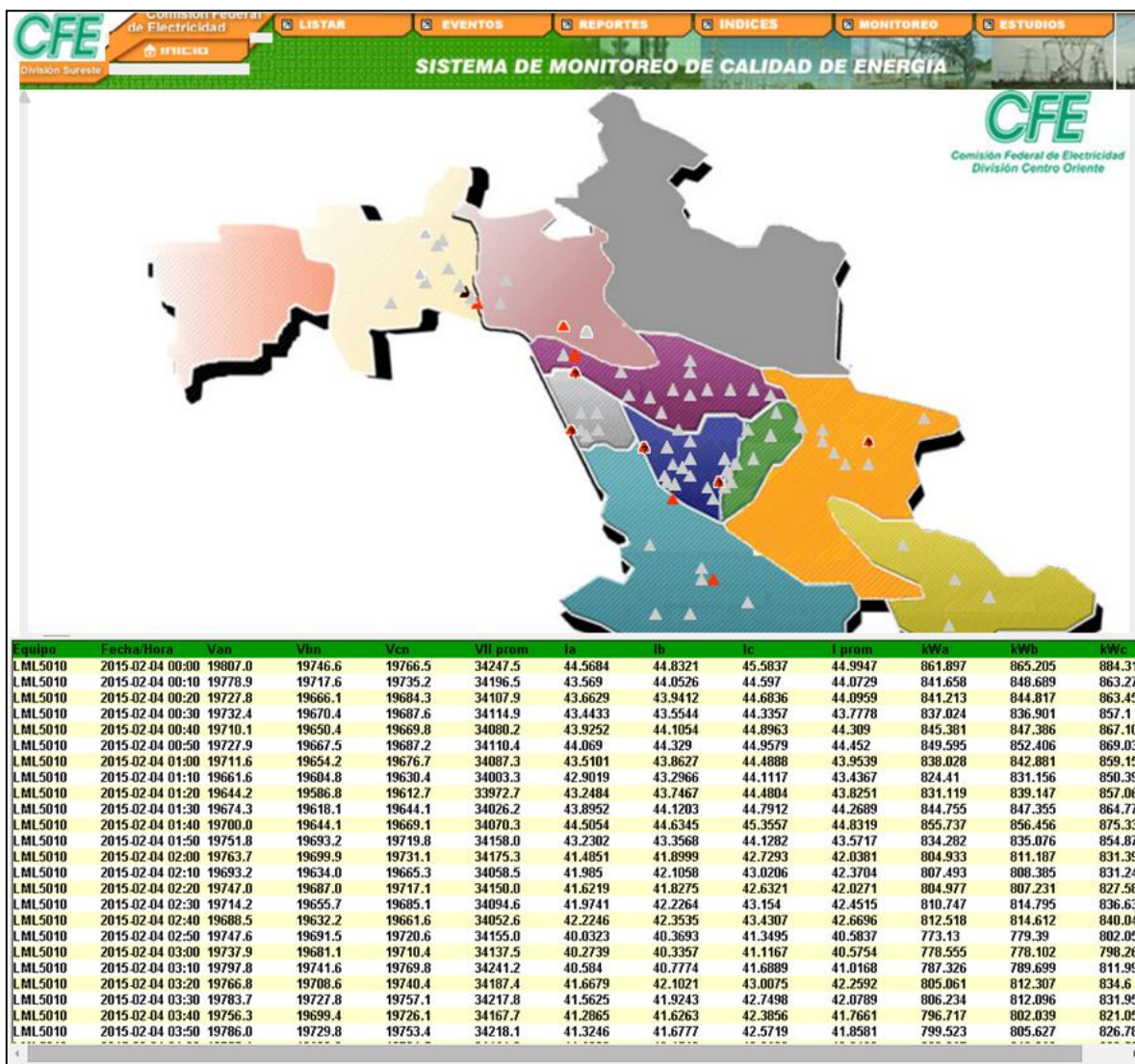


Figura 4.7. Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía de la CFE.

Las impedancias y admitancias se toman del archivo "IMPEDANCIAS" o se pueden ingresar manualmente si se conocen o se tienen en algún archivo. Para formar la matriz de impedancias se multiplica la longitud en millas de cada segmento de línea por su impedancia correspondiente, como se muestra en la figura 4.8.

```

Nodos=40;
N_segmentos=Nodos-1;
VLNB=34059.2/sqrt(3); %VOLTAJE DE LINEA A NEUTRO%
KVAB=5000;
%% IMPEDANCIAS y ADMITANCIAS %%%
Z=[0.5158 + 1.1401i    0.2048 + 0.5999i    0.1993 + 0.5255i
   0.2048 + 0.5999i    0.5060 + 1.1573i    0.1947 + 0.6178i
   0.1993 + 0.5255i    0.1947 + 0.6178i    0.4956 + 1.1758i];

Y=1e-6*[0 + 5.8598i    0 - 1.8529i    0 - 0.9727i
         0 - 1.8529i    0 + 6.2335i    0 - 1.9188i
         0 - 0.9727i    0 - 1.9188i    0 + 5.7055i];

%S.Línea  1      2      3      4      5      6      7      8      9      10

Z=[(0.04)*Z; (.04)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z; (.05)*Z; (.06)*Z; (.06)*Z; (.01)*Z; (.03)*Z; (.01)*Z
   (.02)*Z; (.01)*Z; (.01)*Z; (.01)*Z; (.02)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z
   (.02)*Z; (.01)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z
   (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z];
Y=[(0.04)*Y; (.04)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y; (.05)*Y; (.06)*Y; (.06)*Y; (.01)*Y; (.03)*Y; (.01)*Y
   (.02)*Y; (.01)*Y; (.01)*Y; (.01)*Y; (.02)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y
   (.02)*Y; (.01)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y
   (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y];

Z = Matriz de Impedancias y admitancias

0.0206 + 0.0456i    0.0082 + 0.0240i    0.0080 + 0.0210i
0.0082 + 0.0240i    0.0202 + 0.0463i    0.0078 + 0.0247i
0.0080 + 0.0210i    0.0078 + 0.0247i    0.0198 + 0.0470i
0.0206 + 0.0456i    0.0082 + 0.0240i    0.0080 + 0.0210i
0.0082 + 0.0240i    0.0202 + 0.0463i    0.0078 + 0.0247i
0.0080 + 0.0210i    0.0078 + 0.0247i    0.0198 + 0.0470i
0.0103 + 0.0228i    0.0041 + 0.0120i    0.0040 + 0.0105i
0.0041 + 0.0120i    0.0101 + 0.0231i    0.0039 + 0.0124i
0.0040 + 0.0105i    0.0039 + 0.0124i    0.0099 + 0.0235i
0.0052 + 0.0114i    0.0020 + 0.0060i    0.0020 + 0.0053i
0.0020 + 0.0060i    0.0051 + 0.0116i    0.0019 + 0.0062i
0.0020 + 0.0053i    0.0019 + 0.0062i    0.0050 + 0.0118i
0.0258 + 0.0570i    0.0102 + 0.0300i    0.0100 + 0.0263i
0.0102 + 0.0300i    0.0253 + 0.0579i    0.0097 + 0.0309i
0.0100 + 0.0263i    0.0097 + 0.0309i    0.0248 + 0.0588i
0.0309 + 0.0684i    0.0123 + 0.0360i    0.0120 + 0.0315i
0.0123 + 0.0360i    0.0304 + 0.0694i    0.0117 + 0.0371i
0.0120 + 0.0315i    0.0117 + 0.0371i    0.0297 + 0.0705i
0.0309 + 0.0684i    0.0123 + 0.0360i    0.0120 + 0.0315i
0.0123 + 0.0360i    0.0304 + 0.0694i    0.0117 + 0.0371i
0.0120 + 0.0315i    0.0117 + 0.0371i    0.0297 + 0.0705i
0.0052 + 0.0114i    0.0020 + 0.0060i    0.0020 + 0.0053i
0.0020 + 0.0060i    0.0051 + 0.0116i    0.0019 + 0.0062i
0.0020 + 0.0053i    0.0019 + 0.0062i    0.0050 + 0.0118i

```

Figura 4.8. Datos generales del circuito, Impedancias y admitancias.

Para modelar las cargas como potencia constante en los nodos, se toma del reporte histórico del “SIMOCE” el perfil de carga del circuito desde el mes de enero hasta el mes de diciembre del año en curso. Determinando en la gráfica del perfil del circuito LML5020, el día y la hora donde se presentó la demanda máxima

coincidente, la demanda mínima y la demanda promedio como se muestra en la figura 4.9, para tomar un factor de asignación para las cargas.

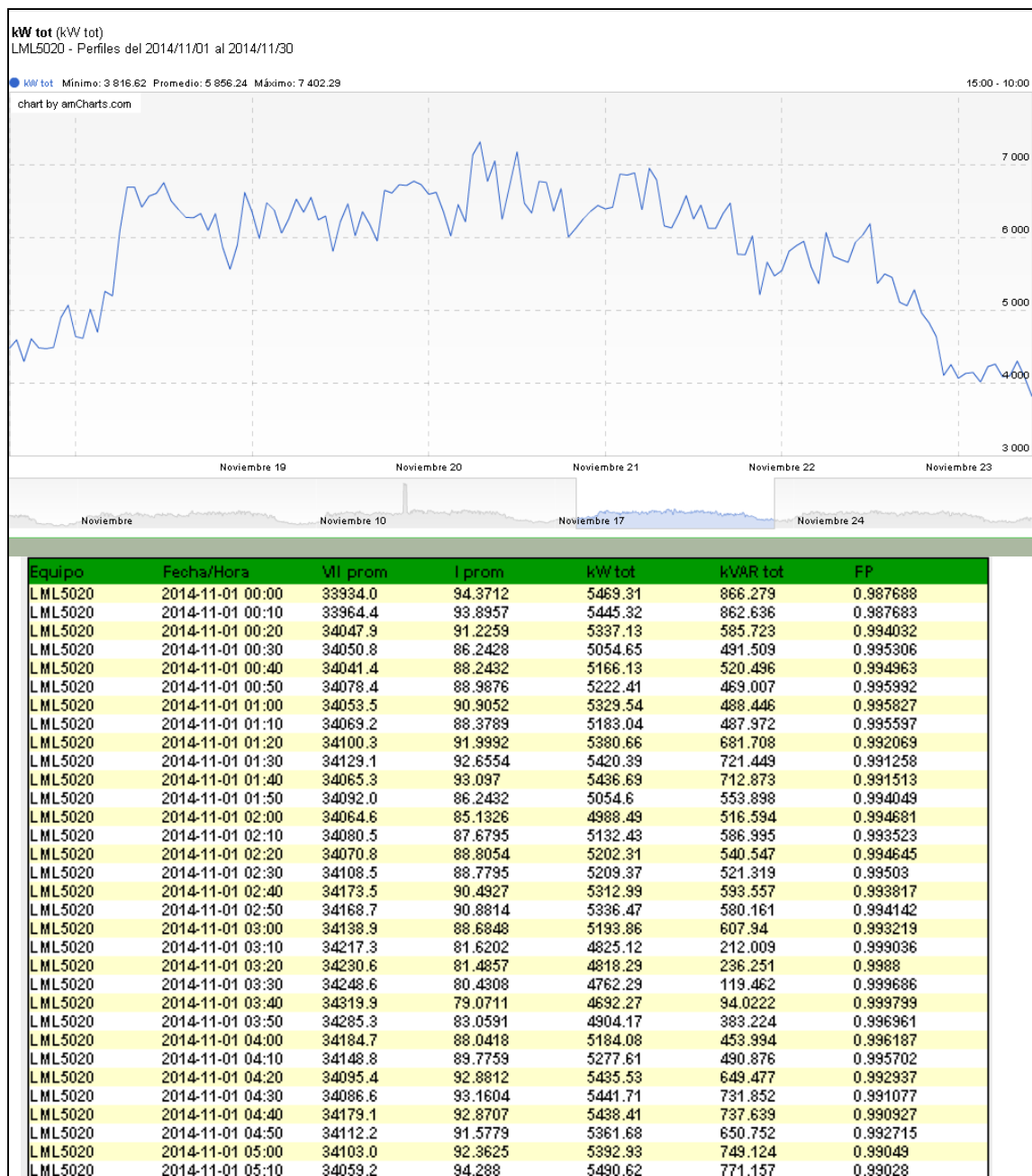


Figura 4.9. Perfil de carga del circuito LML5020.

El departamento de medición proporcionó los perfiles de carga de cada uno de los usuarios del circuito. Con los perfiles proporcionados de cada usuario y de acuerdo con el día y la hora exacta cuando se presentó la máxima demanda

coincidente, de acuerdo a la gráfica de la figura 4.10 se toman todas las demandas con la misma fecha y hora en que ocurrió la demanda máxima coincidente. Los consumos se dan en kWh y $KVArH$, por lo cual es importante tomar en cuenta que las mediciones se registran cada 5 minutos para determinar el consumo total, la demanda promedio, etc. en la tabla 4.1 se muestran las cargas para su modelado y su análisis.

PERFILES DE CARGA DE LOS USUARIOS DEL CTO. LML 5020									
NODO	MEDIDOR	FECHA	HORA	(A)Kw	(A)KVar	(B)Kw	(B)KVar	(C)Kw	(C)KVar
1									
2									
3									
4									
5									
6	73RM78	11/20/2014	13:40	388	420	388	420	388	420
7	BCO CAP.								
8									
9	OH_268560	11/20/2014	13:40	800.66	140.66	800.66	140.66	800.66	140.66
10	OH_434393	11/20/2014	13:40	145	158	145	158	145	158
11	OH_438845	11/20/2014	13:40	39	42	39	42	39	42
12									
13									
14									
15	74RM05	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
16	BCO CAP.								
17									
18									
19									
20	73RM89	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
21	674L9G	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
22									
23									
24	74RM06	11/20/2014	13:40	809.33	142	809.33	142	809.33	142
25	73RM51	11/20/2014	13:40	52	39	52	39	52	39
26	73RM54	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
27	73RM56	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
28									
29									
30	73RM66	11/20/2014	13:40	76	10.66	76	10.66	76	10.66
31									
32									
33	BCO CAP.				300		300		300
34									
35	73RM65	11/20/2014	13:40	183.3	53.1	183.3	53.1	183.3	53.1
36									
37	OH_268581	11/20/2014	13:40	97	105	97	105	97	105
38	73RM50	11/20/2014	13:40	14	7	14	7	14	7
39									
40									
				3089.29	1942.42	3089.29	1942.42	3089.29	1942.42

Tabla 4.1. Perfiles de carga del circuito LML5020 del 11 de noviembre.

Dentro del archivo “DATOS” las cargas se anexan como potencia constante de la forma $S=(kW+j*kVAr)$, para formar la matriz de potencia aparente [S] como se muestra en la figura 4.10.

```
%% disp ('MATRIZ DE POTENCIAS IMAGINARIAS')
s1= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s2= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s3= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s4= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s5= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s6= [388+420i, 388+420i, 388+420i];
s7= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s8= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s9= [800.66+140.66i, 800.66+140.66i, 800.66+140.66i];
s10= [145+158i, 145+158i, 145+158i];
s11= [39+42i, 39+42i, 39+42i];
s12= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s13= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s14= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s15= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s16= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s17= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s18= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s19= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s20= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s21= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s22= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s23= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s24= [809.33+142i, 809.33+142i, 809.33+142i];
s25= [52+39i, 52+39i, 52+39i];
s26= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s27= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s28= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s29= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s30= [76+10.66i, 76+10.66i, 76+10.66i];
s31= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s32= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s33= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s34= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s35= [183.3+53.1i, 183.3+53.1i, 183.3+53.1i];
s36= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s37= [97+105i, 97+105i, 97+105i];
s38= [14+7i, 14+7i, 14+7i];
s39= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
s40= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
```

Figura 4.10. Matriz de potencias constantes.

Es importante crear una matriz de nodos de corriente y otra matriz de nodos de voltaje como se muestra en la figura 4.11, de acuerdo a estas matrices el algoritmo realiza el cálculo para la suma de corriente y el cálculo para determinar la caída de tensión.

** NODOS PARA CONSIDERAR LA SUMA DE CORRIENTES y LAS CAÍDAS DE TENSIÓN			
% Nc=[Ncarga, Nfuente]		Nc=[Ncarga, Nfuente]	
Nc	= [40 39	Nv	= [2 1
	39 38		3 2
	38 37		4 3
	37 36		5 4
	36 35		6 4
	35 34		7 6
	34 33		8 7
	33 32		9 8
	32 31		10 9
	31 30		16 10
	30 29		11 10
	29 28		17 16
	28 20		18 17
	27 26		19 18
	26 20		20 19
	25 24		12 11
	24 23		13 12
	23 22		14 13
	22 21		15 14
	21 15		28 20
	20 19		26 20
	19 18		27 26
	18 17		29 28
	17 16		30 29
	16 10		31 30
	15 14		32 31
	14 13		33 32
	13 12		34 33
	12 11		35 34
	11 10		36 35
	10 9		37 36
	9 8		38 37
	8 7		39 38
	7 6		40 39
	6 4		21 15
	5 4		22 21
	4 3		23 22
	3 2		24 23
	2 1];		25 24];

Figura 4.11. Matrices de corriente y de voltaje.

En base a la matriz de nodos de corriente el algoritmo calcula la suma de corrientes (barrido regresivo). Para explicar como el algoritmo inter actúa con la matriz de corrientes, para realizar el cálculo del estado estable, se toma como ejemplo los nodos de la última capa (nivel 4) como se muestra en la figura 4.12.

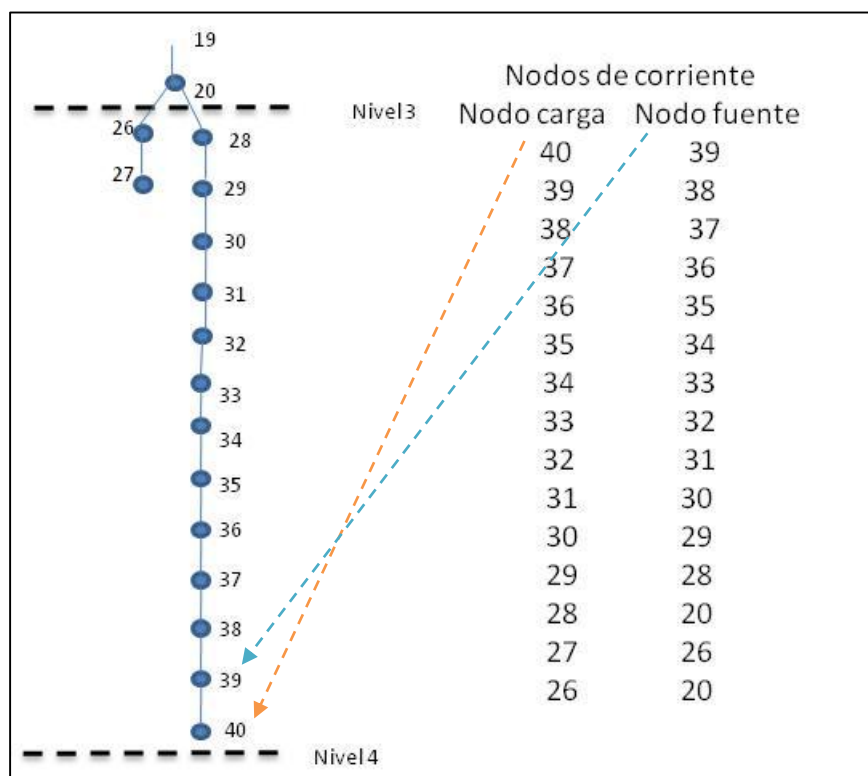


Figura 4.12. Matriz de nodos de corriente para la última capa o nivel.

Para la suma de corrientes (barrido regresivo), en el primer cálculo se toma el primer renglón de la matriz de nodos, donde el nodo 40 es el nodo carga y el nodo 39 el nodo fuente, una vez que se calcularon las corrientes de carga en cada nodo se hace la suma de corrientes, para este ejemplo; la corriente del nodo carga (nodo 40) se suma a la corriente del nodo fuente (nodo 39) y el resultado se guarda en el nodo fuente (nodo 39). Posteriormente para el siguiente cálculo se toma el segundo renglón de la matriz de nodos, donde la corriente en el nodo 39 es la corriente calculada anteriormente guardada de la suma de los nodos 40 y 39, ahora el nodo fuente se convierte en nodo carga (nodo 39) y el nodo fuente es el nodo 38 donde se guardara el resultado de la suma de corrientes del nodo carga y el nodo fuente, repitiendo el procedimiento sucesivamente hasta llegar al nodo 28.

Después se hace lo mismo para el nodo 27 (nodo carga) y el nodo 26 (nodo fuente).

Una vez calculadas las corrientes totales en los nodos 26 y 28, se suman las corrientes de los nodos 28 y 26 que ya contienen las corrientes aguas atrás, ahora el nodo fuente es el nodo 20 para los dos casos, entonces para el primer caso el nodo carga (nodo 28) se suma al nodo fuente (nodo 20) y se guarda en 20, después en el segundo caso el nodo carga (nodo 26) se suma al nodo fuente (nodo 20) que ya contiene la suma del nodo 28 y 20, quedando registrada en el nodo fuente (nodo 20) para continuar con el barrido regresivo de la misma forma hasta llegar al nodo *slack*.

Para el caso de la caída de tensión se usan los nodos de la matriz de voltajes (barrido progresivo), Como ejemplo se utilizan los nodos de la primera capa o nivel como se muestra en la figura 4.13.

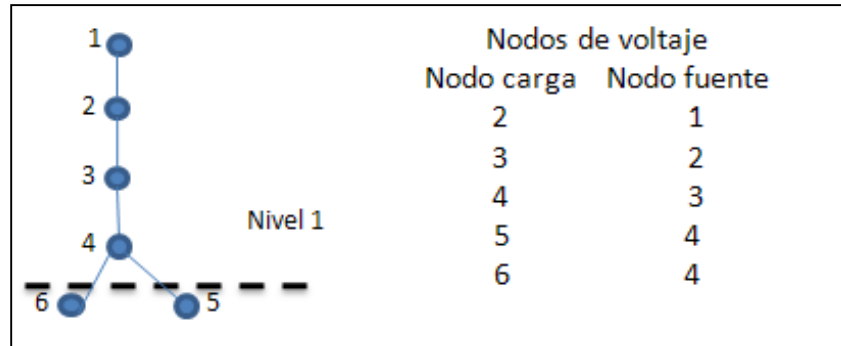


Figura 4.13. Matriz de nodos de voltaje para la primer capa o nivel.

Para la primer columna de la matriz de nodos de voltaje el nodo fuente (nodo 1) se utiliza para calcular la caída de tensión en el nodo carga (nodo 2) y se guarda en el nodo 2, posteriormente el nodo 2 se convierte en el nodo fuente para hacer el cálculo aguas abajo y así sucesivamente hasta el nodo 4. Para el nodo 5 y 6 el nodo fuente es el nodo 4 y los nodos de carga son respectivamente el nodo 5 y el nodo 6, se sigue el procedimiento hasta llegar al último nodo de la última capa o nivel (nodo 40). De esta forma se tienen los datos necesarios para calcular el estado estable del circuito bajo análisis.

Es importante comentar que la información contenida dentro del SIMOCE se puede explotar para obtener los perfiles de carga tomados en un lapso de tiempo, por ejemplo; para un día, una semana, un mes o incluso un año. En la figura 4.14 se muestra un reporte de perfil de carga dentro del SIMOCE de un día completo.

Equipo	Fecha	Hora	V(m)	V(m)	V(m)	V(f(prim))	W	W	W	W(f(prim))	Ww (2f)	Ww(2f)
ATC42010	2011-06-22	23:45:00	0138.0	0096.0	0092.0	14043.0	290.0	285.0	317.0	297.0	7030.0	1531.0
ATC42010	2011-06-22	23:30:00	0142.0	0100.0	0094.0	14049.0	300.0	302.0	336.0	315.0	7465.0	1647.0
ATC42010	2011-06-22	23:15:00	0131.0	0089.0	0084.0	14030.0	321.0	313.0	346.0	327.0	7735.0	1650.0
ATC42010	2011-06-22	23:00:00	0126.0	0081.0	0077.0	14019.0	332.0	326.0	358.0	339.0	8020.0	1666.0
ATC42010	2011-06-22	22:45:00	0119.0	0072.0	0066.0	14003.0	342.0	338.0	371.0	350.0	8283.0	1702.0
ATC42010	2011-06-22	22:30:00	0130.0	0080.0	0070.0	14021.0	354.0	348.0	381.0	361.0	8559.0	1753.0
ATC42010	2011-06-22	22:15:00	0126.0	0076.0	0071.0	14012.0	357.0	352.0	387.0	365.0	8656.0	1747.0
ATC42010	2011-06-22	22:00:00	0112.0	0062.0	0057.0	13988.0	363.0	356.0	391.0	370.0	8754.0	1773.0
ATC42010	2011-06-22	21:45:00	0096.0	0048.0	0040.0	13961.0	368.0	361.0	398.0	376.0	8872.0	1818.0
ATC42010	2011-06-22	21:30:00	0099.0	0044.0	0032.0	13950.0	371.0	361.0	401.0	378.0	8908.0	1847.0
ATC42010	2011-06-22	21:15:00	0077.0	0028.0	0014.0	13923.0	366.0	359.0	394.0	373.0	8762.0	1917.0
ATC42010	2011-06-22	21:00:00	0092.0	0040.0	0028.0	13947.0	338.0	334.0	364.0	345.0	8112.0	1827.0
ATC42010	2011-06-22	20:45:00	0105.0	0055.0	0049.0	13978.0	296.0	289.0	317.0	301.0	7052.0	1607.0
ATC42010	2011-06-22	20:30:00	0114.0	0071.0	0059.0	13996.0	261.0	258.0	286.0	268.0	6262.0	1649.0
ATC42010	2011-06-22	20:15:00	0124.0	0083.0	0076.0	14019.0	246.0	244.0	270.0	253.0	5884.0	1606.0
ATC42010	2011-06-22	20:00:00	0141.0	0099.0	0091.0	14047.0	243.0	238.0	269.0	250.0	5789.0	1774.0
ATC42010	2011-06-22	19:45:00	0144.0	0108.0	0090.0	14058.0	241.0	236.0	267.0	248.0	5730.0	1822.0
ATC42010	2011-06-22	19:30:00	0148.0	0113.0	0104.0	14066.0	240.0	237.0	265.0	247.0	5705.0	1846.0
ATC42010	2011-06-22	19:15:00	0133.0	0103.0	0095.0	14046.0	245.0	237.0	266.0	250.0	5744.0	1884.0
ATC42010	2011-06-22	19:00:00	0109.0	0081.0	0071.0	14006.0	246.0	237.0	266.0	249.0	5721.0	1890.0
ATC42010	2011-06-22	18:45:00	0103.0	0074.0	0065.0	13994.0	246.0	234.0	267.0	249.0	5714.0	1891.0
ATC42010	2011-06-22	18:30:00	0090.0	0069.0	0063.0	13988.0	251.0	240.0	273.0	255.0	5834.0	1949.0
ATC42010	2011-06-22	18:15:00	0109.0	0081.0	0077.0	14010.0	259.0	250.0	282.0	264.0	6017.0	2006.0
ATC42010	2011-06-22	18:00:00	0080.0	0059.0	0053.0	13971.0	260.0	251.0	283.0	265.0	6030.0	2009.0
ATC42010	2011-06-22	17:45:00	0081.0	0054.0	0050.0	13962.0	263.0	255.0	285.0	268.0	6077.0	2161.0
ATC42010	2011-06-22	17:30:00	0089.0	0060.0	0050.0	13975.0	260.0	251.0	281.0	264.0	5989.0	2160.0
ATC42010	2011-06-22	17:15:00	0060.0	0036.0	0030.0	13937.0	262.0	255.0	282.0	266.0	6032.0	2166.0
ATC42010	2011-06-22	17:00:00	0039.0	0007.0	0003.0	13936.0	261.0	256.0	281.0	266.0	6022.0	2096.0
ATC42010	2011-06-22	16:45:00	0028.0	0000.0	0000.0	13967.0	263.0	256.0	283.0	269.0	6072.0	2117.0
ATC42010	2011-06-22	16:30:00	0043.0	0013.0	0000.0	13992.0	267.0	261.0	292.0	273.0	6163.0	2225.0
ATC42010	2011-06-22	16:15:00	0026.0	0000.0	0000.0	13965.0	271.0	262.0	293.0	275.0	6194.0	2224.0
ATC42010	2011-06-22	16:00:00	0021.0	0000.0	0000.0	13957.0	269.0	258.0	291.0	273.0	6145.0	2199.0
ATC42010	2011-06-22	15:45:00	0037.0	0001.0	0001.0	13981.0	266.0	259.0	291.0	272.0	6126.0	2213.0
ATC42010	2011-06-22	15:30:00	0046.0	0017.0	0009.0	13987.0	274.0	265.0	290.0	279.0	6272.0	2335.0

Figura 4.14. Reporte de perfil de carga del circuito dentro del SIMOCE.

Los reportes que arroja el SIMOCE son de utilidad para comparar el FP que se tiene en el nodo raíz o en la subestación. También existe la posibilidad de comparar el reporte de balance de energía que genera el SIMOCE con las pérdidas arrojadas por el análisis realizado.

Nota.- Las mediciones que se tengan en la subestación dentro del SIMOCE, no son del todo confiables ya que muchas veces estos equipos se encuentran mal configurados y las mediciones son erróneas, es importante asegurarse de que las mediciones arrojadas por el equipo sean reales y confiables para un estudio adecuado.

4.3.3. Cálculo del estado estable.

Dentro del archivo “ESTADO” se realiza el cálculo del estado estable del circuito, el cual se basa en el método de barrido progresivo /regresivo. En la figura 4.15 se muestra el diagrama de flujo correspondiente al archivo “ESTADO”.

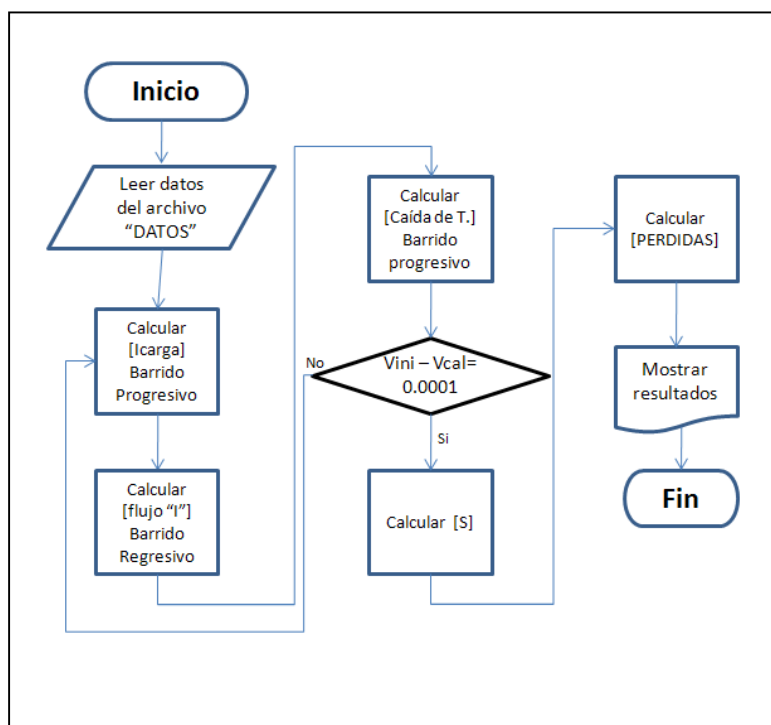


Figura 4.15. Diagrama de flujo del algoritmo para el cálculo del estado.

Recapitulando en forma de resumen se mencionan los pasos a seguir para desarrollar la metodología en la obtención del estado estable del circuito LML5020, aplicando el método de barrido progresivo-regresivo visto en el capítulo anterior;

- 1.- Obtener la tensión del nodo fuente o nodo de referencia (nodo *slack*), $V_{r,abc}$ y atribuir el mismo valor de tensión a todos los nodos del sistema $V_{i,abc}$.
- 2: Calcular las corrientes de carga en cada nodo de la red de acuerdo a la ecuación 3.1, determinando muestran los flujos de corriente en cada nodo en la Figura 4.16.

$$I_{iabc}^{(K)} = \left(\frac{S_{iabc}}{V_{iabc}^{(K-1)}} \right)^* - Y_{iabc} \cdot V_{iabc}^{(K-1)}$$

CORRIENTE DE CARGA EN CADA NODO "AMPERES"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	0	0	0	0	0	0
2	0.0058249	95.977	0.006468	-29.604	0.005734	-156.54
3	0.0058237	95.97	0.0064668	-29.61	0.005733	-156.55
4	0.0029115	95.966	0.0032331	-29.614	0.0028663	-156.56
5	0.0014558	95.966	0.0016166	-29.614	0.0014331	-156.56
6	28.723	-47.284	28.721	-167.28	28.72	72.71
7	0.0087301	95.948	0.0096949	-29.631	0.0085952	-156.58
8	0.0087278	95.938	0.0096927	-29.64	0.0085934	-156.59
9	40.867	-10.007	40.862	-130.01	40.855	109.98
10	10.779	-47.491	10.777	-167.49	10.776	72.499
11	2.8794	-47.135	2.8789	-167.13	2.8789	72.86
12	0.0014544	95.932	0.0016152	-29.647	0.001432	-156.6
13	0.004363	95.931	0.0048455	-29.647	0.004296	-156.6
14	0.0029086	95.93	0.0032303	-29.648	0.002864	-156.6
15	7.1854	-47.306	7.1843	-167.3	7.1834	72.683
16	0.0029088	95.933	0.0032304	-29.645	0.0028641	-156.6
17	0.0029087	95.932	0.0032303	-29.646	0.002864	-156.6
18	0.0014543	95.932	0.0016151	-29.647	0.001432	-156.6
19	0.0014543	95.931	0.0016151	-29.647	0.0014319	-156.6
20	7.187	-47.312	7.1859	-167.31	7.1847	72.674
21	7.1844	-47.3	7.1832	-167.3	7.1826	72.691
22	0.0043627	95.928	0.0048452	-29.65	0.0042958	-156.6
23	0.0029085	95.927	0.0032301	-29.651	0.0028638	-156.6
24	41.319	-10.004	41.312	-130	41.304	109.98
25	3.2666	-36.888	3.2661	-156.88	3.266	83.103
26	7.1859	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683
27	7.186	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683
28	0.0029084	95.93	0.00323	-29.649	0.0028637	-156.6
29	0.0029083	95.929	0.00323	-29.649	0.0028637	-156.6
30	3.8586	-7.9953	3.8582	-127.99	3.8578	111.99
31	0.0029083	95.929	0.0032299	-29.65	0.0028637	-156.6
32	0.0029083	95.928	0.0032299	-29.65	0.0028636	-156.6
33	0.0029082	95.928	0.0032299	-29.65	0.0028636	-156.6
34	0.0029082	95.928	0.0032298	-29.651	0.0028636	-156.6
35	9.5961	-16.194	9.5947	-136.19	9.5932	103.79
36	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6
37	7.1866	-47.309	7.1853	-167.31	7.1844	72.679
38	0.78639	-26.53	0.78631	-146.52	0.78639	93.462
39	0.0029081	95.927	0.0032298	-29.651	0.0028635	-156.6
40	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6

Figura 4.16. Corriente de carga en cada nodo del circuito

3.- Se hace un barrido regresivo desde el último nodo en dirección al nodo raíz, para sumar las corrientes del propio nodo con la corriente de todas las ramas que derivan del mismo nodo, en la figura 4.17 se muestran los flujos de corriente.

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{la} \\ J_{la} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \end{bmatrix}^{(K)}$$

FLUJO DE CORRIENTE EN CADA NODO "AMPERES"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	175.84	-28.008	175.82	-148	175.81	91.982
2	175.84	-28.008	175.82	-148	175.81	91.982
3	175.84	-28.01	175.82	-148.01	175.81	91.98
4	175.84	-28.011	175.82	-148.01	175.81	91.978
5	0.0014558	95.966	0.0016166	-29.614	0.0014331	-156.56
6	175.85	-28.013	175.82	-148.01	175.81	91.977
7	149.03	-24.365	149.02	-144.36	149	95.623
8	149.04	-24.368	149.02	-144.36	149.01	95.62
9	149.04	-24.371	149.02	-144.37	149.01	95.617
10	109.92	-29.663	109.91	-149.66	109.9	90.326
11	59.165	-21.614	59.157	-141.61	59.151	98.373
12	56.58	-20.358	56.573	-140.36	56.566	99.629
13	56.581	-20.359	56.573	-140.36	56.566	99.627
14	56.583	-20.363	56.575	-140.36	56.567	99.623
15	56.584	-20.366	56.576	-140.36	56.568	99.62
16	41.379	-36.582	41.373	-156.57	41.373	83.411
17	41.381	-36.585	41.375	-156.58	41.375	83.407
18	41.383	-36.588	41.377	-156.58	41.376	83.404
19	41.384	-36.589	41.378	-156.58	41.377	83.402
20	41.385	-36.591	41.379	-156.58	41.378	83.4
21	50.284	-16.654	50.277	-136.65	50.269	103.33
22	44.255	-11.907	44.249	-131.91	44.241	108.08
23	44.256	-11.913	44.25	-131.91	44.242	108.07
24	44.257	-11.916	44.25	-131.92	44.242	108.07
25	3.2666	-36.888	3.2661	-156.88	3.266	83.103
26	14.372	-47.306	14.37	-167.3	14.368	72.683
27	7.186	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683
28	20.596	-25.366	20.594	-145.35	20.595	94.625
29	20.598	-25.373	20.595	-145.36	20.596	94.618
30	20.599	-25.38	20.597	-145.37	20.597	94.61
31	16.956	-29.278	16.954	-149.27	16.955	90.713
32	16.958	-29.286	16.956	-149.28	16.956	90.704
33	16.959	-29.294	16.957	-149.29	16.957	90.695
34	16.961	-29.302	16.959	-149.3	16.958	90.686
35	16.963	-29.311	16.96	-149.31	16.959	90.678
36	7.9222	-45.265	7.9208	-165.26	7.9209	74.729
37	7.9233	-45.272	7.9219	-165.26	7.9218	74.721
38	0.78406	-26.261	0.78413	-146.2	0.78494	93.757
39	0.0043622	95.927	0.0048447	-29.651	0.0042953	-156.6
40	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6

Figura 4.17. Flujos de corrientes hacia el nodo raíz.

4.- Partiendo del nodo raíz se hace un barrido progresivo para calcular la nueva tensión de cada nodo figura 4.18. Para hacerlo es necesario conocer la tensión del nodo anterior, para lo cual se conoce que el nodo raíz tiene ya un valor predeterminado desde el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia):

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \end{bmatrix}^{(K)}$$

FLUJO DE VOLTAJES EN CADA NODO "KV"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	1	0	1	-120	1	120
2	0.99979	-0.00664	0.99981	-120.01	0.99983	119.99
3	0.99957	-0.013283	0.99961	-120.01	0.99966	119.98
4	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98
5	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98
6	0.9992	-0.024914	0.99928	-120.03	0.99937	119.97
7	0.99894	-0.034339	0.99904	-120.04	0.99917	119.96
8	0.99868	-0.043768	0.99881	-120.05	0.99897	119.94
9	0.99864	-0.04534	0.99877	-120.05	0.99894	119.94
10	0.99854	-0.048295	0.99868	-120.05	0.99886	119.94
11	0.99852	-0.048966	0.99866	-120.05	0.99884	119.94
12	0.99849	-0.05029	0.99863	-120.05	0.99882	119.94
13	0.99847	-0.050951	0.99862	-120.05	0.99881	119.94
14	0.99846	-0.051613	0.99861	-120.05	0.9988	119.93
15	0.99844	-0.052275	0.99859	-120.05	0.99879	119.93
16	0.99851	-0.048856	0.99865	-120.05	0.99883	119.94
17	0.99847	-0.049697	0.99862	-120.05	0.9988	119.94
18	0.99844	-0.050257	0.99859	-120.05	0.99878	119.94
19	0.99841	-0.050818	0.99857	-120.05	0.99876	119.93
20	0.99839	-0.051378	0.99854	-120.05	0.99873	119.93
21	0.99843	-0.052914	0.99858	-120.05	0.99878	119.93
22	0.99841	-0.054145	0.99856	-120.06	0.99876	119.93
23	0.99839	-0.054761	0.99855	-120.06	0.99875	119.93
24	0.99837	-0.055993	0.99853	-120.06	0.99874	119.93
25	0.99837	-0.056014	0.99853	-120.06	0.99874	119.93
26	0.99837	-0.051516	0.99853	-120.05	0.99872	119.93
27	0.99837	-0.051562	0.99852	-120.05	0.99872	119.93
28	0.99837	-0.052012	0.99853	-120.05	0.99872	119.93
29	0.99836	-0.052435	0.99852	-120.05	0.99871	119.93
30	0.99835	-0.052858	0.9985	-120.05	0.9987	119.93
31	0.99834	-0.053166	0.9985	-120.06	0.99869	119.93
32	0.99832	-0.053474	0.99849	-120.06	0.99869	119.93
33	0.99831	-0.053782	0.99848	-120.06	0.99868	119.93
34	0.9983	-0.05409	0.99847	-120.06	0.99867	119.93
35	0.99829	-0.054397	0.99846	-120.06	0.99866	119.93
36	0.99829	-0.054459	0.99845	-120.06	0.99866	119.93
37	0.99828	-0.054521	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
38	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
39	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
40	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93

Figura 4.18. Resultado de las caídas de tensión hacia la última capa.

5.- Criterio de convergencia; se calcula la máxima diferencia de tensión por fase entre 2 iteraciones seguidas y se verifica que sea menor a la tolerancia, En caso contrario, se regresa al paso 2. Para el caso de estudio el proceso convergió en 2 iteraciones como se muestra en la figura 4.19.

$$\text{SI } \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \end{bmatrix}^{(K-1)} < \text{Tolerancia} \quad \text{entonces CONVERGE}$$

SUBESTACIÓN ALMECATLA CIRCUITO; LML5020.						
Numero_Iter =						
2						
CORRIENTE DE CARGA EN CADA NODO "AMPERES"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	0	0	0	0	0	0
2	0.0058249	95.977	0.006468	-29.604	0.005734	-156.54

Figura 4.19. Resultado del número de iteraciones al cual convergió.

6.- Después de aplicar el método de barrido regresivo/progresivo tantas veces sea necesario hasta converger de acuerdo al criterio de tolerancia en el paso 5, se calculan las potencias de cada nodo como se muestra en la figura 4.20.

$$S^{(K)}_{ia} = V^{(K)}_{ia} (I^{(K)}_{ia})^* - Y^*_{ia} |V_{ia}|^2 - S_{ia}$$

$$S^{(K)}_{ib} = V^{(K)}_{ib} (I^{(K)}_{ib})^* - Y^*_{ib} |V_{ib}|^2 - S_{ib}$$

$$S^{(K)}_{ic} = V^{(K)}_{ic} (I^{(K)}_{ic})^* - Y^*_{ic} |V_{ic}|^2 - S_{ic}$$

FLUJO DE POTENCIAS EN CADA NODO "KVA" "KW" "KVAR"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	3092.2	1644.7	3092	1644.3	3091.4	1645
2	3091.7	1644	3091.6	1643.6	3091.1	1644.3
3	3091.3	1643.4	3091.2	1643.1	3090.9	1643.6
4	3091.1	1643.2	3091	1642.8	3090.7	1643.4
5	-0.0030209	-0.028824	-0.0002267	-0.032183	0.0032475	-0.028349
6	3090.5	1642.4	3090.5	1642.1	3090.4	1642.5
7	2702	1221.8	2702.1	1221.5	2702.1	1221.9
8	2701.5	1221.2	2701.6	1220.9	2701.7	1221.2
9	2701.5	1221.2	2701.6	1221	2701.7	1221.3
10	1900.7	1080.4	1900.8	1080.2	1900.9	1080.4
11	1094.4	432.53	1094.4	432.45	1094.5	432.55
12	1055.3	390.55	1055.4	390.48	1055.4	390.57
13	1055.3	390.56	1055.4	390.49	1055.4	390.57
14	1055.3	390.63	1055.4	390.57	1055.4	390.64
15	1055.3	390.67	1055.4	390.62	1055.4	390.68
16	661.28	489.91	661.36	489.79	661.46	489.93
17	661.27	489.94	661.35	489.83	661.44	489.96
18	661.26	489.97	661.34	489.87	661.42	489.99
19	661.25	489.98	661.32	489.88	661.41	490
20	661.24	489.99	661.31	489.9	661.4	490.01
21	958.33	285.71	958.36	285.67	958.39	285.72
22	861.32	180.77	861.35	180.74	861.37	180.78
23	861.32	180.85	861.34	180.83	861.36	180.85
24	861.31	180.88	861.33	180.87	861.34	180.89
25	51.994	38.942	51.999	38.936	52.006	38.943
26	193.99	209.88	194	209.87	194.01	209.89
27	96.994	104.94	96.999	104.94	97.006	104.94
28	370.25	175.13	370.31	175.05	370.38	175.14
29	370.25	175.18	370.31	175.11	370.38	175.19
30	370.25	175.23	370.3	175.17	370.37	175.24
31	294.26	164.62	294.3	164.57	294.36	164.63
32	294.26	164.68	294.3	164.63	294.35	164.69
33	294.27	164.73	294.3	164.69	294.34	164.74
34	294.27	164.79	294.3	164.75	294.34	164.79
35	294.27	164.84	294.3	164.81	294.33	164.85
36	110.98	111.8	111	111.78	111.02	111.8
37	110.98	111.83	111	111.81	111.02	111.83
38	13.988	6.8849	13.999	6.8715	14.013	6.8868
39	-0.0090393	-0.086267	-0.00068195	-0.096347	0.0097213	-0.084886
40	-0.0030131	-0.028756	-0.00022732	-0.032116	0.0032404	-0.028295

Figura 4.20. Resultado de los flujos de potencia hacia el nodo raíz.

7.- Se calcula el factor de potencia en cada nodo de acuerdo a la ecuación (3.6). En la figura 4.21 se muestran los resultados.

$$FP_{abc} = \cos(\tan^{-1}(Q_{abc}/P_{abc}))$$

FACTOR DE POTENCIA "FP"			
NODO	FASE "A"	FASE "B"	FASE "C"
1	0.88288	0.88292	0.8828
2	0.88293	0.88297	0.88287
3	0.88298	0.88301	0.88293
4	0.88299	0.88303	0.88295
5	0.10423	0.0070438	0.11381
6	0.88305	0.88309	0.88302
7	0.91118	0.91122	0.91117
8	0.91123	0.91126	0.91123
9	0.91122	0.91125	0.91122
10	0.86937	0.86942	0.86939
11	0.93	0.93003	0.93
12	0.93784	0.93787	0.93785
13	0.93784	0.93786	0.93784
14	0.93782	0.93784	0.93782
15	0.93781	0.93782	0.93781
16	0.80352	0.80362	0.80358
17	0.80349	0.80359	0.80356
18	0.80347	0.80356	0.80353
19	0.80346	0.80355	0.80352
20	0.80345	0.80354	0.80351
21	0.95832	0.95833	0.95832
22	0.97868	0.97869	0.97868
23	0.97866	0.97867	0.97866
24	0.97865	0.97866	0.97865
25	0.80039	0.80047	0.80045
26	0.67875	0.67879	0.67879
27	0.67875	0.67879	0.67879
28	0.90398	0.90408	0.90403
29	0.90393	0.90402	0.90398
30	0.90388	0.90397	0.90392
31	0.87271	0.87281	0.87277
32	0.87264	0.87273	0.8727
33	0.87258	0.87266	0.87262
34	0.87251	0.87258	0.87255
35	0.87244	0.8725	0.87248
36	0.7045	0.70464	0.70463
37	0.70442	0.70454	0.70453
38	0.89721	0.89769	0.89747
39	0.10421	0.0070779	0.11378
40	0.10421	0.0070779	0.11378

Figura 4.21. Resultado del Factor de Potencia.

8.- Se calculan las pérdidas técnicas del circuito [9], restando la suma de potencias de las cargas a la potencia calculada en el nodo raíz como se muestra en la figura 4.22.

$$S_{\text{Nraíz}} - \sum S_{\text{Cargas}} = \text{Pérdidas Totales del Circuito.}$$

PERDIDAS TECNICAS					
FASE "A"			FASE "B"		
KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
3.7275	2.926	2.3092	3.287	2.6946	1.8823
FASE "C"			PERDIDAS_TOTALES =		
KVA	KW	KVAR			
3.3456	2.1274	2.5821	10.36	7.7481	6.7736

Figura 4.22. Resultado de las pérdidas totales en el circuito.

4.3.4. Optimización del factor de potencia.

El contar con un programa libre de licenciamiento para resolver el problema de flujos de potencia aplicando un método iterativo en la solución de redes de distribución, se obtiene una herramienta útil para resolver y conocer las condiciones operativas existentes en la red en condiciones normales, que sirve para calcular el factor de potencia de manera eficiente y confiable para determinar las condiciones aceptables.

Si el factor de potencia no cumple con el valor aceptable (mayor a 0.95) se procede a su optimización a través del cálculo de la potencia reactiva necesaria para compensar la red y disminuir las pérdidas técnicas en la red de distribución.

En los resultados mostrados en la figura 4.21 se observa que el factor de potencia en las tres fases es de 0.88 el cual no cumple con el FP establecido de (0.95). En

la topología existente de la red se encuentran instalados tres bancos de capacitores conectados en estrella flotante, los cuales son del fijos, conectados y desconectados físicamente debido a que no cuenta con un control de conexión remoto, su disposición dentro de la topología se indica a continuación;

- Nodo 7, banco de capacitores de 300kVAr.
- Nodo 13, banco de capacitores de 300kVAr.
- Nodo 33, banco de capacitores de 300kVAr.

Para optimizar el factor de potencia obtenido en el nodo fuente de 0.88 se simula un banco de capacitores dependiendo la cantidad de potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia recomendado de 0.95 para mejorar sus condiciones operativas.

Calculando los kVAr's para un factor de potencia de (0.95) en el nodo raíz, considerando los tres bancos de capacitores, se obtiene lo siguiente:

- Una potencia real de 3092 kW y una potencia reactiva de 1645 kVAr , con lo cual para mejorar a 0.95 el factor de potencia, se tiene que;

$$FP = 0.95$$

$$\delta = \cos^{-1}(0.95) = 18.2^{\circ}$$

$$kVAr = (3092 \text{ kW}) * \tan(18.2^{\circ}) = 1016$$

$$1645 - 1016 = 600kVAr$$

Por lo tanto una vez calculada la potencia reactiva de 600kVAr procedemos a simular dentro del algoritmo en *MATLAB* dos bancos de capacitores, para la optimización del factor de potencia en el archivo denominado "REGCAP".

En la red existen tres bancos de 300kVAr en los nodos 7, 13 y 33 sumando 900kVAr, de acuerdo al cálculo se requieren 600kVAr, por lo tanto se simulan tres casos con una combinación de 2 bancos de 300kVAr para obtener 600kVAr necesarios para corregir el FP a 0.95.



Para el primer caso, se muestra el resultado arrojado por la simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 13 en la figura 4.23.

Numero de Capacitores ? 2					
a+Qai -300i					
odo ? 7					
a+Qai -300i					
odo ? 13					
odos para considerar el Regulador? = [Nodo Fuente				Nodo Carga] ?	0
FACTOR DE POTENCIA "FP"					
NODO	FASE "A"	FASE "B"	FASE "C"		
1	0.94743	0.94746	0.94739		
2	0.94747	0.94751	0.94744		
3	0.94751	0.94754	0.94748		
4	0.94752	0.94755	0.94749		
5	0.10424	0.0070456	0.11382		
6	0.94757	0.9476	0.94755		
7	0.97454	0.97456	0.97453		
8	0.94649	0.94652	0.94649		
9	0.94648	0.94651	0.94649		
10	0.92506	0.92511	0.92507		
11	0.99275	0.99276	0.99275		
12	0.99634	0.99635	0.99634		
13	0.99634	0.99634	0.99634		
14	0.93782	0.93784	0.93782		
15	0.93781	0.93782	0.93781		
16	0.80352	0.80362	0.80358		
17	0.80349	0.80359	0.80356		
18	0.80347	0.80356	0.80353		
19	0.80346	0.80355	0.80352		
20	0.80345	0.80354	0.80351		
21	0.95832	0.95833	0.95832		
22	0.97868	0.97869	0.97868		
23	0.97866	0.97867	0.97866		
24	0.97865	0.97866	0.97865		
25	0.80039	0.80047	0.80045		
26	0.67875	0.67879	0.67879		
27	0.67875	0.67879	0.67879		
28	0.90398	0.90408	0.90403		
29	0.90393	0.90402	0.90398		
30	0.90388	0.90397	0.90392		
31	0.87271	0.87281	0.87277		
32	0.87264	0.87273	0.8727		
33	0.87258	0.87266	0.87262		
34	0.87251	0.87258	0.87255		
35	0.87244	0.8725	0.87248		
36	0.7045	0.70464	0.70463		
37	0.70442	0.70454	0.70453		
38	0.89721	0.89769	0.89747		
39	0.10422	0.0070823	0.11379		
40	0.10422	0.0070823	0.11379		
PERDIDAS TECNICAS					
KVA	FASE "A"	KVAR	KVA	FASE "B"	KVAR
	KW			KW	
3.1151	2.5668	1.7651	2.7457	2.3893	1.3529
PERDIDAS_TOTALES =					
			KVA	FASE "C"	KVAR
				KW	
8.6419	6.8763	5.1297	2.7811	1.9203	2.0117

Figura 4.23. Resultado de la optimización del FP (0.88) a un FP (0.95).

Con la simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 13 se verifica la corrección del factor de potencia, así como la disminución en la caída de tensión como se muestra en la figura 4.24.

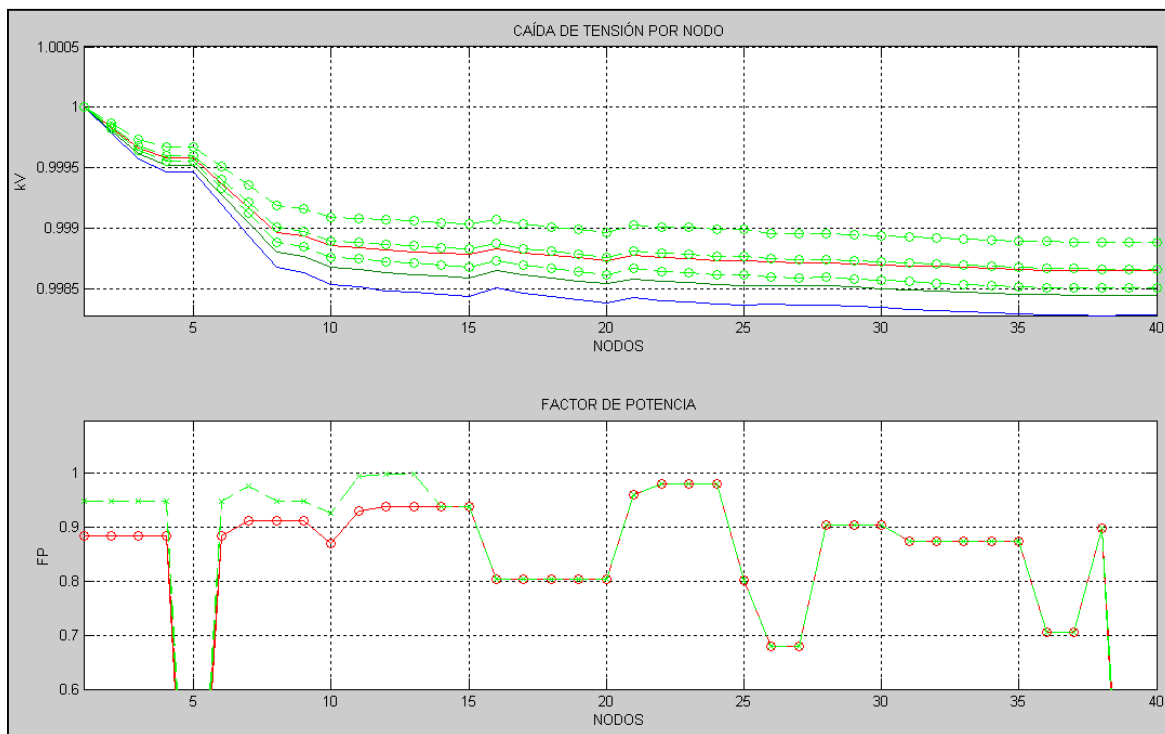


Figura 4.24. Caso 1, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 13.

En la figura 4.24 se observa la caída de tensión en estado estable con líneas de color azul, negra y roja, la simulación con bancos de 300kVAr instalados en los nodos 7 y 13 con líneas de color verde. En la gráfica del FP se aprecia el estado estable en color rojo y la simulación de los bancos de 300kVAr en los nodos 7 y 13 con líneas verdes. Se observa como mejora el FP desde el nodo 13 en dirección hacia la subestación, debido a que disminuye el flujo de corriente desde el nodo 13 donde se simula el banco de capacitores, apreciando gráficamente que la instalación de potencia reactiva de 300kVAr en los nodos 7 y 13 satisfacen la necesidad de corregir el FP a 0.95, disminuyendo las pérdidas en el circuito.

En el caso 2, se simulan los bancos de capacitores en los nodos 7 y 33 para verifica la corrección del factor de potencia, esperando una disminución en la caída de tensión como se muestra en la figura 4.25.

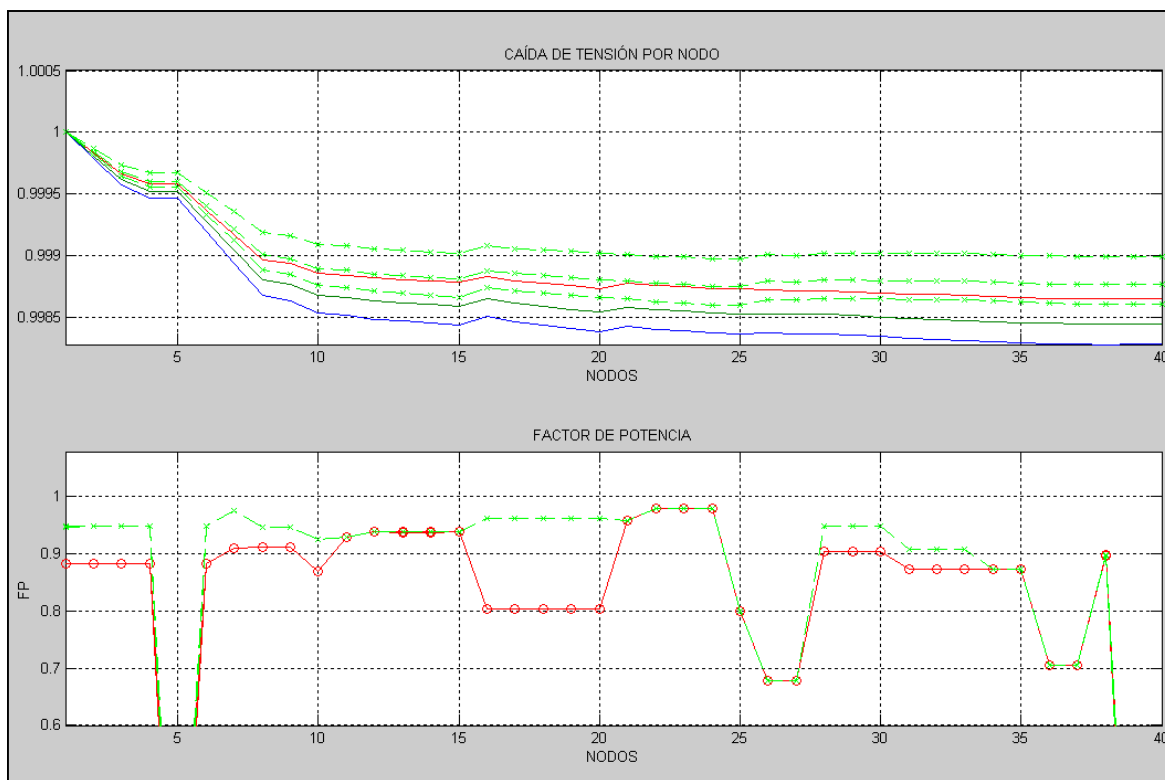


Figura 4.25. Caso 2, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 7 y 33.

En la figura 4.25, la gráfica de caída de tensión en estado estable se muestra con líneas de color azul, negra y roja, la simulación con los dos bancos de 300kVAr instalados en los nodos 7 y 33 en líneas de color verde. En la gráfica del FP se aprecia el estado estable en color rojo y la simulación de los bancos en los nodos 7 y 33 en color verde. Se aprecia una disminución en el porcentaje de la caída de tensión aguas abajo desde el nodo 7, al igual que en el primer caso se observa un FP más constante desde el nodo 33 hacia la subestación. En este caso se observa que la simulación de los dos bancos de 300kVAr en los nodos 7 y 33 mejora el FP desde el nodo 33 aguas arriba hacia la subestación y la caída de tensión desde el nodo 7.

Para el caso 3 se simulan los bancos de capacitores en los nodos 13 y 33 para verificar la corrección del factor de potencia, así como la disminución en la caída de tensión como se muestra en la figura 4.26.

De acuerdo a la literatura de referencias [2] [4] y [9] este caso tiene que ser el más favorable debido a que la aportación de potencia reactiva está más cercana a la concentración de carga dando las mínimas pérdidas.

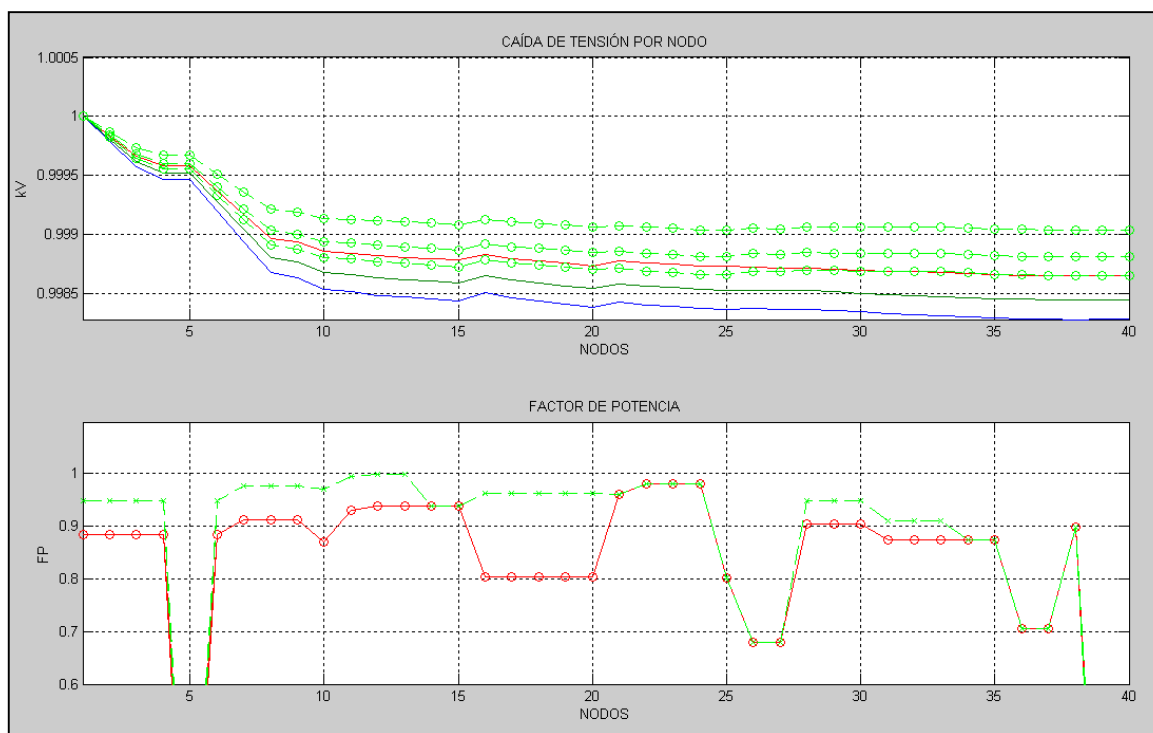


Figura 4.26. Caso 3, simulación de los bancos de capacitores en los nodos 13 y 33.

En la figura 4.26, la gráfica de caída de tensión muestra el estado estable en líneas azul, negra y roja, y la simulación con los dos bancos de 300kVAr instalados en los nodos 13 y 33 en líneas verdes. En la gráfica del FP se aprecia el estado estable en rojo y la simulación de los bancos en los nodos 13 y 33. En estas gráficas se aprecia una disminución en el porcentaje de la caída de tensión aguas abajo desde el nodo 13, también al igual que para segundo caso se observa un FP más constante desde el nodo 33 aguas arriba hacia la subestación. En este caso se observa que la simulación de los dos bancos de 300kVAr en los nodos 13 y 33 mejora el FP desde el nodo 33 aguas arriba hacia la subestación y la caída de tensión desde el nodo 13.

Se puede ver claramente que este caso es el mejor, debido a que las pérdidas con la simulación en los nodos 13 y 33 son las más favorables, por lo cual la conexión de los bancos de capacitores para tener la condición más favorable de operación

con las menores pérdidas técnicas es conectando los bancos en los nodos 13 y 33 respectivamente.

Para afirmar lo anterior se comparan las pérdidas calculadas en cada caso.

Pérdidas Totales en el circuito calculadas en los tres casos ;

Caso 1 = 8.6419kVA	6.8763 kW	5.1297 kVAr
Caso 2 =8.5611kVA	6.8348 kW	5.0506 kVAr
Caso 3 =8.3390 kVA	6.7196 kW	4.8324kVAr

Se observa que las pérdidas mínimas para operar la red de manera óptima es considerar la conexión de los bancos de capacitores de 300kVAr en los nodos 13 y 33.

Graficando los tres casos se observa que, el caso tres es la opción más favorable como se muestra en la gráfica 4.27. en color azul.

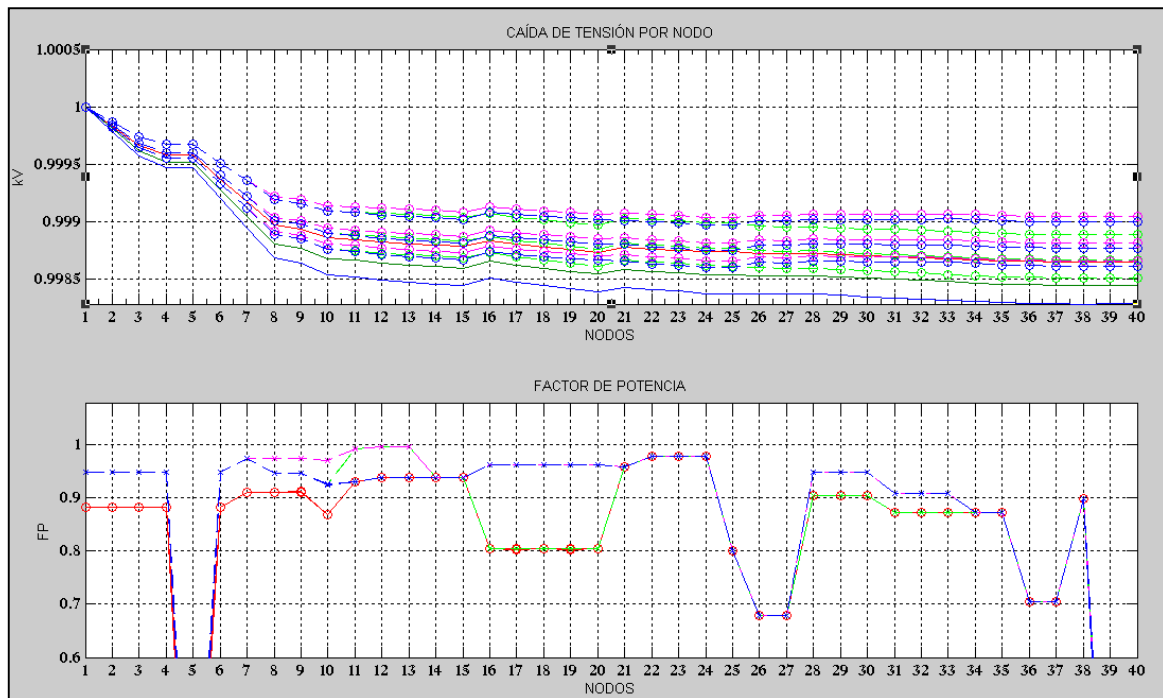


Figura 4.27. Comparativo para los tres casos del circuito LML5020.

En la figura 4.27 la gráfica de caída de tensión para el estado estable sin bancos de capacitores se muestra en color azul, negra y rojo, en color verde el caso 1, en color azul el caso 2 y en color magenta el caso 3. En la gráfica de FP para el estado estable sin bancos de capacitores se muestra en color rojo, en color verde el caso 1, en color azul el caso 2 y en color magenta el caso 3.

Se observa claramente que de las tres condiciones el caso 3, nos asegura las condiciones más óptimas para operar la red con menos pérdidas. En la grafica de FP se observa como en los nodos 5, 39 y 40 el FP tiende a cero, esto es debido a que en esos nodos no existe carga y son los últimos en su ramal. Para que en la gráfica de FP se vea de manera clara la opción más favorable, se grafican sólo los nodos de la red troncal o principal sin tomar en cuenta los nodos contenidos en las ramas o ramales del circuito como se muestra en la figura 4.28. Esto ayudara en los circuitos con un número grande de nodos.

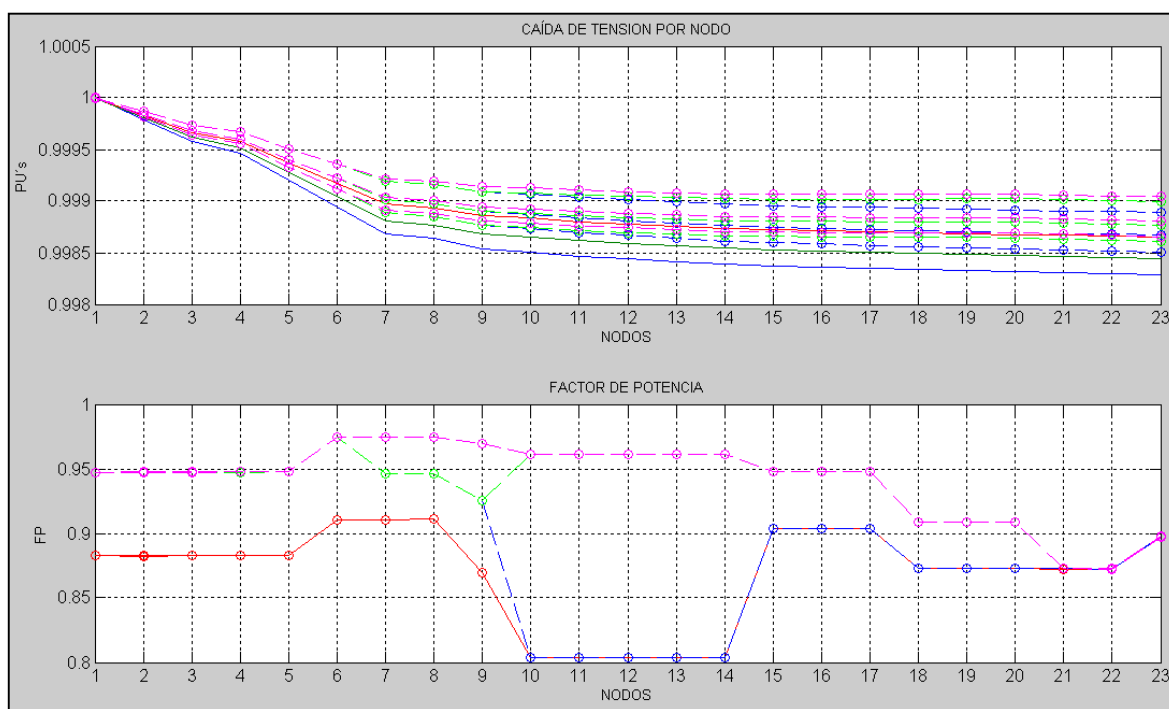


Figura 4.28. Graficando los nodos de la red principal o troncal.

En la figura 4.28, se puede apreciar de manera clara y precisa como para el caso 3 de color magenta el FP se mantiene arriba de 0.90 desde el nodo 33, que es

más del 88% de la red y mejora de un FP de 0.88 a 0.95 en la subestación. El resultado de tener en estos dos nodos las menores pérdidas con el mejor porcentaje con nodos con factor de potencia óptimo, es debido a que con la aportación de la potencia reactiva necesaria en el lugar más cercano a la concentración de carga, se evita transportar la corriente resultante de la potencia reactiva requerida por las cargas y por lo tanto una disminución en la caída de tensión por segmento de línea, evitando en algunos casos sobrecarga por corriente, lo que implica una disminución muy considerable en las pérdidas técnicas por no trasladar esa corriente a lo largo del circuito desde la subestación hasta la concentración de carga.

Como se tienen tres bancos de capacitores instalados a lo largo del circuito, se tiene una potencia igual a 900kVAr totales lo que mejoraría el FP en la subestación a 0.978. Para lo cual simularemos nuevamente tres condiciones, la primera simulando un banco de 300kVAr y encontrar el punto donde el banco de las mínimas pérdidas posibles, la segunda condición es simular un banco de 600kVAr y encontrar el punto donde se obtengan las mínimas pérdidas posibles y la tercer condición es simular un banco de 900kVAr y encontrar el punto donde se obtengan las mínimas pérdidas.

Para cada caso se hace un barrido simulando la conexión del banco de capacitores en cada nodo del sistema y se comparan las pérdidas obtenidas para verificar que nodo es el indicado para operar en las mejores condiciones el sistema. En la figura 4.29 se muestran los resultados para la primera condición.

PUNTO ÓPTIMO PARA INSTALACIÓN DEL BCO.-CAP.			
NODO	KVA	KW	KVAR
35	9.1693	7.1475	5.6399

Figura 4.29. Nodo con las pérdidas mínimas para un banco de 300kVAr.

De la simulación de las tres condiciones, se obtuvieron los siguientes resultados;

Condición 1 (300kVAr)= Nodo 35, con pérdidas de 9.1693 kVA.

Condición 2 (600kVAr)= Nodo 20, con pérdidas de 8.3611 kVA.

Condición 3 (900kVAr)= Nodo 10, con pérdidas de 7.8019 kVA.

Para verificar estas tres condiciones en una sola, se simulan los tres bancos de 300kVAr en los nodos 35, 20 y 10 respectivamente y los comparamos con los bancos existentes en sus respectivos nodos 33, 13 y 7 para verificar si es

necesario mover de lugar los bancos ya existentes. En la figura 4.30 se muestra el resultado de esta condición obteniendo las siguientes pérdidas.

Pérdidas (Nodos 33, 13 y 7) = 7.9087kVA 6.4936kW 4.4066kVAr
 Pérdidas (Nodos 35, 20 y 10) = 7.809kVA 6.441kW 4.3067kVAr

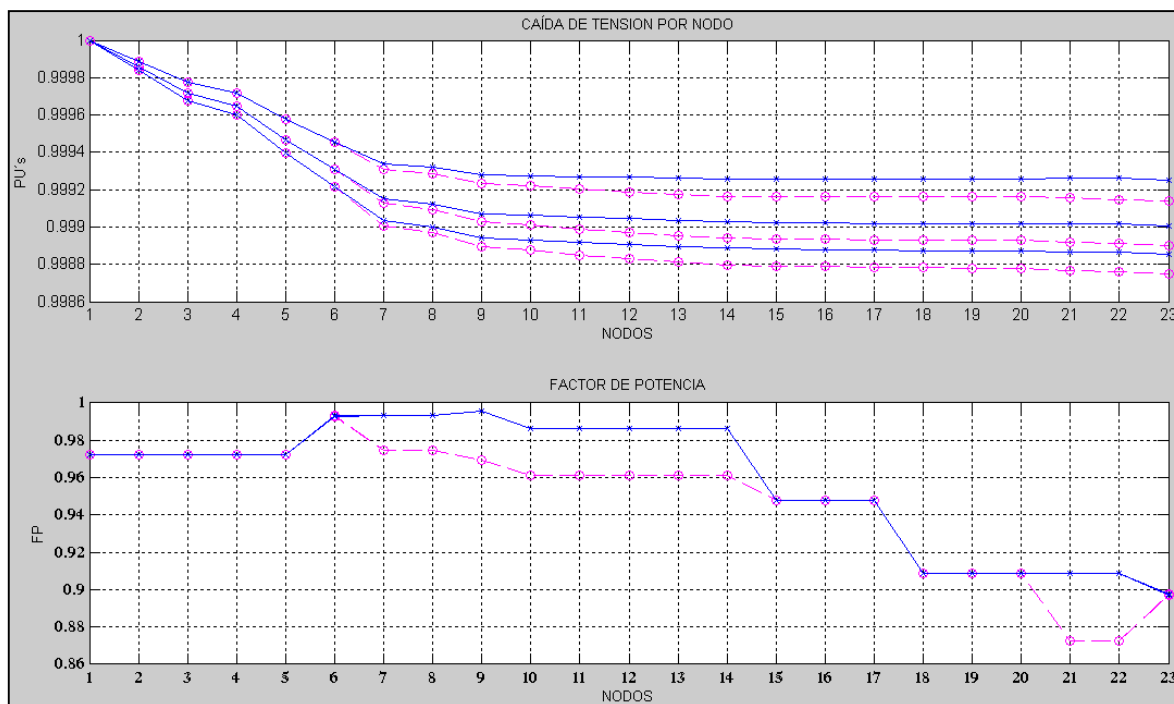


Figura 4.30. Simulación de las dos condiciones para una potencia reactiva de 900kVAr.

Se propone mover los bancos de capacitores para mejorar las condiciones de operación, disminuyendo la caída de tensión y la corriente, con lo cual se observa que disminuyen las pérdidas técnicas en el circuito debido a la ubicación de las cargas contenidas en el circuito asegurando el 95% del circuito con un FP arriba del 0.91 y en la subestación arriba de 0.97.

CAPÍTULO V.

ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DE RESULTADOS.

5.1. Introducción.

Para validar los resultados obtenidos del estado estable en el circuito LML5020 de la subestación “Almecatla”, se comparan los resultados del algoritmo en *MATLAB* con un programa visto en la clase de redes de distribución denominado *Radial Distribution Analysis package “RDAP”*, el cual fue validado para los modelos de la *IEEE* [16], el programa “*RDAP*” se utiliza para el análisis y estudio de redes de distribución aéreas y subterráneas.

Una vez obtenido el estado estable del circuito por el algoritmo en *MATLAB* de acuerdo a la metodología anteriormente descrita, procedemos a introducir los datos del circuito LML5020 como su topología y sus cargas en forma de potencia constante dentro del programa *RDAP*, para comprobar el algoritmo. Por otra parte el departamento de planeación proporcionó la corrida y el cálculo de las pérdidas técnicas del circuito, dicho cálculo es realizado con un programa que se utiliza para resolver flujos de potencia en la red de distribución denominado “*SYNERGEE*”, este programa resuelve flujos de potencia a través del método de *Newton-Raphson* desacoplado considerando redes balanceadas [6]. El programa *RDAP* servirá para comparar las pérdidas del circuito con las pérdidas obtenidas en el algoritmo propuesto en *MATLAB*.

5.2. Programa “RDAP”.

El programa *Radial Distribution Analysis package “RDAP” versión 3.0 E 08/2007*, es una licencia no comercial para el modelado y análisis de sistemas de distribución. Este programa fue diseñado para analizar sistemas trifásicos balanceados y des balanceados de distribución. El programa que se utiliza es una versión para propósitos educativos no comercial.

Es importante mencionar que este programa se utilizó en la clase de análisis de redes de distribución en el ciclo escolar 2013-2014 de la maestría en ingeniería con opción terminal en sistemas eléctricos de potencia para fines didácticos. Este programa fue utilizado en clase verificando los modelos propuestos por la *IEEE* para las redes de 8 nodos, 34 nodos, 64 nodos y 128 nodos, por lo cual se verificó

que es confiable para utilizarlo en la comparación con los resultados del algoritmo en *MATLAB*.

5.2.1. Calculando Impedancias dentro de *RDAP*.

De acuerdo al análisis para el modelado como se observó en el capítulo anterior procedemos a introducir la configuración de la estructura VS3N [11] tomando en consideración la altura de los postes [11], el empotramiento del mismo poste [11], la cruceta C4V [11], los conductores de fase 336-ACSR [11] y el conductor neutro de 1/0-ACSR [11]. En la figura 5.1 se muestra la disposición de la estructura VS3N en *RDAP*.

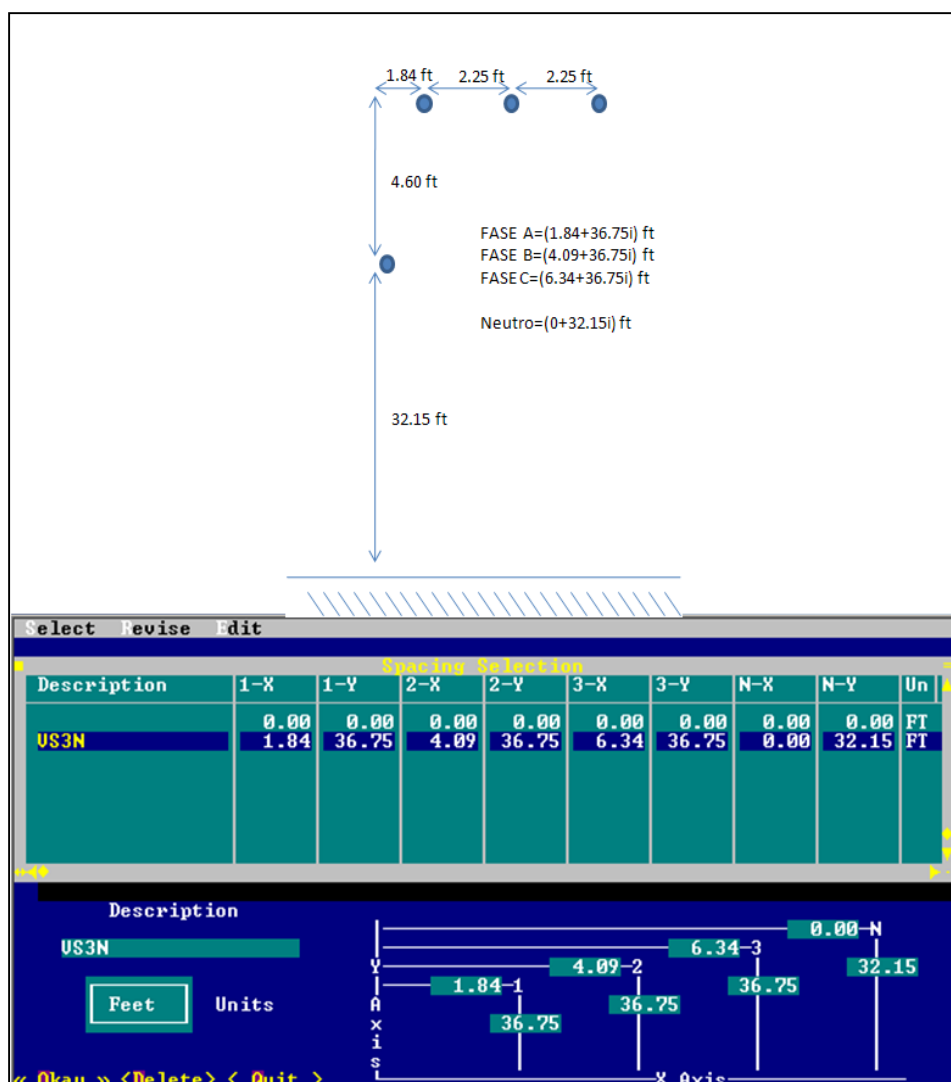


Figura 5.1. Disposición de Conductores en estructura VS3N.

Una vez introducidas las disposiciones de conductores en el *RDAP* se obtienen los valores de impedancia y admitancia como se muestra en la figura 5.2, para ser comparados.

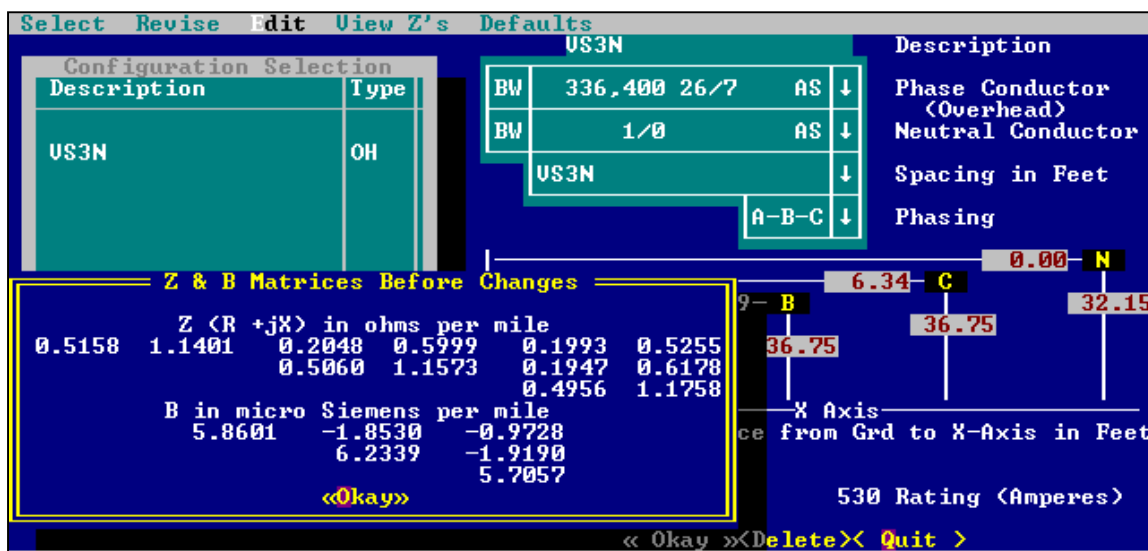


Figura 5.2. Impedancia calculada para la estructura VS3N.

Con los resultados de la impedancia y la admitancia por el algoritmo en *MATLAB* como se muestra en la figura 5.3, se comparan los resultados y se observa que los resultados son los mismos, Con lo cual se tiene la certeza de que el algoritmo es confiable.

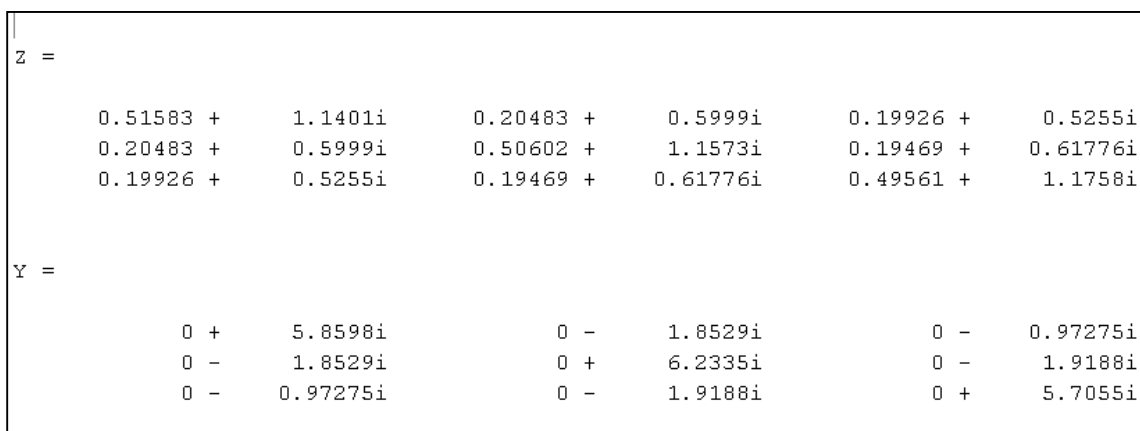


Figura 5.3. Impedancia en el algoritmo de fases con la admitancia.

5.2.1. Introduciendo los segmentos de línea en *RDAP*.

Como se mostró en la figura 4.1 referente a la topología de la red de acuerdo al arreglo como una red arbolar de 40 estructuras del tipo VS3N, los segmentos se introducen en el *RDAP* tomando las mismas consideraciones que en el algoritmo en *MATLAB*, el número de segmentos es igual al número de nodos menos uno. A continuación se muestran en la figura 5.4 los segmentos dentro del *RDAP*.

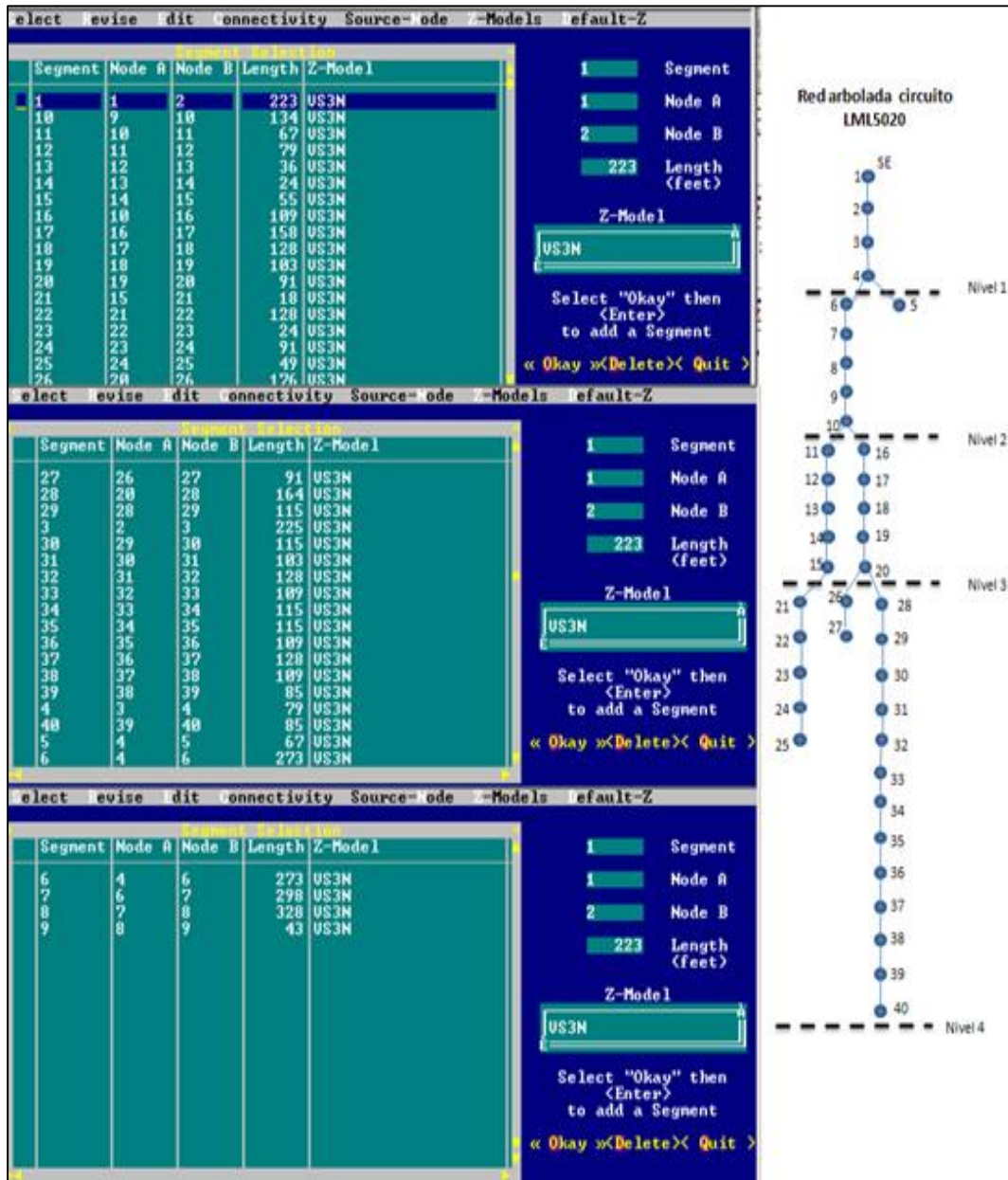
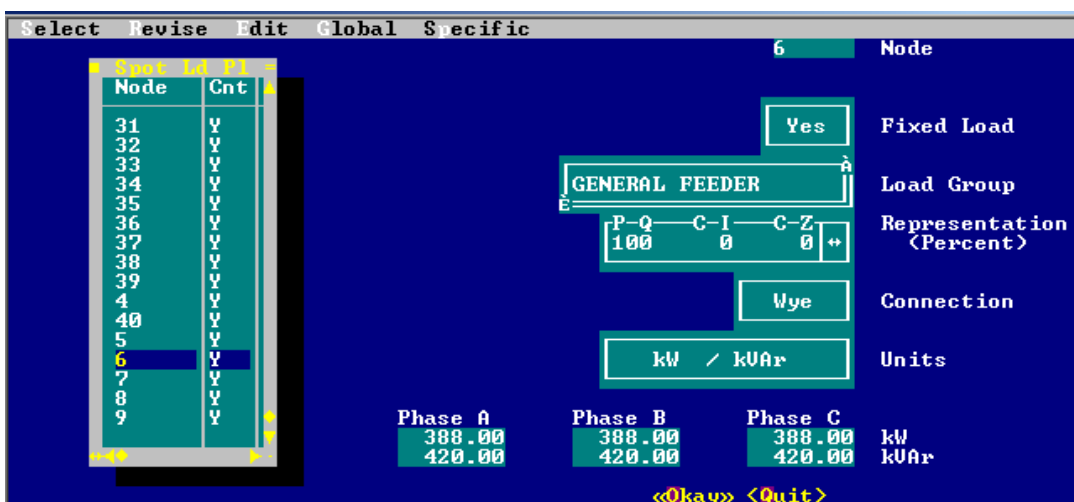


Figura 5.4. Segmentos de Línea de acuerdo red arbolar.

Tomando en cuenta las mismas consideraciones para el nodo fuente y el nodo carga como se planteó para generar la matriz de nodos de corrientes en el algoritmo visto en el capítulo anterior, para cada uno de los 39 segmentos se introduce su longitud entre el nodo fuente y el nodo carga. Es importante la interpretación cuando la red principal tiene alguna derivación como se observó en el capítulo anterior.

5.2.2. Introduciendo las cargas dentro de *RDAP*.

De acuerdo a los perfiles de carga expuestos en el capítulo anterior, las cargas se simulaban como potencias constantes (activa y reactiva), como se muestra en la figura 5.5.



The screenshot shows the RDAP software interface with the 'Node' menu open. The menu options are: Select, Revise, Edit, Global, and Specific. The 'Node' menu is currently selected, showing a list of nodes (31 to 9) and their corresponding counts (Y). The 'GENERAL FEEDER' settings are displayed on the right, including: Fixed Load (Yes), Load Group (GENERAL FEEDER), Representation (Percent) (100, 0, 0), Connection (Wye), and Units (kW / kVAr). The bottom of the screen shows the phase data for Phase A, Phase B, and Phase C, with values for kW and kVAr.

Node	Cnt
31	Y
32	Y
33	Y
34	Y
35	Y
36	Y
37	Y
38	Y
39	Y
4	Y
40	Y
5	Y
6	Y
7	Y
8	Y
9	Y

Phase A	Phase B	Phase C	
388.00	388.00	388.00	kW
420.00	420.00	420.00	kVAr

Figura 5.5. Grupo de cargas dentro del “DRAP”.

5.3. Comparación de resultados entre *RDAP* y *MATLAB*.

El programa *RDAP* se utiliza para resolver flujos de potencia en la red de distribución, así como hacer cálculos de cortocircuito para un análisis más completo. El programa se validó en clase para los ejemplos de prueba de la *IEEE* para 13 nodos, 34 nodos y 123 nodos, con lo cual quedó comprobado que el programa *RDAP* es útil para el propósito de comprobar los resultados del algoritmo propuesto. En el programa *RDAP* se puede simular la red de acuerdo a todas las consideraciones que se hicieron en los capítulos anteriores y con lo cual

comparar sus resultados con los resultados obtenidos en el algoritmo propuesto en *MATLAB*.

La metodología utilizada en el programa *RDAP* está basada en un método iterativo al igual que el algoritmo propuesto en *MATLAB*, a continuación se muestran en la figura 5.6 los resultados arrojados por el programa *RDAP* resolviendo flujos de potencia para el caso de estudio planteado en el capítulo anterior.

- R A D I A L F L O W S U M M A R Y - DATE: 6- 1-2015 AT 17:59:10 HOURS ---									
SUBSTATION: ALMECATLA; FEEDER: LML5020									
SYSTEM	PHASE		PHASE		PHASE		TOTAL		
INPUT	(A)		(B)		(C)				
kw :	3092.175		3091.946		3091.390		9275.511		
kVar :	1644.694		1644.272		1644.961		4933.927		
kVA :	3502.366		3501.965		3501.798		10506.130		
PF :	.8829		.8829		.8828		.8829		
LOAD	(A-N)---		(B-N)---		(C-N)---		---WYE---DELTA---		
kw :	3089.3 .0		3089.3 .0		3089.3 .0		9267.9 .0		
TOT :	3089.290		3089.290		3089.290		9267.870		
kVar :	1642.4 .0		1642.4 .0		1642.4 .0		4927.3 .0		
TOT :	1642.420		1642.420		1642.420		4927.260		
kVA :	3498.8 .0		3498.8 .0		3498.8 .0		10496.3 .0		

Figura 5.6. Resultado del análisis en el nodo fuente con el programa

A continuación se muestran en la figura 5.7 los resultados arrojados en el programa propuesto, para el nodo principal del sistema y las cargas contenidas.

FLUJO DE POTENCIAS EN CADA NODO "KVA" "KW" "KVAR"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	3092.2	1644.7	3092	1644.3	3091.4	1645
2	3091.7	1644	3091.6	1643.6	3091.1	1644.3
3	3091.3	1643.4	3091.2	1643.1	3090.9	1643.6
POTENCIA POR CARGAS						
	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
	3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i
FACTOR DE POTENCIA "PF"						
NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
1	0.88288		0.88292		0.8828	
2	0.88293		0.88297		0.88287	
3	0.88298		0.88301		0.88293	

Figura 5.7. Resultado del análisis en el nodo fuente con el programa en *MATLAB*.

En la tabla 5.1 se muestra el porcentaje de error de los resultados obtenidos por el algoritmo en *MATLAB* tomando como base los resultados en *RDAP* (100%).

PORCENTAJE DE ERROR ENTRE "RDAP" Y "MATLAB".

FLUJO DE POTENCIA EN EL NODO RAIZ, RDAP.									
NODO	FASE A		100%	FASE B		100%	FASE C		100%
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	3092.18	1644.69		3091.95	1644.27		3091.4	1644.96	
FLUJO DE POTENCIA EN EL NODO RAIZ, MATLAB.									
NODO	FASE A		% Error	FASE B		% Error	FASE C		% Error
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	3092.2	1644.7	0.00	3092	1644.3	0.00	3091.4	1645	0.000
FACTOR DE POTENCIA EN EL PROGRAMA, RDAP.									
NODO	FASE A		100%	FASE B		100%	FASE C		100%
	F.P.			kW			kW		
FUENTE	0.8830			0.8829			0.8828		
FACTOR DE POTENCIA POR EN EL PROGRAMA, MATLAB.									
NODO	FASE A		% Error	FASE B		% Error	FASE C		% Error
	F.P.			kW			kW		
FUENTE	0.8828		0.02	0.8829		0.00	0.8828		0.00
PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL PROGRAMA, RDAP.									
NODO	FASE A		%	FASE B		%	FASE C		%
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	2.885	2.274	100.000	2.656	1.852	100.000	2.099	2.541	100.000
PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL SISTEMA, MATLAB.									
NODO	FASE A		% Error	FASE B		% Error	FASE C		% Error
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	2.926	2.3092	1.42	2.6946	1.8823	1.45	2.1274	2.5821	1.35

Tabla 5.1. Porcentaje de error del programa en *MATLAB*.



El cálculo de la caída de tensión por programa *RDAP* se muestra en la figura 5.8.

--- V O L T A G E P R O F I L E --- DATE: 6- 1-2015 AT 17:59:10 HOURS ---							p 1
SUBSTATION: ALMECATLA; FEEDER: LML5020							
NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
1	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
2	.9998	at -.01	.9998	at -120.01	.9998	at 119.99	.042
3	.9995	at -.01	.9996	at -120.01	.9996	at 119.98	.085
4	.9995	at -.02	.9995	at -120.02	.9996	at 119.98	.100
5	.9995	at -.02	.9995	at -120.02	.9996	at 119.98	.112
6	.9992	at -.03	.9993	at -120.03	.9994	at 119.97	.152
7	.9990	at -.03	.9991	at -120.04	.9992	at 119.96	.208
8	.9987	at -.04	.9988	at -120.05	.9990	at 119.94	.270
9	.9986	at -.05	.9988	at -120.05	.9989	at 119.94	.278
10	.9986	at -.05	.9987	at -120.05	.9989	at 119.94	.304
11	.9985	at -.05	.9987	at -120.05	.9989	at 119.94	.316
12	.9985	at -.05	.9987	at -120.05	.9988	at 119.94	.331
13	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.338
14	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.343
15	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.353
21	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.93	.356
22	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.93	.381
23	.9984	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.93	.385
24	.9984	at -.05	.9986	at -120.06	.9988	at 119.93	.402
25	.9984	at -.05	.9986	at -120.06	.9988	at 119.93	.412
16	.9985	at -.05	.9987	at -120.05	.9989	at 119.94	.324
17	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.354
18	.9985	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.378
19	.9984	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.94	.398
20	.9984	at -.05	.9986	at -120.05	.9988	at 119.93	.415
26	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.448
27	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.466
28	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.446
29	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.468
30	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.490
31	.9984	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.509
32	.9983	at -.05	.9985	at -120.05	.9987	at 119.93	.534
33	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.554
34	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.576
35	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.598
36	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.618
37	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.643
38	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.663
39	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.679
40	.9983	at -.05	.9985	at -120.06	.9987	at 119.93	.695

Figura 5.8. Caída de tensión por nodo en el programa *RDAP*.

El resultado de la caída de tensión del programa en *MATLAB*, se muestra en la figura 5.9.



Estado.m			Command Window			
FLUJO DE VOLTAJES EN CADA NODO "KV"						
NODO	FASE	"A"	FASE	"B"	FASE	"C"
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	1	0	1	-120	1	120
2	0.99979	-0.00664	0.99981	-120.01	0.99983	119.99
3	0.99957	-0.013283	0.99961	-120.01	0.99966	119.98
4	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98
5	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98
6	0.9992	-0.024914	0.99928	-120.03	0.99937	119.97
7	0.99894	-0.034339	0.99904	-120.04	0.99917	119.96
8	0.99868	-0.043768	0.99881	-120.05	0.99897	119.94
9	0.99864	-0.04534	0.99877	-120.05	0.99894	119.94
10	0.99854	-0.048295	0.99868	-120.05	0.99886	119.94
11	0.99852	-0.048966	0.99866	-120.05	0.99884	119.94
12	0.99849	-0.05029	0.99863	-120.05	0.99882	119.94
13	0.99847	-0.050951	0.99862	-120.05	0.99881	119.94
14	0.99846	-0.051613	0.99861	-120.05	0.9988	119.93
15	0.99844	-0.052275	0.99859	-120.05	0.99879	119.93
16	0.99851	-0.048856	0.99865	-120.05	0.99883	119.94
17	0.99847	-0.049697	0.99862	-120.05	0.9988	119.94
18	0.99844	-0.050257	0.99859	-120.05	0.99878	119.94
19	0.99841	-0.050818	0.99857	-120.05	0.99876	119.93
20	0.99839	-0.051378	0.99854	-120.05	0.99873	119.93
21	0.99843	-0.052914	0.99858	-120.05	0.99878	119.93
22	0.99841	-0.054145	0.99856	-120.06	0.99876	119.93
23	0.99839	-0.054761	0.99855	-120.06	0.99875	119.93
Estado.m			Command Window			
24	0.99837	-0.055993	0.99853	-120.06	0.99874	119.93
25	0.99837	-0.056014	0.99853	-120.06	0.99874	119.93
26	0.99837	-0.051516	0.99853	-120.05	0.99872	119.93
27	0.99837	-0.051562	0.99852	-120.05	0.99872	119.93
28	0.99837	-0.052012	0.99853	-120.05	0.99872	119.93
29	0.99836	-0.052435	0.99852	-120.05	0.99871	119.93
30	0.99835	-0.052858	0.9985	-120.05	0.9987	119.93
31	0.99834	-0.053166	0.9985	-120.06	0.99869	119.93
32	0.99832	-0.053474	0.99849	-120.06	0.99869	119.93
33	0.99831	-0.053782	0.99848	-120.06	0.99868	119.93
34	0.9983	-0.05409	0.99847	-120.06	0.99867	119.93
35	0.99829	-0.054397	0.99846	-120.06	0.99866	119.93
36	0.99829	-0.054459	0.99845	-120.06	0.99866	119.93
37	0.99828	-0.054521	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
38	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
39	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93
40	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93

Figura 5.9. Caída de tensión por nodo, en el programa *MATLAB*.

En la tabla 5.2 se muestra el porcentaje de error para el cálculo en la caída de tensión obtenida por el algoritmo en *MATLAB*, tomando como base los resultados en *RDAP*.

PORCENTAJE DE ERROR EN EL CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN .									
NODO	FASE A		%	FASE B		%	FASE C		%
	RDAP	MATLAB		RDAP	MATLAB		RDAP	MATLAB	
1	1	1.0000	0.00	1	1	0.00	1	1	0.00
2	0.9998	0.9998	0.00	0.9998	0.9998	0.00	0.9998	0.9998	0.00
3	0.9995	0.9996	0.01	0.9996	0.9996	0.00	0.9996	0.9997	0.01
4	0.9995	0.9995	0.00	0.9995	0.9995	0.00	0.9996	0.9996	0.00
5	0.9995	0.9995	0.00	0.9995	0.9995	0.00	0.9996	0.9996	0.00
6	0.9992	0.9992	0.00	0.9993	0.9993	0.00	0.9994	0.9994	0.00
7	0.999	0.9989	0.01	0.9991	0.9990	0.01	0.9992	0.9992	0.00
8	0.9987	0.9987	0.00	0.9988	0.9988	0.00	0.999	0.9990	0.00
9	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00	0.9989	0.9989	0.00
10	0.9986	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.00	0.9989	0.9989	0.00
11	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00	0.9989	0.9988	0.01
12	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9986	0.01	0.9988	0.9988	0.00
13	0.9985	0.9985	0.00	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
14	0.9985	0.9985	0.00	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
15	0.9985	0.9984	0.01	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
21	0.9985	0.9985	0.00	0.9986	0.9987	0.01	0.9988	0.9988	0.00
22	0.9985	0.9985	0.00	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
23	0.9984	0.9984	0.00	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
24	0.9984	0.9984	0.00	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
25	0.9984	0.9984	0.00	0.9986	0.9985	0.01	0.9988	0.9987	0.01
16	0.9985	0.9984	0.01	0.9987	0.9986	0.01	0.9989	0.9988	0.01
17	0.9985	0.9984	0.01	0.9986	0.9986	0.00	0.9988	0.9988	0.00
18	0.9985	0.9984	0.01	0.9986	0.9986	0.01	0.9988	0.9988	0.01
19	0.9984	0.9984	0.00	0.9986	0.9985	0.01	0.9988	0.9987	0.01
20	0.9984	0.9984	0.00	0.9986	0.9985	0.01	0.9988	0.9987	0.01
26	0.9984	0.9984	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
27	0.9984	0.9984	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
28	0.9984	0.9984	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
29	0.9984	0.9984	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
30	0.9984	0.9984	0.01	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
31	0.9984	0.9983	0.01	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
32	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
33	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
34	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
35	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.00	0.9987	0.9987	0.00
36	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.00
37	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.01
38	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.01
39	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.01
40	0.9983	0.9983	0.00	0.9985	0.9985	0.01	0.9987	0.9987	0.01

Tabla 5.2. Caída de tensión por nodo en el programa *MATLAB*.



Por último en la figura 5.10 se muestran las pérdidas calculadas por el algoritmo en *MATLAB* tomando como base los resultados en *RDAP*.

- R A D I A L F L O W S U M M A R Y - DATE: 6- 1-2015 AT 17:59:10 HOURS ---				
SUBSTATION: ALMECATLA; FEEDER: LML5020				
SYSTEM	PHASE	PHASE	PHASE	TOTAL
INPUT	(A)	(B)	(C)	
kw :	3092.175	3091.946	3091.390	9275.511
kVar :	1644.694	1644.272	1644.961	4933.927
kVA :	3502.366	3501.965	3501.798	10506.130
PF :	.8829	.8829	.8828	.8829
LOAD	(A-N)	(B-N)	(C-N)	WYE
kw :	3089.3	3089.3	3089.3	9267.9
TOT :	3089.290	3089.290	3089.290	9267.870
kVar :	1642.4	1642.4	1642.4	4927.3
TOT :	1642.420	1642.420	1642.420	4927.260
kVA :	3498.8	3498.8	3498.8	10496.3
TOT :	3498.751	3498.751	3498.751	10496.250
PF :	.8830	.8830	.8830	.8830
TOT :	.8830	.8830	.8830	.8830
LOSSES	(A)	(B)	(C)	
kw :	2.885	2.656	2.099	7.640
kVar :	2.274	1.852	2.541	6.667
kVA :	3.673	3.238	3.296	10.140

Figura 5.10. Calculo de las pérdidas técnicas del circuito en el programa *RDAP*.

En la figura 5.11 se muestran las pérdidas calculadas en *MATLAB*.

PERDIDAS TECNICAS					
	FASE "A"			FASE "B"	
KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
3.7275	2.926	2.3092	3.287	2.6946	1.8823
	FASE "C"		PERDIDAS_TOTALES =		
KVA	KW	KVAR	10.36	7.7481	6.7736

Figura 5.11. Cálculo de pérdidas técnicas del circuito en el programa *MATLAB*.

A continuación en tabla 5.3 se muestra el porcentaje de error en el cálculo por el algoritmo en *MATLAB* tomando como base los resultados en *RDAP* (100%).

PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL PROGRAMA, <i>RDAP</i> .									
NODO	FASE A		%	FASE B		%	FASE C		%
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	2.885	2.274	100.000	2.656	1.852	100.000	2.099	2.541	100.000
PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL SISTEMA, <i>MATLAB</i> .									
NODO	FASE A		%	FASE B		%	FASE C		%
	kW	kVAr		kW	kVAr		kW	kVAr	
FUENTE	2.926	2.3092	1.42	2.6946	1.8823	1.45	2.1274	2.5821	1.35

Tabla 5.3. Porcentaje de Error en el cálculo de las Pérdidas.

Como se apreciar en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 el porcentaje de error para el programa propuesto en *MATLAB* tomando como referencia el programa *RDAP*, los resultados son bastantes aceptables y por lo tanto el algoritmo propuesto es confiable para realizar el estudio en las redes de distribución.

Cabe señalar que el algoritmo es propuesto para el análisis y solución de flujos de potencia en redes radiales de distribución aéreas, pero también se pueden analizar redes subterráneas, se pueden considerar segmentos de línea tanto monofásicos, bifásicos ó trifásicos, con ó sin hilo neutro en la red, así como contemplar la disposición de las estructuras con doble circuito a la salida de la subestación de distribución para un estudio por la topología de una red de distribución más detallada y más compleja, como es el caso de los circuitos de 13.2kV.

Para fines de comparar los resultados de una manera sencilla se tomó el circuito LML5020 de 34.5kV de la subestación Almecatla en la División de Distribución Centro Oriente de la CFE, debido a las facilidades que se tiene para obtener los perfiles de carga de todas los usuarios del circuito, así como la medición de la tensión en la subestación para tomar el voltaje para nuestro nodo *slack* o fuente, debido a que este circuito es muy corto y de fácil acceso se pudo corroborar la rapidez y eficacia del algoritmo en *MATLAB* basado en el método iterativo de barrido.

5.4. Comparación de resultados entre el programa **SYNERGEE** y el programa en **MATLAB**.

El departamento de planeación utiliza un programa denominado **SYNERGEE**, con el cual resuelven los problemas de flujos de potencia. Este programa calcula flujos de potencia a través de una modificación del método de **Newton Raphson**, el cual fue diseñado para resolver redes balanceadas de transmisión (400kV), subtransmisión (115kV) y generación. Este Programa utiliza el método de **Newton Raphson** desacoplado [5].

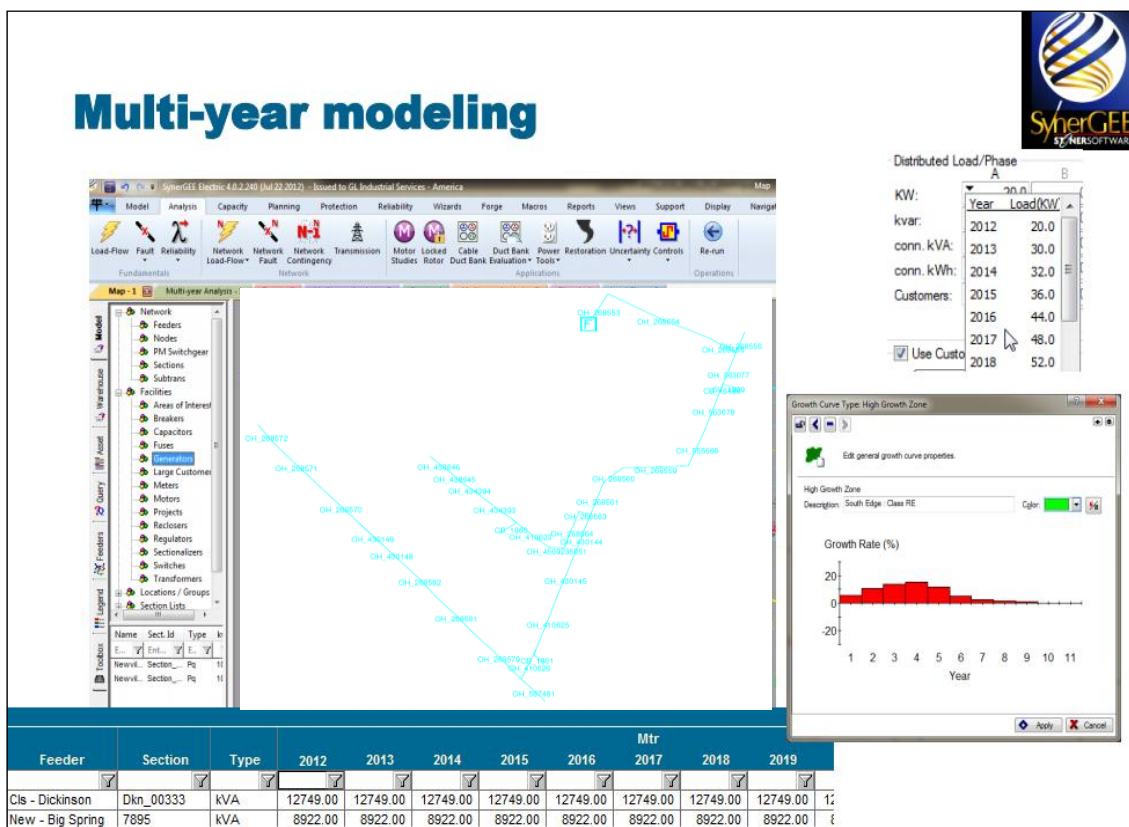


Figura 5.12. Programa **SYNERGEE**, para la simulación de redes de distribución.

Este programa permite realizar los siguientes cálculos;

- Estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existente.
- Evaluar las pérdidas en los circuitos de la red de distribución,
- Evaluar los efectos de reconfigurar los circuitos de un SED.



- Evaluar las mejoras que se producen ante el cambio en la sección de los conductores de un SED.

En la tabla 5.4 se muestra la corrida de flujos de potencia a través del programa *SYNERGEE* proporcionado por el departamento de planeación del circuito de prueba LML5020.

Losses					
Fdr / Sub	Name	Type	Section	Category	kW Loss
Feeder LML5020 REFA	OH_268553	Line	OH_268553	---	0.61
Feeder LML5020 REFA	OH_268554	Line	OH_268554	---	1.78
Feeder LML5020 REFA	OH_268555	Line	OH_268555	---	0.48
Feeder LML5020 REFA	OH_268556	Line	OH_268556	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_563077	Line	OH_563077	---	0.69
Feeder LML5020 REFA	OH_563078	Line	OH_563078	---	0.49
Feeder LML5020 REFA	CB_16486	Line	CB_16486	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_555668	Line	OH_555668	---	0.51
Feeder LML5020 REFA	SV_1299	Line	SV_1299	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_268559	Line	OH_268559	---	0.73
Feeder LML5020 REFA	OH_268560	Line	OH_268560	---	0.2
Feeder LML5020 REFA	OH_268561	Line	OH_268561	---	0.22
Feeder LML5020 REFA	OH_268564	Line	OH_268564	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_430144	Line	OH_430144	---	0.2
Feeder LML5020 REFA	OH_430145	Line	OH_430145	---	0.12
Feeder LML5020 REFA	OH_4569235051	Line	OH_4569235051	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_410623	Line	OH_410623	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_410625	Line	OH_410625	---	0.2
Feeder LML5020 REFA	OH_410626	Line	OH_410626	---	0.09
Feeder LML5020 REFA	OH_434393	Line	OH_434393	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_434394	Line	OH_434394	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_438845	Line	OH_438845	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_438846	Line	OH_438846	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_557481	Line	OH_557481	---	0.02
Feeder LML5020 REFA	CB_1860	Line	CB_1860	---	0
Feeder LML5020 REFA	CB_1861	Line	CB_1861	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_268579	Line	OH_268579	---	0.02
Feeder LML5020 REFA	OH_268581	Line	OH_268581	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_268582	Line	OH_268582	---	0.01
Feeder LML5020 REFA	OH_430148	Line	OH_430148	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_430149	Line	OH_430149	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_268570	Line	OH_268570	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_268571	Line	OH_268571	---	0
Feeder LML5020 REFA	OH_268572	Line	OH_268572	---	0
PÉRDIDAS TOTALES = 6.43 KW					

Tabla 5.4. Pérdidas Calculadas en el programa SYNERGEE.

Es importante recalcar que en el estudio por parte de planeación no toman todos los segmentos del circuito debido a que no existen cargas en algunas ramas del circuito.

Para comparar las pérdidas totales del circuito LML5020, Es importante tomar en cuenta las condiciones que tomó el departamento de planeación, así como la consideración de un banco de capacitores en el nodo 13. También se aprecia en la tabla 5.4 que en el cálculo de pérdidas por el programa *SYNERGEE* solo incluyen 34 segmentos que se encuentran en la red principal del circuito y no se toma en cuenta el ramal donde no hay cargas.

En la figura 5.13 se muestran los resultados obtenidos en *MATLAB*, tomando en cuenta un capacitor en el nodo 33 de 300kVAR. En la tabla 5.5 se muestra el porcentaje de error.

PERDIDAS TECNICAS								
KVA	FASE "A" KW	KVAR	KVA	FASE "B" KW	KVAR	KVA	FASE "C" KW	KVAR
3.3043	2.6789	1.9345	2.9114	2.4845	1.5177	2.9552	1.985	2.1893
PERDIDAS_TOTALES =								
9.1709	7.1484	5.6415						

Figura 5.13. Pérdidas calculas en *MATLAB*, con un banco de capacitores de 300kVAR.

PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL PROGRAMA SYNERGEE.					
NODO	PÉRDIDAS TOTALES DEL CTO. CALCULADAS				
FUENTE	6.43				Kw
PÉRDIDAS TÉCNICAS CALCULADAS POR EL SISTEMA, MATLAB.					
NODO	FASE A	FASE B	FASE C	kW Totales	%
	kW	kW	kW		Error
FUENTE	2.67	2.48	1.98	7.13	9.82

Tabla 5.5. Porcentaje de error, Pérdidas Calculadas en el programa *SYNERGEE*.

CAPÍTULO VI.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. Conclusiones.

En la actualidad, los programas utilizados en el área de distribución para realizar estudios de flujos de potencia en la planeación y la operación de las redes de distribución, toman un enfoque muy importante con la apertura del mercado eléctrico para la generación distribuida dentro del área de distribución de un SEP. Operar la red de distribución de manera óptima y eficiente, así como contar con el análisis detallado de la demanda y la generación distribuida, repercute en beneficios muy sustanciosos tanto económicos como técnicos para las compañías suministradoras.

Los programas con los que se cuenta en la actualidad tienen costos muy considerables en la solución y en la optimización de las redes de distribución. Las herramientas propuestas en este trabajo dan solución de manera fácil y confiable a esta problemática con un costo mínimo.

Debido a la facilidad y rapidez que presenta el algoritmo para converger y satisfacer el porcentaje de error entre cada iteración, se resuelve el problema de flujos de potencia en poco tiempo de manera eficiente, confiable y sencillo de aplicar a redes de distribución aérea ó subterránea, monofásica, bifásica, trifásica, con o sin hilo neutro.

El programa “*RDAP*” es un programa que al igual que el algoritmo propuesto se basan en un método iterativo de barrido progresivo/regresivo, ambos fueron diseñados para modelar redes de distribución desbalanceadas, como se comenta en el capítulo II en las redes de distribución existen cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas, con lo que se puede modelar de manera más precisa la red de distribución de acuerdo a características existentes en la red, por tal motivo el porcentaje de error entre ambos programas fue alrededor del 0.003 %, motivo por el cual se concluye en que el algoritmo desarrollado en este trabajo es muy confiable.

El programa “SYNERGEE”, como se menciona en el capítulo anterior es un programa que para la solución de flujos de potencia se basa en el método de **Newton-Raphson** desacoplado, el cual fue diseñado para redes de tipo balanceadas, repercutiendo en lo siguiente:

- Todas las cargas se modelan de manera balanceada.
- En los segmentos de línea, solo se toma el tipo de estructura predominante, lo cual repercute en el cálculo de Impedancias y admitancias. Y por consiguiente en el cálculo de la caída de tensión.
- Los Flujos de Potencia son balanceados, al igual que el factor de potencia.

Por tal motivo cuando se validaron los resultados de las pérdidas calculadas del circuito entre estos dos programas el porcentaje de error fue alrededor del 10%, con lo cual concluimos que el programa “SYNERGEE” no es muy confiable en la solución de flujos de potencia para redes de distribución.

Con lo mencionado anteriormente se concluye que el algoritmo propuesto cumple con los objetivos establecidos en este trabajo para determinar el estado estable de un circuito radial de distribución determinando lo siguiente;

- ✓ Segmentos de línea con sobrecarga.
- ✓ Caída de tensión en cada nodo del circuito.
- ✓ Flujos de potencia en cada nodo.
- ✓ Factor de potencia en cada nodo.
- ✓ Pérdidas técnicas totales del circuito.

El determinar esta problemática en los circuitos radiales de distribución dará la pauta para optimizar el factor de potencia y disminuir los problemas que se presenten en la red, así como reducir las pérdidas técnicas en la red.

Este sencillo algoritmo programado en **MATLAB** cumple con el objetivo principal de este trabajo que es optimizar el factor de potencia en las redes de distribución, para corregir los siguientes puntos:

- ✓ Corrección del factor de potencia (0.95).
- ✓ Disminuir pérdidas técnicas en el circuito.
- ✓ Disminución en la caída de tensión por segmento de línea.
- ✓ Disminuir el porcentaje de des balance del voltaje entre fases.
- ✓ Segmentos de línea sin sobrecarga, (reconfiguración de circuitos).
- ✓ Determinar el punto óptimo para un banco de capacitores (de manera forzada mediante simulaciones en diferentes puntos del circuito).

Los retos que se tienen a futuro en el proceso de distribución y la importancia que tiene el contar con una herramienta confiable para el análisis y la solución de flujos de potencia, para determinar las condiciones optimas de la red de media tensión, su interacción con la generación distribuida y la medición en tiempo real de los equipos, implica seguir desarrollando trabajos a futuro basados en el método iterativo de barrido desarrollado por **D. Shirmohamadi** [3].

6.2. Trabajos Futuros.

Para trabajos a futuro relacionados con el estudio y análisis de redes de distribución desbalanceadas, se pueden hacer cambios o modificaciones en el algoritmo propuesto, para estudiar y resolver los siguientes casos;

- Para estudios de armónicos en las redes de distribución para determinar del número de armónico al cual es resonante un circuito, se puede modificar el archivo “IMPEDANCIAS” para hacer un barrido a diferentes múltiplos de la frecuencia fundamental.
- Para conectar o desconectar los bancos de capacitores vía remota para optimizar el **FP** en la red de distribución con mediciones en tiempo real como pueden ser las mediciones en medidores ó restauradores, se puede modificar el archivo “REGCAP” para realizar alguna lógica en el algoritmo y mandar a conectar o desconectar los bancos de capacitores en forma remota a través de las UTR’s.

- Para controlar vía remota los reguladores de tensión que se encuentran en las subestaciones de distribución en tiempo real, a través del cálculo de la caída de tensión desde la subestación hasta algún nodo de importancia, se puede hacer una lógica dentro del archivo “REGCAP” para el cálculo de los taps en reguladores de la subestación de forma remota a través de las UTR’s.
- Controlar vía remota los bancos de capacitores que se encuentran en las subestaciones de distribución en tiempo real, a través del cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir FP realizando alguna lógica dentro del archivo “REGCAP” para conectar o desconectar los bancos de capacitores dentro de la subestación en forma remota a través de las UTR’s.
- Crear un estimador de estado en tiempo real a través de todas las mediciones de voltaje en tiempo real con las que cuente el circuito como es el caso de los medidores y restauradores, partiendo en secciones el circuito de acuerdo al número de restauradores que se tengan los cuales serán el nodo **slack** y aplicar el algoritmo correspondiente al número de restauradores.
- Determinar el punto óptimo para la instalación de bancos de capacitores en la red de distribución, utilizando una metodología a través de métodos estadísticos y probabilísticos basados en la solución del problema del viajero, como es el caso de mínimos cuadrados y minimizar las pérdidas.

Hay que recordar lo importante que es la base de datos que se tenga de los elementos de un circuito y de la veracidad de las fuentes donde se encuentre esta base de datos, así como la actualización en la topología existente de la red, para resultados óptimos y confiables en la simulación adecuada de los equipos instalados, de una manera exitosa y segura.



BIBLIOGRAFÍA.

- [1] W. H. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis", 2nd edición, 2006.
- [2] J.D. Glover and M. Sarma, "Power svstem analvsisand design", 2nd E Boston. MA. 1994..
- [3] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three phase power flow method for real time distribution system analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n. 2, pp. 671-679, May 1995.
- [4] Abdelhay A. Sallam O.P. Malik , "Electric Distribution Systems", IEEE Press Editorial Board (2011).
- [5] Jen-Hao Teng, "A modified Gauss-Seidel algorithm of three-phase power flow Analysis in distribution networks", Department og Electrical Engineering, I-Shou University, 13 Feb. 2001.
- [6] J.C.M. Vieira Jr, W Freitas, "Phase-decouple method for three-phase power-flow analysis of unbalanced distribution systems", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib, Vol. 151. No. 5. Septeinber 2004.
- [7] Cristián Marcelo Muñoz Montecinos, Tesis "Flujo de Potencia Trifásico para sistemas de distribución", Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Junio de 1989.
- [8] L. A. Gallego, J. M. Lopez, and D. A. Mejia, "Flujo de potencia trifásico desbalanceado en sistemas de distribución con generación distribuida" , Scientia et Technica Año XV, No 43, Diciembre de 2009. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701.
- [9] O. Miranda U, "Minimización de pérdidas en redes de distribución empleando programación dinámica", Instituto Politécnico Nacional, México D.F., Junio del 2009.
- [10] R. M. Ciric, L. F. Ochoa, and A. Padilha, "Power flow in four-wire distribution networks – general approach", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, pp. 1283-1290, Nov 2003.
- [11] Comisión Federal de Electricidad, "Especificaciones de Construcción para redes de distribución", 2007-2010.
- [12] Rosa Echevarría Líbano, "Breves apuntes para comenzar con MATLAB", Universidad de Sevilla 2009.
- [13] Comisión Federal de Electricidad, "CFE-G000-47.-Guía de Calidad de Energía ", 2010.
- [14] *RDAP User Manual, Versión 3.0, August 2008. WH Power Consultants, Las Cruces. NM.*
<http://www.zianet.coni.whpower>
- [15] *Larry Trusesell, PhD EE, "Enginerring PV with SYNERGEE Electric". Principal Electrical Engineer, GL- Noble Daton, march 2010.*
- [16] *IEEE Distribution Plainig Working Group Report. "Radial distribution test feeders". IEEE Transactions on Power Systems,, August 1991. Volume 6. Number 3. pp 975-935.*

ANEXO A.

TABLAS Y CONSIDERACIONES DE LAS NORMAS DE CFE.

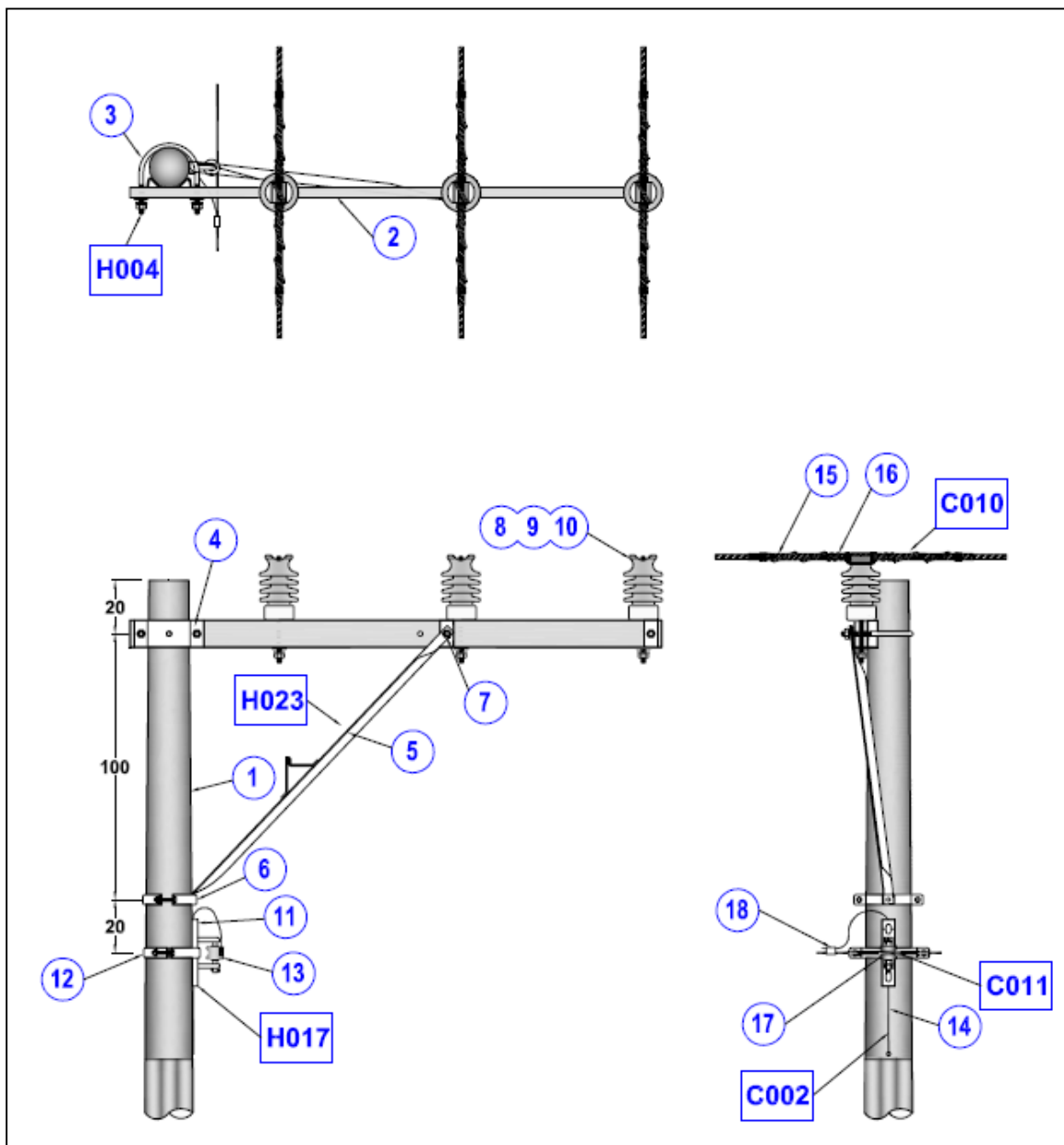


FIGURA DE LA ESTRUCTURA VS3N.

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/1000 m)	Kg/1000 m 3 Conductores + 5%	Carga de ruptura (Kg)	Capacidad (Amperes)	Equivalente en conductividad
2	Cu	7	33,62	8,14	305	931	1312	230	-
1/0	Cu	7	53,48	9,36	485	1479	2155	310	-
3/0	Cu	7	85,01	11,8	771	2352	3341	420	-
250	Cu	19	126,7	15,24	1149	3505	5048	540	-
3/0	AAC	7	85,01	12,75	234,4	715	1377	330	Cu 1/0
266,8	AAC	19	135,2	16,31	372,8	1137	2784	440	Cu 3/0
336,4	AAC	19	170,5	18,29	470,1	1434	2730	510	Cu 4/0
477	AAC	19	241,7	21,77	666,4	2033	3773	640	300
1/0	ACSR	6/1	62,4	10,11	216	659	1940	240	Cu 2
3/0	ACSR	6/1	99,23	12,75	343	1046	3030	315	Cu 1/0
266,8	ACSR	26/7	157,22	16,28	545	1662	5100	455	Cu 3/0
336,4	ACSR	26/7	198,3	18,31	689	2101	6375	530	Cu 4/0
477	ACSR	26/7	281,1	21,8	977	2980	8820	660	300

Características tomadas de:

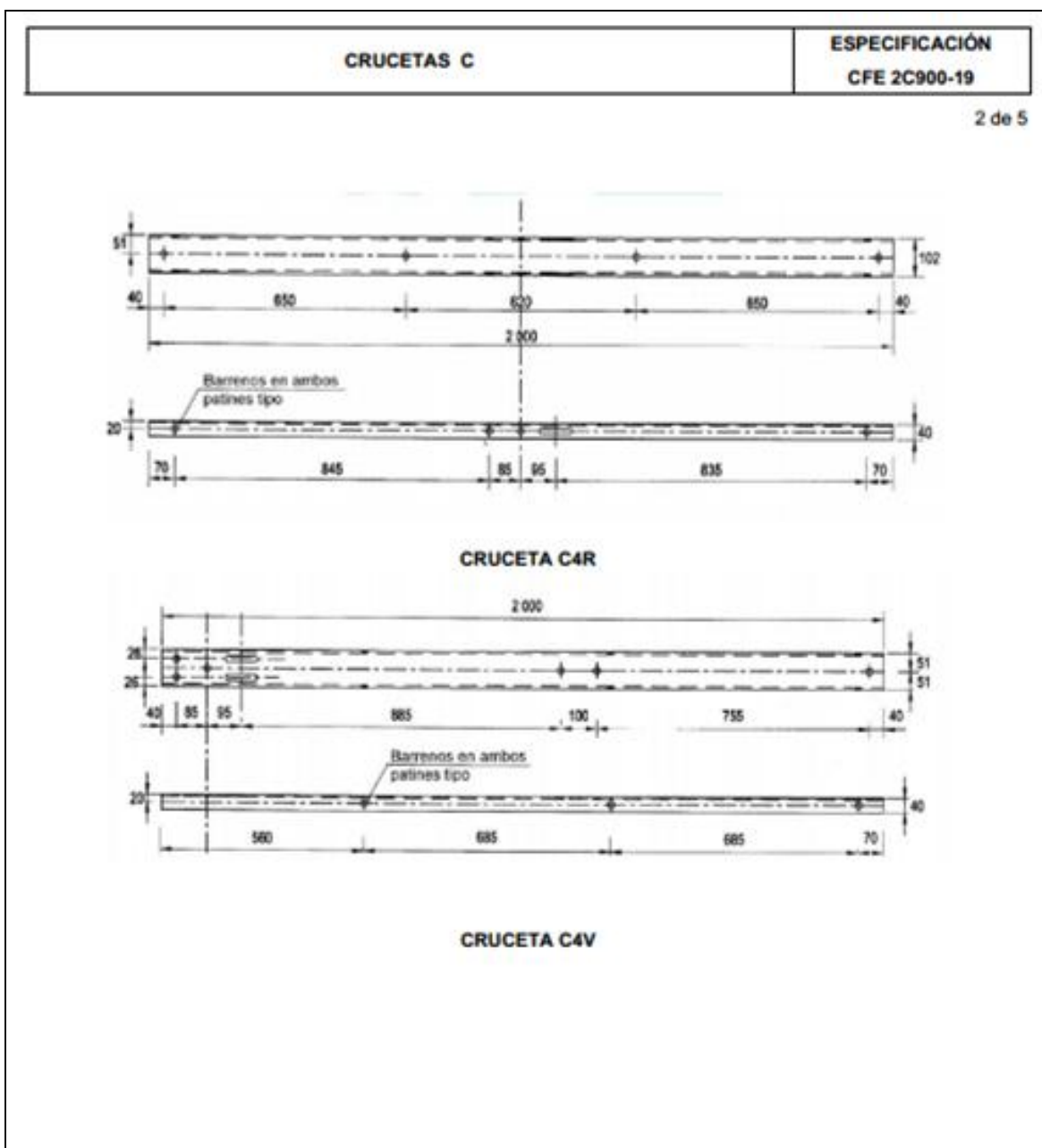
Especificación CFE

Descripción

E0000-12	Cables de Aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (ACSR).
E0000-30	Cable de aluminio desnudo (AAC).
E0000-32	Alambre y cable de cobre desnudo.

TABLA DE CONDUCTORES.

EMPOTRAMIENTO POR TIPO DE SUELO (cm)			
Altura (m) y resistencia (kg) del poste	Blando	Normal	Duro
	Arena, arcilla suelta y arcilla con arena	Tierra común	Tepetate, grava y roca
7 - 600	140	120	100
9 - 450	160	140	120
12 - 750	190	170	150
13 - 600	200	180	160
14 - 700	210	190	170
15 - 800	220	200	180



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE CRUCETA C4V.



ANEXO B.

ALGORITMO EN MATLAB, PARA CALCULAR IMPEDANCIAS Y ADMITANCIAS.

```
GMRi=0.0244;% input ('GMR PARA CONDUCTOR ft? ')
Ri=0.306;%input ('RESISTENCIA PARA CONDUCTOR OHM/MILLA? ')
RDi=0.721/2;%input (RADIO DEL CONDUCTOR, PULGADAS);
RDi=((RDi*.0254)*(3.28));% RADIO DEL CONDUCTOR EN PIES

%Para Conductor 1/0 ACSR
GMRn=0.00446; % input ('GMR PARA NEUTRO ft? ')
Rn=1.12;% input ('RESISTENCIA PARA NEUTRO OHM/MILLA? ')
RDn=.398/2;% input (RADIO DEL CONDUCTOR, PULGADAS);
RDn=(RDn*0.0254)*(3.28);% RADIO DEL CONDUCTOR EN PIES

A=(1.84+36.75i);
B=(4.09+36.75i);
C=(6.34+36.75i);
N=(0+32.15i);

D;%Distancias entre conductores

%CALCULANDO LA IMPENDANCIA PROPIA DE LAS FASES%
Z1(n,m)=Ri+0.09530+0.12134*i*(log(1/GMRi)+7.93402);%ohm/milla
%CALCULANDO LA IMPENDANCIA MUTUA ENTRE FASES%
Z1(n,m)=0.09530+0.12134*i*(log(1/D(n,m))+7.93402);%ohm/milla;

%CALCULANDO LA IMPENDANCIA PROPIA DE NEUTRO%
Z1(n,4)=Rn+0.09530+0.12134*i*(log(1/GMRn)+7.93402);%ohm/milla
%CALCULANDO LA IMPENDANCIA MUTUA ENTRE FASES Y NEUTRO%
Z1(n,4)=0.09530+0.12134*i*(log(1/D(n,4))+7.93402);%ohm/milla;

Z1

Zabc=Zij-(Zin*inv(Znn)*Znj);

S; D;%Distancias entre conductores y sus imágenes

Y1(4,4)= 11.17689 * log(S(4,4)/RDn);%ohm/milla
%CALCULANDO LA ADMITANCIA MUTUA ENTRE FASES%
Y1(n,m)=11.17689 * log(S(n,m)/D(n,m));%ohm/milla;
Y1;
Y= inv(Y1) *(376.9911*i)
```



ANEXO C.

DATOS GENERALES DEL CIRCUITO LML5020.

```
clc
clear all
format

disp(' SUBESTACIÓN ALMECATLA ')
disp(' CIRCUITO; LML5020. ')
disp(' ')
Nodos=40;
N_segmentos=Nodos-1;
VLNB=34500/sqrt(3); %VOLTAJE DE LINEA A NEUTRO%
VAB=300000;%VA base

%% IMPEDANCIAS y ADMITANCIAS %%%
Amp=530; %Capacidad en amperaje del conductor
Z =[ 0.5158+1.1401i      0.2048+0.5999i      0.1993+0.5255i
      0.2048+0.5999i      0.5060+1.1573i      0.1947+0.6178i
      0.1993+0.5255i      0.1947+0.6178i      0.4956+1.1758i];

Y =[ 0+5.8598e-006i      0-1.8529e-006i      0-0.9727e-006i
      0-1.8529e-006i      0+6.2335e-006i      0-1.9188e-006i
      0-0.9727e-006i      0-1.9188e-006i      0+5.7055e-006i];

Z=[ (.04)*Z; (.04)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z; (.05)*Z; (.06)*Z; (.06)*Z; (.01)*Z; (.03)*Z; (.01)*Z;
    (.02)*Z; (.01)*Z; (.01)*Z; (.01)*Z; (.02)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z;
    (.02)*Z; (.01)*Z; (.02)*Z; (.01)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.03)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z;
    (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z; (.02)*Z];

Y=[ (.04)*Y; (.04)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y; (.05)*Y; (.06)*Y; (.06)*Y; (.01)*Y; (.03)*Y; (.01)*Y;
    (.02)*Y; (.01)*Y; (.01)*Y; (.01)*Y; (.02)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y;
    (.02)*Y; (.01)*Y; (.02)*Y; (.01)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.03)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y;
    (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y; (.02)*Y];

%% disp ('MATRIZ DE POTENCIAS IMAGINARIAS')
S1= [0+0i, 0+0i, 0+0i];
S2=[ 0 , 0 , 0];
S3=[ 0 , 0 , 0];
S4=[ 0 , 0 , 0];
S5=[ 0 , 0 , 0];
S6=[388+420i, 388+420i,388+420i];
S7=[ 0 , 0 , 0];
S8=[ 0 , 0 , 0];
S9=[800.66+140.66i, 800.66+140.66i,800.66+140.66i];
S10=[145+158i, 145+158i,145+158i];
```



```
S11=[39+42i, 39+42i,39+42i];
S12=[ 0 , 0 , 0];
S13=[ 0 , 0 , 0];
S14=[ 0 , 0 , 0];
S15=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S16=[ 0 , 0 , 0];
S17=[ 0 , 0 , 0];
S18=[ 0 , 0 , 0];
S18=[ 0 , 0 , 0];
S19=[ 0 , 0 , 0];
S20=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S21=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S22=[ 0 , 0 , 0];
S23=[ 0 , 0 , 0];
S24=[809.33+142i, 809.33+142i,809.33+142i];
S25=[52+39i, 52+39i,52+39i];
S26=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S27=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S28=[ 0 , 0 , 0];
S29=[ 0 , 0 , 0];
S30=[76+10.66i, 76+10.66i,76+10.66i];
S31=[ 0 , 0 , 0];
S32=[ 0 , 0 , 0];
S33=[ 0 , 0 , 0];
S34=[ 0 , 0 , 0];
S35=[183.3+53.1i, 183.3+53.1i,183.3+53.1i];
S36=[ 0 , 0 , 0];
S37=[97+105i, 97+105i,97+105i];
S38=[14+7i, 14+7i,14+7i];
S39=[ 0 , 0 , 0];
S40=[ 0 , 0 , 0];

Sc=[S1;S2;S3;S4;S5;S6;S7;S8;S9;S10;S11;S12;S13;S14;S15;S16;S1
7;S18;S19;S20;S21;S22;S23;S24;S25;S26;S27;S28;S29;S30;S31;S32
;S33;S34;S35;S36;S37;S38;S39;S40];
% SUMA DE POTENCIAS.
Scarga=zeros(Nodos,3);
for n=1:Nodos;
    if n==1;
        Scarga(n,1:3)=Sc(n,1:3);
    else
        Scarga(n,1:3)=Scarga(n-1,1:3)+Sc(n,1:3);
    end
end

end
Scarga(Nodos,1:3);
```



```
%% NODOS PARA CONSIDERAR LA SUMA DE CORRIENTES  
% Nc=[Ncarga, Nfuente]De la ultima capa hsata el principio
```

```
Nc=[40 39  
39 38  
38 37  
37 36  
36 35  
35 34  
34 33  
33 32  
32 31  
31 30  
30 29  
29 28  
28 20  
27 26  
26 20  
25 24  
24 23  
23 22  
22 21  
21 15  
20 19  
19 18  
18 17  
17 16  
16 10  
15 14  
14 13  
13 12  
12 11  
11 10  
10 9  
9 8  
8 7  
7 6  
6 4  
5 4  
4 3  
3 2  
2 1];
```



```
%% NODOS PARA CONSIDERAR LA CAIDA DE VOLTAJES %%  
% NV=[NCarga, NFuente]  
Nv=[2    1  
3     2  
4     3  
5     4  
6     4  
7     6  
8     7  
9     8  
10    9  
16   10  
11   10  
17   16  
18   17  
19   18  
20   19  
12   11  
13   12  
14   13  
15   14  
28   20  
26   20  
27   26  
29   28  
30   29  
31   30  
32   31  
33   32  
34   33  
35   34  
36   35  
37   36  
38   37  
39   38  
40   39  
21   15  
22   21  
23   22  
24   23  
25  24];
```



ANEXO D.

ALGORITMO EN MATLAB, PARA CALCULAR EL ESTADO ESTABLE.

```
clc
clear all

LML5020;
Vraiz=[VLNB VLNB*(cos(-120*(pi/180))+(sin(-120*(pi/180)))*i)
VLNB*(cos(120*(pi/180))+(sin(120*(pi/180)))*i)];

%disp('MATRIZ DE VOLTAJES ')
V= Vraiz;

iter_max=100;
tol=0.00001;
Error=1;
iter=0;
NaN=0;

%% Método Iterativo %%
while Error>tol && iter_max>iter

%disp('CORRIENTE DE CARGA EN TODOS LOS NODOS')
Icarga(n,1:3)=conj((Sc(n,1:3)*1000)./ V(n,1:3)) -
conj(conj(Y([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3]))*
conj(V(n,1:3)'))';

%% disp('CORRIENTES NODALES POR CAPAS')
I_nodal(Nc(n,2),1:3)=(I_nodal(Nc(n,1),1:3) +
I_nodal(Nc(n,2),1:3));

%% disp('VOLTAJES NODALES')

U = [1 0 0;0 1 0;0 0 1];
a = U +(1/2*(Z([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-
1)*3)], [1:3]))*Y([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-
1)*3)], [1:3])));
b = Z([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3]);
c = Y([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3]) + 1/4
*(Y([(Nv(n-1,1)-1)*3]-2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3])*Z([(Nv(n-
```



```
1,1)-1)*3)-2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3])*Y([(Nv(n-1,1)-1)*3)-  
2:((Nv(n-1,1)-1)*3)], [1:3]));  
d = b;  
A=inv(a);  
B=b;  
  
V_nodal(Nv(n-1,1),1:3)= (A * conj(V_nodal(Nv(n-1,2),1:3)') -  
B *(conj(I_nodal(Nv(n-1,1),1:3)')));  
  
V=V_nodal;  
% fin 1 iteracion  
iter=iter+1;  
  
Numero_Iter=iter  
V_nodal;  
  
%POTENCIAS EN CADA NODO  
SZ(n,1:3)= (V(n,1:3).*conj(I_nodal(n,1:3)));  
S1=SZ/1000;  
  
%FACTOR DE POTENCIA  
FP = cos(atan(imag(S1(n,1))/real(S1(n,1))));  
  
PERDIDAS_TOTALES=[S1(1,1:3)-Scarga(Nodos,1:3)];  
KVA_PERD=abs (PERDIDAS_TOTALES);  
KW_PERD= real (PERDIDAS_TOTALES);  
KVAR_PER=imag(PERDIDAS_TOTALES);  
  
PERDIDAS_TOTALES=[sum(KVA_PERD), sum(KW_PERD), sum(KVAR_PER)]  
P=PERDIDAS_TOTALES;  
  
NTroncal= [1  
2  
3  
4  
6  
7  
8  
9  
10  
16  
17  
18  
19  
20  
28  
29
```



```
30
31
32
33
34
35
38];
```

```
A1=Flujo_de_V_nodal_mag(NTroncal(n,1),1:3);
B1=FP(NTroncal(n,1),1:3);
```

```
hold on
subplot (2,1,1)
plot (A1)
```

```
hold on
subplot (2,1,2)
plot (B, 'Mx-')
```



ANEXO E.

RESULTADO DEL ESTADO ESTABLE, CIRCUITO LML5020.

SUBESTACIÓN ALMECATLA
CIRCUITO; LML5020.

Número_iter =

2

CORRIENTE DE CARGA EN CADA NODO "AMPERES"							
FASE "A"	FASE "B"		FASE "C"				
NODO	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	
1	0	0	0	0	0	0	
2	0.0058249	95.977	0.006468	-29.604	0.005734	-156.54	
3	0.0058237	95.97	0.0064668	-29.61	0.005733	-156.55	
4	0.0029115	95.966	0.0032331	-29.614	0.0028663	-156.56	
5	0.0014558	95.966	0.0016166	-29.614	0.0014331	-156.56	
6	28.723	-47.284	28.721	-167.28	28.72	72.71	
7	0.0087301	95.948	0.0096949	-29.631	0.0085952	-156.58	
8	0.0087278	95.938	0.0096927	-29.64	0.0085934	-156.59	
9	40.867	-10.007	40.862	-130.01	40.855	109.98	
10	10.779	-47.491	10.777	-167.49	10.776	72.499	
11	2.8794	-47.135	2.8789	-167.13	2.8789	72.86	
12	0.0014544	95.932	0.0016152	-29.647	0.001432	-156.6	
13	0.004363	95.931	0.0048455	-29.647	0.004296	-156.6	
14	0.0029086	95.93	0.0032303	-29.648	0.002864	-156.6	
15	7.1854	-47.306	7.1843	-167.3	7.1834	72.683	
16	0.0029088	95.933	0.0032304	-29.645	0.0028641	-156.6	
17	0.0029087	95.932	0.0032303	-29.646	0.002864	-156.6	
18	0.0014543	95.932	0.0016151	-29.647	0.001432	-156.6	
19	0.0014543	95.931	0.0016151	-29.647	0.0014319	-156.6	
20	7.187	-47.312	7.1859	-167.31	7.1847	72.674	
21	7.1844	-47.3	7.1832	-167.3	7.1826	72.691	
22	0.0043627	95.928	0.0048452	-29.65	0.0042958	-156.6	
23	0.0029085	95.927	0.0032301	-29.651	0.0028638	-156.6	
24	41.319	-10.004	41.312	-130	41.304	109.98	
25	3.2666	-36.888	3.2661	-156.88	3.266	83.103	
26	7.1859	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683	
27	7.186	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683	
28	0.0029084	95.93	0.00323	-29.649	0.0028637	-156.6	
29	0.0029083	95.929	0.00323	-29.649	0.0028637	-156.6	
30	3.8586	-7.9953	3.8582	-127.99	3.8578	111.99	
31	0.0029083	95.929	0.0032299	-29.65	0.0028637	-156.6	
32	0.0029083	95.928	0.0032299	-29.65	0.0028636	-156.6	
33	0.0029082	95.928	0.0032299	-29.65	0.0028636	-156.6	
34	0.0029082	95.928	0.0032298	-29.651	0.0028636	-156.6	
35	9.5961	-16.194	9.5947	-136.19	9.5932	103.79	
36	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6	
37	7.1866	-47.309	7.1853	-167.31	7.1844	72.679	
38	0.78639	-26.53	0.78631	-146.52	0.78639	93.462	
39	0.0029081	95.927	0.0032298	-29.651	0.0028635	-156.6	
40	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6	



FLUJO DE CORRIENTE EN CADA NODO "AMPERES"

	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"			
	NODO	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	
%SOBRECARGA								
	1	175.84	-28.008	175.82	-148	175.81	91.982	0
	2	175.84	-28.008	175.82	-148	175.81	91.982	0
	3	175.84	-28.01	175.82	-148.01	175.81	91.98	0
	4	175.84	-28.011	175.82	-148.01	175.81	91.978	0
	5	0.0014558	95.966	0.0016166	-29.614	0.0014331	-156.56	0
	6	175.85	-28.013	175.82	-148.01	175.81	91.977	0
	7	149.03	-24.365	149.02	-144.36	149	95.623	0
	8	149.04	-24.368	149.02	-144.36	149.01	95.62	0
	9	149.04	-24.371	149.02	-144.37	149.01	95.617	0
	10	109.92	-29.663	109.91	-149.66	109.9	90.326	0
	11	59.165	-21.614	59.157	-141.61	59.151	98.373	0
	12	56.58	-20.358	56.573	-140.36	56.566	99.629	0
	13	56.581	-20.359	56.573	-140.36	56.566	99.627	0
	14	56.583	-20.363	56.575	-140.36	56.567	99.623	0
	15	56.584	-20.366	56.576	-140.36	56.568	99.62	0
	16	41.379	-36.582	41.373	-156.57	41.373	83.411	0
	17	41.381	-36.585	41.375	-156.58	41.375	83.407	0
	18	41.383	-36.588	41.377	-156.58	41.376	83.404	0
	19	41.384	-36.589	41.378	-156.58	41.377	83.402	0
	20	41.385	-36.591	41.379	-156.58	41.378	83.4	0
	21	50.284	-16.654	50.277	-136.65	50.269	103.33	0
	22	44.255	-11.907	44.249	-131.91	44.241	108.08	0
	23	44.256	-11.913	44.25	-131.91	44.242	108.07	0
	24	44.257	-11.916	44.25	-131.92	44.242	108.07	0
	25	3.2666	-36.888	3.2661	-156.88	3.266	83.103	0
	26	14.372	-47.306	14.37	-167.3	14.368	72.683	0
	27	7.186	-47.306	7.1848	-167.3	7.1839	72.683	0
	28	20.596	-25.366	20.594	-145.35	20.595	94.625	0
	29	20.598	-25.373	20.595	-145.36	20.596	94.618	0
	30	20.599	-25.38	20.597	-145.37	20.597	94.61	0
	31	16.956	-29.278	16.954	-149.27	16.955	90.713	0
	32	16.958	-29.286	16.956	-149.28	16.956	90.704	0
	33	16.959	-29.294	16.957	-149.29	16.957	90.695	0
	34	16.961	-29.302	16.959	-149.3	16.958	90.686	0
	35	16.963	-29.311	16.96	-149.31	16.959	90.678	0
	36	7.9222	-45.265	7.9208	-165.26	7.9209	74.729	0
	37	7.9233	-45.272	7.9219	-165.26	7.9218	74.721	0
	38	0.78406	-26.261	0.78413	-146.2	0.78494	93.757	0
	39	0.0043622	95.927	0.0048447	-29.651	0.0042953	-156.6	0
	40	0.0014541	95.927	0.0016149	-29.651	0.0014318	-156.6	0



FLUJO DE VOLTAJES EN CADA NODO "PU's"

NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"		% DESBALANCE
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	
1	1	0	1	-120	1	120 2.8422e-014	
2	0.99979	-0.00664	0.99981	-120.01	0.99983	119.99	0.0023372
3	0.99957	-0.013283	0.99961	-120.01	0.99966	119.98	0.0046759
4	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98	0.0058458
5	0.99947	-0.016605	0.99952	-120.02	0.99958	119.98	0.0058458
6	0.9992	-0.024914	0.99928	-120.03	0.99937	119.97	0.0087723
7	0.99894	-0.034339	0.99904	-120.04	0.99917	119.96	0.011921
8	0.99868	-0.043768	0.99881	-120.05	0.99897	119.94	0.015072
9	0.99864	-0.04534	0.99877	-120.05	0.99894	119.94	0.015597
10	0.99854	-0.048295	0.99868	-120.05	0.99886	119.94	0.016668
11	0.99852	-0.048966	0.99866	-120.05	0.99884	119.94	0.016884
12	0.99849	-0.05029	0.99863	-120.05	0.99882	119.94	0.017305
13	0.99847	-0.050951	0.99862	-120.05	0.99881	119.94	0.017515
14	0.99846	-0.051613	0.99861	-120.05	0.9988	119.93	0.017726
15	0.99844	-0.052275	0.99859	-120.05	0.99879	119.93	0.017936
16	0.99851	-0.048856	0.99865	-120.05	0.99883	119.94	0.016902
17	0.99847	-0.049697	0.99862	-120.05	0.9988	119.94	0.017255
18	0.99844	-0.050257	0.99859	-120.05	0.99878	119.94	0.01749
19	0.99841	-0.050818	0.99857	-120.05	0.99876	119.93	0.017725
20	0.99839	-0.051378	0.99854	-120.05	0.99873	119.93	0.01796
21	0.99843	-0.052914	0.99858	-120.05	0.99878	119.93	0.018132
22	0.99841	-0.054145	0.99856	-120.06	0.99876	119.93	0.018491
23	0.99839	-0.054761	0.99855	-120.06	0.99875	119.93	0.018671
24	0.99837	-0.055993	0.99853	-120.06	0.99874	119.93	0.019031
25	0.99837	-0.056014	0.99853	-120.06	0.99874	119.93	0.01904
26	0.99837	-0.051516	0.99853	-120.05	0.99872	119.93	0.018051
27	0.99837	-0.051562	0.99852	-120.05	0.99872	119.93	0.018082
28	0.99837	-0.052012	0.99853	-120.05	0.99872	119.93	0.018174
29	0.99836	-0.052435	0.99852	-120.05	0.99871	119.93	0.018317
30	0.99835	-0.052858	0.9985	-120.05	0.9987	119.93	0.01846
31	0.99834	-0.053166	0.9985	-120.06	0.99869	119.93	0.018571
32	0.99832	-0.053474	0.99849	-120.06	0.99869	119.93	0.018682
33	0.99831	-0.053782	0.99848	-120.06	0.99868	119.93	0.018793
34	0.9983	-0.05409	0.99847	-120.06	0.99867	119.93	0.018904
35	0.99829	-0.054397	0.99846	-120.06	0.99866	119.93	0.019015
36	0.99829	-0.054459	0.99845	-120.06	0.99866	119.93	0.01905
37	0.99828	-0.054521	0.99845	-120.06	0.99865	119.93	0.019086
38	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93	0.019092
39	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93	0.019092
40	0.99828	-0.054537	0.99845	-120.06	0.99865	119.93	0.019092

POTENCIA POR CARGAS

FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i



FLUJO DE POTENCIAS EN CADA NODO "KW" "KVAR"

NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	3092.2	1644.7	3092	1644.3	3091.4	1645
2	3091.7	1644	3091.6	1643.6	3091.1	1644.3
3	3091.3	1643.4	3091.2	1643.1	3090.9	1643.6
4	3091.1	1643.2	3091	1642.8	3090.7	1643.4
5	-0.0030209	-0.028824	-0.0002267	-0.032183	0.0032475	-0.028349
6	3090.5	1642.4	3090.5	1642.1	3090.4	1642.5
7	2702	1221.8	2702.1	1221.5	2702.1	1221.9
8	2701.5	1221.2	2701.6	1220.9	2701.7	1221.2
9	2701.5	1221.2	2701.6	1221	2701.7	1221.3
10	1900.7	1080.4	1900.8	1080.2	1900.9	1080.4
11	1094.4	432.53	1094.4	432.45	1094.5	432.55
12	1055.3	390.55	1055.4	390.48	1055.4	390.57
13	1055.3	390.56	1055.4	390.49	1055.4	390.57
14	1055.3	390.63	1055.4	390.57	1055.4	390.64
15	1055.3	390.67	1055.4	390.62	1055.4	390.68
16	661.28	489.91	661.36	489.79	661.46	489.93
17	661.27	489.94	661.35	489.83	661.44	489.96
18	661.26	489.97	661.34	489.87	661.42	489.99
19	661.25	489.98	661.32	489.88	661.41	490
20	661.24	489.99	661.31	489.9	661.4	490.01
21	958.33	285.71	958.36	285.67	958.39	285.72
22	861.32	180.77	861.35	180.74	861.37	180.78
23	861.32	180.85	861.34	180.83	861.36	180.85
24	861.31	180.88	861.33	180.87	861.34	180.89
25	51.994	38.942	51.999	38.936	52.006	38.943
26	193.99	209.88	194	209.87	194.01	209.89
27	96.994	104.94	96.999	104.94	97.006	104.94
28	370.25	175.13	370.31	175.05	370.38	175.14
29	370.25	175.18	370.31	175.11	370.38	175.19
30	370.25	175.23	370.3	175.17	370.37	175.24
31	294.26	164.62	294.3	164.57	294.36	164.63
32	294.26	164.68	294.3	164.63	294.35	164.69
33	294.27	164.73	294.3	164.69	294.34	164.74
34	294.27	164.79	294.3	164.75	294.34	164.79
35	294.27	164.84	294.3	164.81	294.33	164.85
36	110.98	111.8	111	111.78	111.02	111.8
37	110.98	111.83	111	111.81	111.02	111.83
38	13.988	6.8849	13.999	6.8715	14.013	6.8868
39	-0.0090393	-0.086267	-0.00068195	-0.096347	0.0097213	-0.084886
40	-0.0030131	-0.028756	-0.00022732	-0.032116	0.0032404	-0.028295

FACTOR DE POTENCIA "FP"

NODO	FASE"A"	FASE"B"	FASE"C"
1	0.88288	0.88292	0.8828
2	0.88293	0.88297	0.88287
3	0.88298	0.88301	0.88293
4	0.88299	0.88303	0.88295
5	0.10423	0.0070438	0.11381
6	0.88305	0.88309	0.88302



7	0.91118	0.91122	0.91117
8	0.91123	0.91126	0.91123
9	0.91122	0.91125	0.91122
10	0.86937	0.86942	0.86939
11	0.93	0.93003	0.93
12	0.93784	0.93787	0.93785
13	0.93784	0.93786	0.93784
14	0.93782	0.93784	0.93782
15	0.93781	0.93782	0.93781
16	0.80352	0.80362	0.80358
17	0.80349	0.80359	0.80356
18	0.80347	0.80356	0.80353
19	0.80346	0.80355	0.80352
20	0.80345	0.80354	0.80351
21	0.95832	0.95833	0.95832
22	0.97868	0.97869	0.97868
23	0.97866	0.97867	0.97866
24	0.97865	0.97866	0.97865
25	0.80039	0.80047	0.80045
26	0.67875	0.67879	0.67879
27	0.67875	0.67879	0.67879
28	0.90398	0.90408	0.90403
29	0.90393	0.90402	0.90398
30	0.90388	0.90397	0.90392
31	0.87271	0.87281	0.87277
32	0.87264	0.87273	0.8727
33	0.87258	0.87266	0.87262
34	0.87251	0.87258	0.87255
35	0.87244	0.8725	0.87248
36	0.7045	0.70464	0.70463
37	0.70442	0.70454	0.70453
38	0.89721	0.89769	0.89747
39	0.10421	0.0070779	0.11378
40	0.10421	0.0070779	0.11378

PÉRDIDAS TÉCNICAS

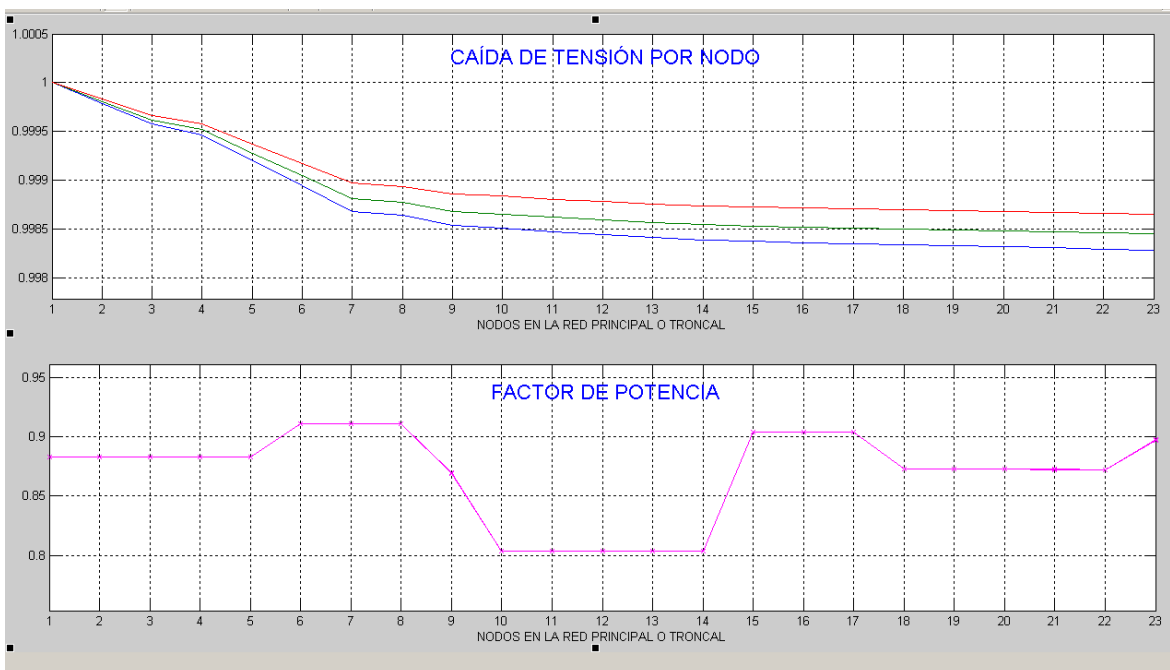
FASE "A"			FASE "B"			FASE "C"		
KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
3.7275	2.926	2.3092	3.287	2.6946	1.8823	3.3456	2.1274	2.5821

PÉRDIDAS_TOTALES = KVA KW KVAR

10.36 7.7481 6.7736

POTENCIA REACTIVA NECESARIA PARA CORREGIR F.P. =

0 - 628.37i 0 - 628.02i 0 - 628.9i



GRÁFICA DE CAÍDA DE TENSIÓN Y FP, EN ESTADO ESTABLE.



ANEXO F.

RESULTADO DEL ESTADO ESTABLE, CON 2 CAPACITORES DE 300KVAR EN EL CIRCUITO LML5020.

SUBESTACIÓN ALMECATLA CIRCUITO; LML5020.

Numero de Capacitores ? 2

Pa+Qai -300i

Nodo ? 35

Pa+Qai -300i

Nodo ? 20

FLUJO DE VOLTAJES CON REGULADOR DE TENSION EN CADA NODO "KV"

NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"		% D.
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	
1	1	0	1	-120	1	120 2.8422e-014	
2	0.99982	-0.0079504	0.99984	-120.01	0.99987	119.99	0.0024792
3	0.99964	-0.015903	0.99968	-120.02	0.99974	119.98	0.0049597
4	0.99955	-0.019881	0.9996	-120.02	0.99967	119.98	0.0062004
5	0.99955	-0.019881	0.9996	-120.02	0.99967	119.98	0.0062004
6	0.99933	-0.029827	0.9994	-120.03	0.99951	119.96	0.0093037
7	0.99912	-0.041218	0.99922	-120.04	0.99936	119.95	0.012664
8	0.99891	-0.052613	0.99904	-120.05	0.99922	119.94	0.016026
9	0.99888	-0.054513	0.99901	-120.05	0.99919	119.94	0.016587
10	0.9988	-0.058452	0.99894	-120.06	0.99914	119.93	0.017762
11	0.99879	-0.059122	0.99892	-120.06	0.99913	119.93	0.017979
12	0.99876	-0.060445	0.9989	-120.06	0.9991	119.93	0.0184
13	0.99874	-0.061106	0.99888	-120.06	0.99909	119.93	0.01861
14	0.99873	-0.061767	0.99887	-120.06	0.99908	119.93	0.018821
15	0.99871	-0.062429	0.99885	-120.06	0.99907	119.93	0.019031
16	0.9988	-0.059669	0.99893	-120.06	0.99913	119.93	0.018067
17	0.99878	-0.061495	0.99892	-120.06	0.99913	119.93	0.018525
18	0.99877	-0.062712	0.99891	-120.06	0.99912	119.93	0.018829
19	0.99876	-0.063929	0.99891	-120.06	0.99912	119.93	0.019134
20	0.99875	-0.065147	0.9989	-120.06	0.99912	119.93	0.019439
21	0.9987	-0.063067	0.99884	-120.06	0.99906	119.93	0.019227
22	0.99867	-0.064298	0.99882	-120.06	0.99904	119.93	0.019586
23	0.99866	-0.064913	0.99881	-120.07	0.99903	119.92	0.019766
24	0.99864	-0.066144	0.99879	-120.07	0.99902	119.92	0.020126
25	0.99864	-0.066166	0.99879	-120.07	0.99902	119.92	0.020135
26	0.99874	-0.065284	0.99888	-120.07	0.9991	119.93	0.019531
27	0.99873	-0.06533	0.99888	-120.07	0.9991	119.93	0.019562
28	0.99875	-0.066273	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.019707
29	0.99874	-0.067024	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.019885
30	0.99874	-0.067775	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.020063
31	0.99874	-0.068411	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.020208
32	0.99874	-0.069047	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.020354
33	0.99874	-0.069684	0.99889	-120.07	0.99912	119.92	0.0205
34	0.99873	-0.07032	0.99888	-120.07	0.99912	119.92	0.020646



35	0.99873	-0.070956	0.99888	-120.07	0.99912	119.92	0.020792
36	0.99873	-0.071018	0.99888	-120.07	0.99911	119.92	0.020828
37	0.99872	-0.071079	0.99887	-120.07	0.99911	119.92	0.020864
38	0.99872	-0.071095	0.99887	-120.07	0.99911	119.92	0.020869
39	0.99872	-0.071095	0.99887	-120.07	0.99911	119.92	0.020869
40	0.99872	-0.071095	0.99887	-120.07	0.99911	119.92	0.020869

CORRIENTE DE CARGA EN CADA NODO "AMPERES"

NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.
1	0	0	0	0	0	0
2	0.0058251	95.975	0.0064682	-29.605	0.0057342	-156.55
3	0.0058241	95.967	0.0064672	-29.613	0.0057334	-156.55
4	0.0029118	95.963	0.0032334	-29.616	0.0028665	-156.56
5	0.0014559	95.963	0.0016167	-29.616	0.0014333	-156.56
6	28.72	-47.289	28.717	-167.29	28.716	72.708
7	0.0087317	95.941	0.0096965	-29.637	0.0085968	-156.58
8	0.0087299	95.93	0.0096948	-29.647	0.0085955	-156.6
9	40.857	-10.017	40.852	-130.02	40.845	109.97
10	10.776	-47.501	10.774	-167.5	10.773	72.493
11	2.8786	-47.145	2.8782	-167.14	2.8781	72.854
12	0.0014548	95.922	0.0016156	-29.655	0.0014324	-156.6
13	0.0043642	95.921	0.0048467	-29.656	0.0042972	-156.6
14	0.0029094	95.921	0.0032311	-29.656	0.0028648	-156.61
15	7.1835	-47.316	7.1824	-167.31	7.1814	72.677
16	0.0029096	95.923	0.0032313	-29.654	0.0028649	-156.6
17	0.0029096	95.921	0.0032312	-29.656	0.0028649	-156.6
18	0.0014548	95.92	0.0016156	-29.657	0.0014324	-156.61
19	0.0014548	95.918	0.0016156	-29.658	0.0014324	-156.61
20	10.949	63.492	10.948	-56.509	10.945	-176.52
21	7.1824	-47.31	7.1813	-167.31	7.1805	72.685
22	0.0043639	95.918	0.0048464	-29.659	0.004297	-156.61
23	0.0029092	95.917	0.0032309	-29.659	0.0028646	-156.61
24	41.308	-10.014	41.302	-130.01	41.293	109.98
25	3.2657	-36.899	3.2653	-156.89	3.265	83.097
26	7.1833	-47.319	7.1822	-167.32	7.1811	72.675
27	7.1833	-47.319	7.1822	-167.32	7.1812	72.675
28	0.0029095	95.916	0.0032312	-29.66	0.0028649	-156.61
29	0.0029095	95.915	0.0032312	-29.661	0.0028648	-156.61
30	3.857	-8.0102	3.8567	-128	3.8562	111.98
31	0.0029095	95.914	0.0032311	-29.662	0.0028648	-156.61
32	0.0029095	95.913	0.0032311	-29.663	0.0028648	-156.61
33	0.0029095	95.913	0.0032311	-29.663	0.0028649	-156.61
34	0.0029095	95.912	0.0032311	-29.664	0.0028649	-156.61
35	15.46	53.346	15.458	-66.654	15.454	173.34
36	0.0014547	95.911	0.0016156	-29.665	0.0014324	-156.61
37	7.1834	-47.325	7.1823	-167.32	7.1811	72.669
38	0.78604	-26.547	0.78598	-146.53	0.78603	93.453
39	0.0029094	95.911	0.0032311	-29.665	0.0028648	-156.61
40	0.0014547	95.911	0.0016156	-29.665	0.0014324	-156.61



FLUJO DE CORRIENTE EN CADA NODO "AMPERES"

	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"			
	NODO	MAG.	ANG.	MAG.	ANG.	MAG.		
%SOBRECARGA								
1	163.83	-18.66	163.82	-138.65	163.81	101.33	0	
2	163.83	-18.66	163.82	-138.65	163.81	101.33	0	
3	163.84	-18.662	163.82	-138.66	163.81	101.33	0	
4	163.84	-18.663	163.82	-138.66	163.81	101.33	0	
5	0.0014559	95.963	0.0016167	-29.616	0.0014333	-156.56	0	0
6	163.84	-18.665	163.82	-138.66	163.81	101.33	0	
7	139.31	-12.997	139.3	-132.99	139.28	106.99	0	
8	139.31	-13	139.3	-133	139.29	106.99	0	
9	139.32	-13.004	139.3	-133	139.29	106.99	0	
10	98.538	-14.242	98.529	-134.24	98.52	105.75	0	
11	59.149	-21.625	59.142	-141.62	59.134	98.367	0	
12	56.565	-20.368	56.558	-140.36	56.55	99.623	0	
13	56.566	-20.37	56.559	-140.37	56.55	99.622	0	
14	56.568	-20.373	56.56	-140.37	56.551	99.617	0	
15	56.569	-20.376	56.561	-140.37	56.552	99.615	0	
16	33.696	9.3954	33.696	-110.6	33.694	129.38	0	
17	33.696	9.3905	33.696	-110.6	33.693	129.38	0	
18	33.695	9.3855	33.695	-110.61	33.692	129.37	0	
19	33.695	9.3831	33.695	-110.61	33.692	129.37	0	
20	33.695	9.3806	33.695	-110.61	33.691	129.37	0	
21	50.27	-16.664	50.264	-136.66	50.255	103.33	0	
22	44.243	-11.917	44.237	-131.92	44.229	108.07	0	
23	44.244	-11.923	44.238	-131.92	44.229	108.07	0	
24	44.245	-11.926	44.239	-131.93	44.23	108.06	0	
25	3.2657	-36.899	3.2653	-156.89	3.265	83.097	0	
26	14.367	-47.319	14.364	-167.32	14.362	72.675	0	
27	7.1833	-47.319	7.1822	-167.32	7.1812	72.675	0	
28	19.641	18.572	19.643	-101.42	19.64	138.55	0	
29	19.641	18.564	19.642	-101.43	19.639	138.55	0	
30	19.64	18.555	19.641	-101.44	19.638	138.54	0	
31	16.282	24.637	16.283	-95.357	16.28	144.62	0	
32	16.281	24.627	16.281	-95.367	16.279	144.61	0	
33	16.28	24.617	16.28	-95.378	16.277	144.6	0	
34	16.279	24.608	16.279	-95.388	16.276	144.59	0	
35	16.278	24.598	16.277	-95.398	16.274	144.58	0	
36	7.9187	-45.282	7.9174	-165.27	7.9173	74.72	0	
37	7.9199	-45.288	7.9185	-165.28	7.9182	74.711	0	
38	0.78371	-26.278	0.7838	-146.21	0.78458	93.748	0	
39	0.0043641	95.911	0.0048467	-29.665	0.0042972	-156.61	0	0
40	0.0014547	95.911	0.0016156	-29.665	0.0014324	-156.61	0	0

POTENCIA POR CARGAS

FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i	3089.3 +	1642.4i



POTENCIA POR CAPACITORES					
FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
0 -	600i	0 -	600i	0 -	600i

FLUJO DE POTENCIAS EN CADA NODO "KVA" "KW" "KVAR"

NODO	FASE "A"		FASE "B"		FASE "C"	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	3091.8	1044.1	3091.6	1043.7	3091.2	1044.3
2	3090.4	1045.9	3090.3	1045.6	3090	1046.2
3	3090	1045.4	3090	1045.2	3089.7	1045.6
4	3090.3	1044	3090.3	1043.7	3090.1	1044.2
5	-0.0030214	-0.028829	-0.00022679	-0.032188	0.0032482	-0.028354
6	3088.7	1044.7	3088.7	1044.6	3088.7	1044.9
7	2700.8	624.22	2700.9	624.07	2701	624.37
8	2700.4	623.72	2700.5	623.61	2700.7	623.85
9	2700.4	621.45	2700.6	621.25	2700.7	621.51
10	1900.2	480.85	1900.4	480.68	1900.5	480.91
11	1094.3	432.64	1094.3	432.57	1094.4	432.67
12	1055.3	390.62	1055.4	390.55	1055.4	390.64
13	1055.3	390.78	1055.3	390.72	1055.3	390.8
14	1055.3	390.77	1055.3	390.72	1055.4	390.79
15	1055.2	390.71	1055.2	390.66	1055.2	390.72
16	661.24	-110.07	661.32	-110.19	661.42	-110.05
17	661.23	-110.03	661.31	-110.14	661.41	-110.01
18	661.24	-110.02	661.32	-110.12	661.41	-110
19	661.23	-110	661.31	-110.1	661.4	-109.98
20	661.13	-109.79	661.21	-109.88	661.3	-109.77
21	958.16	285.78	958.19	285.74	958.22	285.79
22	861.27	180.91	861.29	180.88	861.32	180.92
23	861.29	180.94	861.3	180.92	861.32	180.94
24	860.47	180.83	860.48	180.82	860.5	180.84
25	51.942	38.904	51.947	38.897	51.954	38.905
26	193.89	209.79	193.9	209.78	193.91	209.79
27	96.896	104.84	96.901	104.83	96.908	104.84
28	370.24	-124.86	370.3	-124.94	370.38	-124.85
29	370.24	-124.81	370.3	-124.88	370.37	-124.79
30	370.17	-124.76	370.22	-124.83	370.28	-124.75
31	294.25	-135.36	294.3	-135.42	294.35	-135.35
32	294.26	-135.31	294.3	-135.36	294.35	-135.3
33	294.26	-135.25	294.3	-135.3	294.34	-135.25
34	294.26	-135.2	294.29	-135.24	294.33	-135.19
35	294.08	-134.9	294.11	-134.93	294.14	-134.89
36	110.98	111.8	111	111.78	111.02	111.8
37	110.88	111.72	110.9	111.7	110.92	111.73
38	13.974	6.8779	13.985	6.8644	13.999	6.8797
39	-0.009048	-0.086343	-0.00068339	-0.096427	0.0097314	-0.084963
40	-0.003016	-0.028781	-0.0002278	-0.032142	0.0032438	-0.028321



FACTOR DE POTENCIA "FP"

NODO	FASE"A"	FASE"B"	FASE"C"
1	0.94744	0.94747	0.94739
2	0.94722	0.94725	0.94718
3	0.94726	0.94728	0.94723
4	0.9474	0.94742	0.94737
5	0.10424	0.0070456	0.11382
6	0.94728	0.9473	0.94726
7	0.97432	0.97433	0.97431
8	0.97435	0.97436	0.97434
9	0.97453	0.97455	0.97453
10	0.96944	0.96947	0.96944
11	0.92995	0.92998	0.92996
12	0.93782	0.93784	0.93782
13	0.93777	0.93779	0.93777
14	0.93777	0.93779	0.93777
15	0.93778	0.93779	0.93778
16	0.98643	0.9864	0.98644
17	0.98644	0.98641	0.98645
18	0.98644	0.98642	0.98645
19	0.98644	0.98642	0.98645
20	0.98649	0.98647	0.9865
21	0.95829	0.9583	0.95829
22	0.97864	0.97865	0.97864
23	0.97864	0.97864	0.97864
24	0.97862	0.97863	0.97862
25	0.80039	0.80047	0.80045
26	0.67873	0.67877	0.67877
27	0.67874	0.67878	0.67878
28	0.94757	0.94752	0.94761
29	0.94761	0.94757	0.94765
30	0.94762	0.94759	0.94766
31	0.90848	0.90844	0.90855
32	0.90855	0.90851	0.90861
33	0.90861	0.90858	0.90866
34	0.90868	0.90865	0.90872
35	0.90894	0.90892	0.90897
36	0.70449	0.70463	0.70462
37	0.70443	0.70455	0.70454
38	0.89721	0.89769	0.89748
39	0.10422	0.0070869	0.11379
40	0.10422	0.0070869	0.11379

PÉRDIDAS TÉCNICAS

FASE "A"			FASE "B"			FASE "C"		
KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
3.0112	2.505	1.671	2.6555	2.3368	1.2613	2.6856	1.8848	1.9131

PÉRDIDAS_TOTALES =
8.3523 6.7266 4.8455

GRÁFICA DE CAÍDA DE TENSIÓN Y FP, CON 2 CAPACITORES DE 300kVAR.

