

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**ESTRATEGIA DE OPTIMIZACION
Y SENSITIVIDAD EN REDES
DE DISTRIBUCION**

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA:

JOSE LUIS CERDA JUAREZ

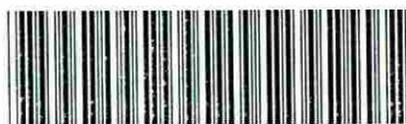
SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. SEPTIEMBRE DE 2002

TM
Z 585 3
. M2
F I M E
2 0 0 2
. C 4

2002

ESTRATEGIA DE OPTIMIZACION Y SENSITIVIDAD EN REDES
DE DISTRIBUCION

ILCS



1020149010



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN
Y SENSITIVIDAD EN REDES
DE DISTRIBUCIÓN

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA

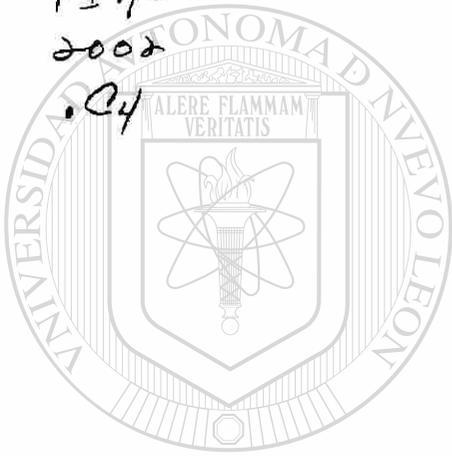
PRESENTA:

JOSE LUIS CERDA JUAREZ

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. SEPTIEMBRE DE 2002

981805

TH
Z 5853
.M2
FIHE
2002
.Q4



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

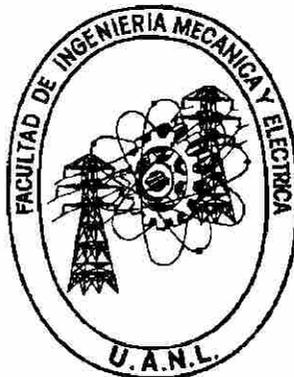


FONDO
TESIS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**ESTRATEGIA DE OPTIMIZACION Y SENSITIVIDAD DE REDES DE
DISTRIBUCIÓN**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERIA ELECTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

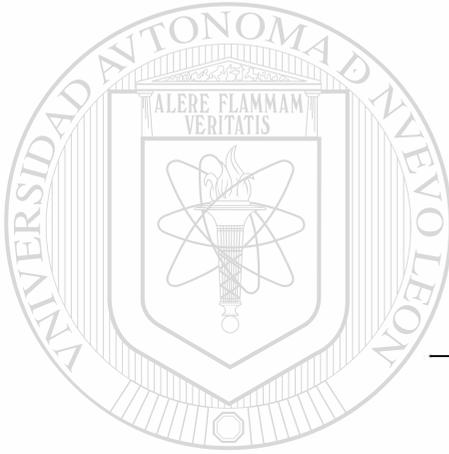
JOSÉ LUIS CERDA JUÁREZ

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.

SEPTIEMBRE, 2002

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Postgrado

Los miembros de comité de tesis recomendamos que la tesis **ESTRATEGIAS PARA LA REDUCCION DE PERDIDAS Y ESTUDIOS DE SENSITIVIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**, realizada por el alumno José Luis Cerda Juárez, matrícula 265740 sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.



El Comité de Tesis

Asesor
Dr. Salvador Acha Daza

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Coasesor
Dr. Rogelio Ramírez Barradas

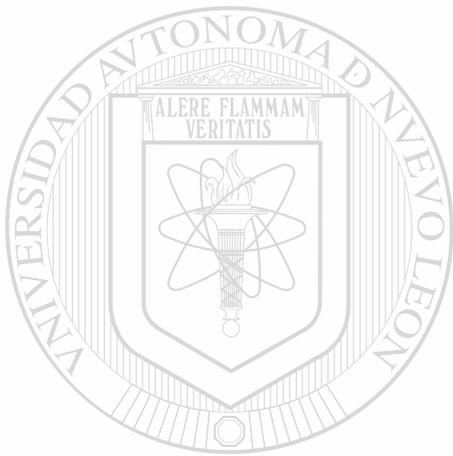
Coasesor
M/C. Juan José Guerrero Garza

No. Bo
Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez
División de Estudios de Postgrado

DEDICATORIA

**A mi Esposa e Hijos (Idalia Hernández Ramírez, Isaac Adolfo, Isis
Carolina y Edson Abraham Cerda Hernández)**

A mi Madre (Eva Juárez González)



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

AGRADECIMIENTOS

➤ A Dios por regalarme todo lo que tengo, por la felicidad alcanzada, por los logros obtenidos, por las alegrías y tristezas, la salud de mi familia y la de mis seres queridos, por la vida. Y por haber logrado el objetivo de esta tesis.

➤ Al Dr. Salvador Acha Daza. Investigador, compañero, ejemplo por su rectitud, honestidad y calidez humana, Gracias por todo!

➤ A mi familia, que con su apoyo, aliento, optimismo, y la confianza que depositaron en mi persona, me han dado fuerza para continuar con el objetivo de mi superación personal y profesional.

➤ Mención especial a los Ingenieros Martín H. González Cantú e Irazú Rodríguez por su apoyo. Al compañero M. C. José Izquierdo Franco por su incondicional, desinteresado y decisivo empuje para que este trabajo se llevara a feliz termino.

➤ A la Comisión Federal de Electricidad, División Golfo Norte Subgerencia de Distribución, Zona Metropolitana Norte Oficina de Planeación.

RESUMEN

Publicación No. _____
José Luis Cerda Juárez, M. C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2002.

Profesor Asesor: Dr. Salvador Acha Daza

En este trabajo se plantea la importancia del sistema de distribución eléctrica, en el cual se presenta un valor grande de pérdidas por transporte de la energía y se analizan las pérdidas en los conductores de la red de media tensión de la red de distribución. Se muestra el perfil del voltaje en los diferentes nodos que forman el circuito de distribución y se enumeran diferentes formas de reducir pérdidas, teniendo como variables de control el voltaje nodal, pero sujeto a satisfacer la demanda requerida. El control de reactivos, la operación en malla de dos circuitos, la re-configuración de alimentadores y el control de voltaje por medio de cambio en la posición de los tap del transformador de potencia son todos estudiados en este trabajo. Además se presenta una guía para la planeación de los sistemas de distribución [12].

El trabajo incluye la obtención de la curva de demanda para alimentadores y la información de la curva de demanda se elabora a partir de datos históricos obtenidos de medidores Kitrón™. Las características generales de este medidor se abordan en el Capítulo 2. Se muestra que a partir de datos de demanda de cada usuario, obtenidos del sistema comercial de CFE, y de acuerdo a mediciones que se tienen en diferentes puntos para clientes tipo, se puede determinar las curvas tipo de demanda para cada consumidor.

En el análisis de operación de alimentadores se presenta solamente la troncal del circuito de distribución usando un modelo trifásico para la red de distribución. Se considera que con solamente la troncal del circuito y concentrar la carga de los ramales se tiene un

modelo aceptable para analizar las condiciones de operación del circuito de distribución. Se utilizan sistemas de cinco y de diez nodos, listando las pérdidas en los elementos y los voltajes nodales; estos sistemas son usados para analizar los efectos que provoca un cambiador de tap fuera del nominal. Un sistema de veintidós nodos es usado para el análisis mallado de dos circuitos interconectados, y también se estudia los efectos con cambiadores de tap fuera del nominal. Una vez obtenido el valor de pérdidas, se procede a obtener el punto óptimo en el cual debe terminar el circuito de distribución, de acuerdo con las condiciones operativas. Los estudios se efectúan utilizando código desarrollado en MATLAB.

Los elementos utilizados en los sistemas son: un equivalente del sistema, un transformador trifásico conexión delta-estrella con cambiador de tap en el lado primario, la línea de distribución la cual se secciona para dar lugar a los puntos de conexión de los usuarios o bien para derivación de ramales. El equivalente de la línea de distribución es considerado como un modelo con impedancia propia y sus acoplamientos magnéticos con las otras dos fases, también se consideró el retorno por tierra incluyendo la segunda corrección de Carson. El modelado de la carga se consideró para todos los casos de estudio como potencia constante.

Debido a la falta de equipos de medición para monitorear cada uno de los usuarios y de que se requiere calcular en forma aproximada la demanda coincidente para todas las cargas conectadas; con respecto a la demanda del alimentador, los casos analizados son típicos de las condiciones de operación esperadas para circuitos de distribución.

En el estudio de flujos se consideró como criterio de convergencia el desajuste de voltaje nodal con una tolerancia de 0.0001 pu. Las pérdidas se calculan a partir del concepto de potencia en un elemento de envío menos potencia recibida en el otro extremo. Para los sistemas de cinco y diez nodos se muestra el comportamiento del perfil de voltaje y las pérdidas. El sistema de diez nodos es utilizado para el estudio de movimiento del cambiador de taps del transformador de potencia, y es usado para estudiar las condiciones de mínima carga y demanda máxima.

Una vez calculadas las pérdidas para cada sistema, se procede a minimizar pérdidas mediante el movimiento del cambiador de tap como variable de control. A continuación se procede a determinar la capacidad de bancos de capacitores para tener un factor de potencia unitario. Además se indica la ubicación óptima de los bancos de capacitores, calculándose las pérdidas del circuito de distribución antes y después de la corrección del factor de potencia. El criterio aplicado es la minimización de pérdidas sujeto a satisfacer la demanda del circuito. Enseguida se calcula los requerimientos de compensación de reactivos en el circuito de distribución. En el trabajo se expone la importancia de la minimización de pérdidas, para mejorar el perfil del voltaje; listándose posibles soluciones y las ventajas obtenidas tomando como base la información de medidores, la configuración de los circuitos estudiados. Para los estudios se usó el paquete MATLAB como herramienta computacional.

En otra parte del trabajo se presenta los coeficientes de sensibilidad, los cuales son estudiados para sistemas de cinco y diez nodos, siguiendo el procedimiento de perturbar la carga en diferentes nodos, modificando la posición del cambiador de tap y cambiando en forma incremental la potencia reactiva en diferentes nodos. Los resultados permiten entender el comportamiento de variables nodales y de las pérdidas en el sistema de distribución, bajo acciones de control en sistemas trifásicos desbalanceados.

Finalmente el autor presenta conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros en esta área de los sistemas eléctricos de distribución.

INDICE

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi

Capítulo 1 Introducción

1.1 Planteamiento del problema.	1
1.2 Importancia del sistema de distribución.	2
1.2.1 Porqué son importantes las pérdidas eléctricas.	2
1.2.2 Reducción de pérdidas.	3
1.2.3 Beneficios de la reducción de pérdidas.	3
1.2.4 Planteamiento de alternativas.	4
1.2.5 Ventajas de la reconfiguración de la red de distribución.	5
1.2.6 Síntesis.	5
1.3 Pronostico de la carga para la planeación de distribución.	6
1.3.1 Planeación a corto plazo.	6
1.4 Guía para planeación de sistemas eléctricos de distribución.	7
1.5 Herramientas a utilizar.	8
1.6 Importancia del tópico.	9
1.6.1 Importancia de la investigación.	9
1.6.2 Contribuciones al conocimiento.	10
1.6.3 Posibles resultados y su importancia.	11
1.7 Breve descripción del contenido de los capítulos.	11

Capítulo 2 Principios de Medición y Obtención de Curvas de Demanda por Alimentador

2.1 Medidor usado y descripción de sus principales características	15
2.1.1 Tablero de Medición	15
2.1.2 Almacenamiento de Datos Históricos	16
2.1.3 Analizador de Armónicas	16
2.1.4 Descripción General	17
2.1.5 Ciclo de Medición y Cálculo	17
2.1.6 Métodos de Integración	18
2.1.7 Integración sin Rolar o Directa	18
2.1.8 Integración Rolada	18

INDICE (Continuación)

2.1.9	Medición con 2 o 3 Elementos	19
2.1.10	Cálculo de Valores Instantáneos	19
2.2	Obtención de las curvas de demanda.	23
2.2.1	Obtención de datos para determinación de cargas	25
2.2.2	Demanda coincidente del usuario y máxima del alimentador	28
2.3	Datos Generales de los circuitos	34
2.4	Resumen	34

Capítulo 3 Análisis de la Operación de Alimentadores de Distribución Eléctrica

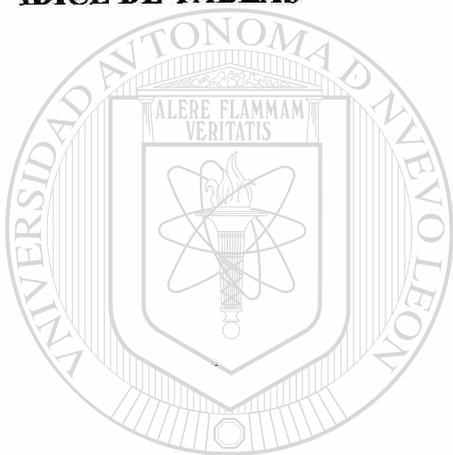
3.1	Introducción.	36
3.2	Consideraciones y sistemas utilizados.	38
3.2.1	Equivalentes del sistema.	38
3.2.2	Equivalente del transformador delta estrella.	40
3.2.3	Equivalente de la línea de distribución.	41
3.2.4	Equivalente de la carga.	42
3.3	Estudio de flujos de potencia.	43
3.3.1	Formación de matriz de admitancias del sistema Y_{nodal} .	43
3.3.2	Metodología aplicada a la solución de Flujos de Potencia.	46
3.4	Cálculo de pérdidas.	48
3.4.1	Efecto en el voltaje y potencia al modificarse la corriente nodal.	50
3.5	Perfil de voltajes y pérdidas.	51
3.5.1	Sistema trifásico de cinco nodos.	51
3.5.1.1	Resultados y gráfica de voltaje para el sistema trifásico de cinco nodos.	51
3.5.1.2	Modelo incremental para el sistema trifásico de cinco nodos.	53
3.5.2	Sistema trifásico de diez nodos.	60
3.5.2.1	Resultados y gráfica de voltaje para sistema trifásico balanceado con diez nodos.	60
3.5.2.2	Efecto en el voltaje al modificarse la corriente nodal en un sistema trifásico de 10 nodos.	63
3.6	Modelado de taps.	66
3.6.1	Modelado de taps, para condición de carga baja y carga alta.	68
3.7	Análisis de circuitos Mallados.	73
3.8	Resumen.	78

INDICE (Continuación)

Capítulo 4	Reducción de Pérdidas en Sistemas de Distribución.	
4.1.	Método de solución.	80
4.1.1	Estudio de pérdidas usando el sistema trifásico de cinco nodos.	81
4.1.2	Pérdidas en el sistema trifásico de diez nodos.	84
4.1.3	Pérdidas en el modelo de veintidós nodos.	87
4.2.	Reducción de pérdidas mediante el movimiento de taps como variable de control.	91
4.3.	Estrategia para reducción de pérdidas. Control de reactivos como variable de control.	96
4.4.	Necesidades de capacitores.	111
4.5.	Políticas operativas de los taps.	111
4.6.	Resumen	113
Capítulo 5	Factores de Sensitividad en redes eléctricas de distribución.	
5.1	Introducción.	114
5.2	Coefficientes de sensitividad para el sistema trifásico de 5 nodos, perturbando la carga en diferentes nodos.	114
5.3	Coefficientes de sensitividad para el sistema trifásico de 5 nodos perturbando la posición del tap del transformador.	118
5.4	Coefficientes de sensitividad para el sistema trifásico de 10 nodos perturbando la carga en diferentes nodos.	120
5.5	Coefficientes de sensitividad para el sistema trifásico de 10 nodos, perturbando el tap del transformador.	130
5.6	Coefficientes de sensitividad para el sistema trifásico de 10 nodos, perturbando potencia reactiva.	132
5.7	Resumen.	137
Capítulo 6	Conclusiones.	
6.1	Logros y Aportaciones.	138
6.2	Desarrollos futuros.	140
6.3	Aplicaciones prácticas.	140
	Referencias.	142

INDICE (Continuación)

APÉNDICE A	
Información de Parámetros Eléctricos en Alimentadores de la Red de Distribución.	144
APÉNDICE B	
Gráficas de Parámetros Eléctricos en Alimentadores de la Red de Distribución.	150
INDICE DE FIGURAS	155
IDICE DE TABLAS	158



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1.1 Planteamiento del problema.

En la sociedad moderna la energía eléctrica es cada vez más utilizada para diferentes procesos de producción, requiriéndose de un mayor esfuerzo para mantener el nivel de calidad de las diferentes variables eléctricas. Actualmente el crecimiento del número de usuarios y el consiguiente crecimiento en la demanda, requiere de sistemas eléctricos de potencia que sean eficientes, lo cual entre otras cosas significa disminuir las pérdidas en forma de calor en los conductores y en el equipo eléctrico. Idealmente, el sistema eléctrico debe tener un porcentaje reducido de pérdidas por efecto Joule y un valor de voltaje rms sensiblemente constante. La reducción de pérdidas por conducción $I^2 R$ en sistemas de distribución es esencial para mejorar la eficiencia del sistema de distribución.

El voltaje en la red de distribución debe mantenerse en un rango especificado, por lo cual es necesario llevar a cabo estudios previos que determinen el perfil de voltaje; así como los valores de pérdidas que se espera se presenten en los conductores que forman el circuito de distribución. Bajo diferentes condiciones de operación los circuitos de distribución deben ser analizados, determinando las pérdidas en los conductores de media tensión, el perfil del voltaje y la potencia reactiva requerida en el circuito de distribución.

El objetivo de esta tesis es estudiar la reducción de pérdidas en un sistema de distribución, observando el perfil de voltaje en el circuito, con el control del voltaje en la barra de la subestación y sujeto a cumplir la demanda requerida. En el trabajo se aborda el control de reactivos en el circuito de distribución y se determina la localización de capacitores en la red de distribución. Se plantea la operación en malla de dos circuitos en paralelo, para determinar el punto de terminación del circuito.

La re-configuración de alimentadores para reducción de pérdidas es un problema de optimización y su solución involucra una búsqueda de la configuración apropiada. El problema de mantener el voltaje de la barra, dentro de un rango especificado, es estudiado para determinar las pérdidas que se presentan en la red y su efecto en el perfil de voltaje del circuito.

1.2. Importancia del Sistema de Distribución.

Desde sus inicios la Comisión Federal de Electricidad, como otros sistemas eléctricos del mundo, ha enfrentado el reto de satisfacer un crecimiento continuo de la demanda y del número de clientes atendidos. La tasa promedio observada en el último lustro está entre el 4.66 % y el 4.64 %.

Como aspectos importantes del sistema de distribución se puede enumerar:

- En los circuitos de distribución ocurre la mayor parte de pérdidas.
- En los circuitos de distribución ocurre la mayor parte de los problemas de confiabilidad.
- El sistema de distribución tiene el mayor número de componentes, del sistema eléctrico, y por consiguiente es más difícil de diseñar.

De los puntos enumerados existe una característica que afecta tanto a la planeación a corto plazo como a la planeación de largo plazo y estas son: **las pérdidas eléctricas por conducción.**

1.2.1. Importancia de las pérdidas eléctricas.

Es conveniente recordar que en la distribución de la energía eléctrica, pero por la naturaleza de los materiales conductores por los que circula, una parte no será susceptible de llegar hasta los clientes. Esta es una porción de energía, que no podrá venderse y al mismo

tiempo se irá disipando en forma de calor. A esta energía se conoce como pérdidas eléctricas por efecto Joule. Se puede decir que las pérdidas eléctricas, representan ingresos no percibidos para la compañía de distribución. Otra consecuencia de tener pérdidas excesivas es que se debe disponer de capacidad adicional de generación, para abastecer esta energía.

1.2.2 Reducción de pérdidas.

Existe, por lo expuesto en la sección anterior, una motivación importante para lograr la reducción de pérdidas, lo cual se logra a través de tareas y de acciones como las que se listan a continuación:

- Análisis detallado del comportamiento de la red de distribución.
- Estimación de las pérdidas de potencia y energía.
- Identificación de conductores sobrecargados.
- Ubicación y dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores.
- Reconfiguración de redes. Esto quiere decir el establecer una re-configuración de los circuitos de distribución con el objetivo de reducir las pérdidas eléctricas.

Lo antes mencionado tiene como consecuencia una utilización más adecuada de las instalaciones, sin incrementar injustificadamente los activos y minimizando los costos de inversión.

1.2.3 Beneficios de la reducción de pérdidas.

Como beneficios directos de la reducción de pérdidas se pueden mencionar los siguientes:

- Reducción en los costos de operación al reducir las pérdidas de energía a través de la operación de una red optimizada.

- Mejorar la calidad del servicio a los clientes al reducir problemas de voltaje o de interrupciones y detectar oportunamente los elementos sobrecargados de la red de distribución.

1.2.4 Planteamiento de Alternativas.

Entre las alternativas que permiten reducir las PERDIDAS ELECTRICAS en los sistemas de distribución se puede enumerar los siguientes:

- Construcción de nuevas subestaciones.
- Construcción de nuevos circuitos troncales.
- Recalibración de circuitos.
- Selección de una mayor tensión de operación.
- Reconfiguración de los circuitos.

Construcción de nuevas Subestaciones

Con ésta solución se busca acercar las fuentes de energía a los centros donde se localiza la carga, de esta forma se evita la circulación de la energía eléctrica a través de las líneas de distribución desde puntos lejanos de alimentación.

Construcción de nuevos Circuitos Troncales

El resultado es reducir la impedancia (oposición de un conductor al paso de una corriente eléctrica) de los circuitos, al ofrecer nuevas trayectorias para la misma.

Recalibración de Circuitos

Al igual que en el punto anterior, lo que se pretende es reducir la impedancia que presentan los conductores, pero usando cables de un mayor diámetro (calibre), lo cual permite reducir la oposición al paso de la corriente eléctrica.

Selección de una mayor tensión de operación

Con esta medida se busca aprovechar la característica de que al aumentar el voltaje de transmisión para la energía eléctrica, se reduce la corriente y por tanto, se reducen las pérdidas asociadas.

Re-configuración de los circuitos

Se busca una mejor distribución de la carga de los circuitos actuales, mediante la apertura o cierre de equipos de conexión y desconexión ya existentes en la red o bien mediante la instalación de nuevos equipos.

1.2.5 Ventajas de la reconfiguración de la red de distribución.

La reconfiguración de las redes de distribución permite:

- Reducir las pérdidas eléctricas.
- Utilizar al máximo la capacidad del equipo existente.
- Efectuar obras con mínima inversión
- Obtener rentabilidad en el proyecto.
- No aumentar el activo fijo indiscriminadamente.

1.2.6 Síntesis.

Hasta este punto se puede decir que el análisis de optimización de las redes eléctricas, brinda una área de gran oportunidad para reducir los costos de las pérdidas técnicas, por medio de una inversión mínima para las condiciones actuales. El pronóstico de carga, en cambio, es el punto de partida para determinar las necesidades de nuevas plantas de generación y es materia de la planeación del sistema de potencia. El ingeniero de planeación necesita determinar el lugar donde se localizará la carga.

En el presente trabajo se analizan las condiciones en que operará el circuito de distribución, por medio del análisis de flujo de carga trifásico desbalanceado, el cual permite verificar los desbalances de carga existentes en cada una de las fases y determinar aquellos tramos de conductor susceptibles a recalibrarse, bajo el criterio de conductor económico. También permite determinar los nuevos equipos de conexión y desconexión requeridos para la nueva configuración. Se analiza la factibilidad de balancear las cargas de los ramales que alimenten transformadores de una o en dos fases y se determina las necesidades de compensación de reactivos del sistema, optimizando la localización del banco y determinando la capacidad económica a instalar, así como el tipo de capacitor que se requiere. El trabajo desarrollado también permite el análisis de circuitos mallados, a fin de encontrar la configuración óptima en la reducción de pérdidas.

1.3 Pronóstico de la Carga para la Planeación de la Distribución.

El pronóstico de la carga debe resolver el problema de la localización, la magnitud y la tasa de crecimiento de la demanda, con una resolución suficiente que permita determinar las localizaciones, capacidades y fechas de instalación de las líneas de subtransmisión, de las subestaciones de distribución y de los alimentadores futuros. Existen dos causas del crecimiento de la carga que originan todos los cambios en el sistema de distribución.

- Cambios en el número y tipo de clientes dentro del área de servicio.
- Cambios en el uso de la energía por los clientes.

1.3.1 Planeación a corto plazo.

La actividad de la planeación a corto plazo prevé con oportunidad la expansión del sistema de distribución, para suministrar los incrementos de la carga, manteniendo la confiabilidad del servicio. La planeación a corto plazo del sistema de distribución involucra el análisis y el diseño del sistema de alimentadores, mediante el modelado detallado de los mismos.

Los criterios que se listan a continuación son los utilizados por CFE en los estudios que efectúa el programa CADPAD-Feederall. El análisis se efectúa partiendo de una optimización de la red, la cual se hace aplicando tener tres criterios:

- Carga por costo (Reducción de pérdidas)
- Carga por distancia (Mejorar la confiabilidad)
- Carga por resistencia (Mejorar los voltajes)

Un aspecto importante en la planeación a corto y largo plazo de los sistemas de distribución, es conocer la naturaleza de la carga, y el período sobre el cual la carga se determina. En este trabajo el intervalo de demanda es de corto plazo y será invariablemente de 15 minutos.

El objetivo central del trabajo es el proponer una mejora en la calidad de los análisis de ingeniería, que permita optimizar la inversión destinada a la construcción de infraestructura de distribución, mediante la disminución de las pérdidas eléctricas, y con una propuesta de obras a costo mínimo. Se busca establecer la reconfiguración óptima de los circuitos de distribución a fin de reducir al máximo las pérdidas eléctricas, mediante la utilización más adecuada de las instalaciones, sin incrementar injustificadamente el activo y minimizando los costos de inversión.

1.4 Guía para planeación de sistemas eléctricos de distribución [12].

Objetivos

La guía de planeación busca garantizar la calidad en el suministro de energía eléctrica, de acuerdo con las expectativas de los clientes externos e internos. Prever que el crecimiento del sistema de distribución atienda las necesidades del mercado eléctrico en el corto, mediano y largo plazo, asegurando una operación confiable y de calidad al menor costo posible, con rentabilidad a largo plazo; considerando el incremento horizontal y vertical de la demanda de los usuarios.

Para líneas de distribución de alta tensión

Se establece que la red de alta tensión debe operar con una regulación de tensión menor al 3 % en condiciones normales y del 8 % en emergencia. Como límite se maneja el 2% de pérdidas en demanda máxima.

En subestaciones de alta a media tensión

Se debe prever que el transformador no sature su capacidad de carga antes de cinco años, así como el establecer un radio de acción de la subestación, conforme a la densidad de carga, las pérdidas y la calidad de servicio. Es recomendable usar un pronóstico espacial de la carga para definir el área de influencia y la cantidad de subestaciones requeridas para el área de estudio. La regulación del voltaje debe ser menor al 5% y las pérdidas en demanda máxima menores al 2 %.

Conjunto transformador red secundaria

Se establece una regulación máxima del 5% para el conjunto transformador red secundaria y un valor máximo de pérdidas del 2% en la red secundaria.

1.5 Herramientas a utilizar.

En el caso del presente trabajo la información de las demandas horarias, voltajes y corriente en amperes, se obtuvo de medidores Kitrón. Estos medidores almacenan datos hasta por 2 meses. Los unifilares de los circuitos se elaboraron a partir de datos generales y de información obtenida directamente en campo.

Se utilizó el paquete MATLAB® para el cálculo de pérdidas, el perfil del voltaje y el valor de reactivos en el circuito.

La metodología a usar en el presente trabajo requiere de los siguientes elementos:

- Datos de cargas por tipo de consumidor en el circuito a estudiar.
- Levantamiento de información en campo para el circuito de distribución como es: altura de la estructura, la longitud del circuito, el calibre y tipo de conductor. Con los datos anteriores se elabora un diagrama unifilar.
- Procesamiento de datos. Se lleva acabo por medidores electrónicos tipo Kitrón
- Determinación de usuarios importantes (más de 500 KW).
- Obtención de curva de demanda.
- Análisis de las condiciones operativas del circuito.
- Resultado de localización óptima de capacitores en el circuito.
- Determinar pérdidas del circuito.

1.6 Importancia del tópico.

Se considera que el tema es importante ya que permite documentar las condiciones operativas actuales de los circuitos de distribución, como son: la demanda, el factor de potencia, las pérdidas y el voltaje en la barra de la subestación, lo cual permite analizar el comportamiento eléctrico respecto a estas condiciones. Con las técnicas descritas se puede analizar el crecimiento de la demanda en alimentadores y en transformadores de potencia, de tal manera que se cuantifiquen los efectos sobre las distintas variables a las cuales afecta el crecimiento en la demanda.

1.6.1. Importancia de la investigación.

En este trabajo se pretende que la investigación realizada, de manera particular, permite abordar los siguientes puntos:

- Determinar la curva de demanda del circuito de distribución.

- Conocer los diferentes tipos de carga en los circuitos que se tienen en media tensión.
- Cuantificar las pérdidas del circuito.
- Establecer la capacidad óptima de capacitores en la red, así como su ubicación ideal, de acuerdo al criterio de reducción de pérdidas.
- Encontrar el punto óptimo en el cual se recomienda terminar un circuito.
- Determinar la estrategia para cambio de taps en transformadores de potencia.
- Obtener el pronóstico de crecimiento del circuito, y así planear futuras modificaciones y adiciones a la infraestructura de distribución.

1.6.2. Contribuciones.

Se tiene la expectativa de contribuir en el modelado, en el análisis y las metodologías de estudio para los sistemas de distribución por medio de los siguientes puntos:

- Se pretende establecer un procedimiento óptimo para determinar la demanda en alimentadores, a partir de la información de sus cargas y de los transformadores en las subestaciones de distribución.
- Determinar la ubicación óptima de bancos de capacitores con el criterio de reducir las pérdidas.
- Establecer un procedimiento adecuado para calcular las pérdidas en la red de distribución.
- Proponer un modelo para analizar la operación en malla de la red (alimentadores) determinando el punto más apropiado para finalizar cada circuito.
- Establecer estrategias para el cambio de tap en transformadores de potencia, especialmente para las horas de alta demanda, así como en la de baja carga.

1.6.3. Resultados y su importancia.

Los resultados del trabajo se inscriben dentro de la optimización de la operación del circuito cuidando los siguientes aspectos:

- Control de reactivos y del voltaje en la red de distribución.
- Voltaje en el bus de la subestación.
- Reducción de pérdidas en la red de distribución
- Optimizar la longitud del circuito, de acuerdo con sus condiciones operativas.

1.7. Breve descripción del contenido de los capítulos.

Capítulo 1

En este capítulo se plantea la importancia de las pérdidas en un sistema de distribución y las causas que las provocan, indicándose también el efecto en el perfil del voltaje. Se presenta la metodología a utilizar para el análisis de pérdidas y su reducción. Se menciona la importancia del crecimiento de la demanda, a partir de información recabada por medio de medidores multifunción. Se comenta sobre las posibles formas de reducir las pérdidas y se enumeran las ventajas obtenidas al lograr la optimización de la red de distribución.

La necesidad de reactivos, así como la ubicación óptima de capacitores en la red es enunciada para ser tratada en capítulos posteriores. Se comenta sobre la guía para la planeación de sistemas eléctricos de distribución y como punto de partida se tiene la información de los medidores Kitrón. Los unifilares y el software MATLAB® fueron usados como herramientas para el desarrollo la metodología que se uso en la tesis. En este capítulo se establece la importancia de determinar la demanda en alimentadores y en los transformadores de distribución, sus condiciones operativas y las posibles mejoras para optimizar las condiciones de trabajo de las instalaciones.

Capítulo 2

En el capítulo 2 se describe brevemente las funciones de los medidores Kitrón y sus características principales. Se presenta la obtención de curvas de demanda en alimentadores y para transformadores de distribución.

Los datos de las cargas se obtienen a través de mediciones tipo, con equipos que se encuentran ubicados en diferentes localidades de la ciudad de Monterrey y su área metropolitana. También se hizo uso el sistema comercial (SICOM medio electrónico) para obtener información de datos históricos de consumos y demandas de los usuarios; en este capítulo se presentan las curvas de algunos tipos de usuarios. El diagrama unifilar y los datos generales del circuito se incluyen para complementar la información sobre las instalaciones estudiadas.

Capítulo 3

En este capítulo se describe el procedimiento y las consideraciones para estudios de flujos de potencia en la solución de la red eléctrica de distribución, además se describen los elementos considerados para formar el sistema; también se explica la metodología utilizada para el cálculo de pérdidas. Sistemas de cinco y de diez nodos son usados para mostrar conceptos como el perfil del voltaje nodal. En una sección se aborda el modelado del tap, para estudiar los efectos de la demanda máxima, así como la condición de carga baja para el sistema de diez nodos. Se incluye también el estudio para dos circuitos mallados en un sistema de veintidós nodos.

Capítulo 4

En este capítulo se estudian diferentes estrategias para la reducción de pérdidas, describiendo la metodología utilizada en este trabajo, para determinar su valor; se trabaja en los sistemas de cinco, diez y veintidós nodos. La reducción de pérdidas mediante el movimiento de taps como variable de control es estudiada también para los sistemas de diez y de veintidós nodos. El sistema de diez nodos es usado para el estudio de requerimientos de reactivos en las redes de distribución, mostrando por medio de tablas los efectos de los

reactivos en el perfil del voltaje y en las pérdidas cuando se tiene en servicio bancos de capacitores en diferentes nodos del circuito de distribución.

En una sección de este capítulo se describe el método empleado para determinar el requerimiento de capacitores a fin de tener factor de potencia unitario. Gráficas y tablas son usadas para mostrar el efecto de la posición del cambiador taps en el voltaje que se tiene en los nodos de la red de distribución. Se enuncian las políticas operativas que deben ser respetadas para la operación del circuito de distribución.

Capítulo 5

En este capítulo se estudia el concepto de coeficientes de sensibilidad para las variables de control tales como la carga, la modificación de posición del tap en el transformador de potencia y la conexión o desconexión de capacitores en la red de distribución. Los efectos a analizar son aquellos que se tiene sobre el voltaje nodal y cómo se afectan las pérdidas en el circuito de distribución. Los sistemas para este trabajo son: el sistema de 5, el sistema de 10 y el de 22 nodos con dos fuentes de alimentación. Se obtienen tablas del efecto causado en diferentes variables nodales debido a un cambio pequeño en la variable de control.

El procedimiento que se aplica para obtener los coeficientes de sensibilidad en la red de distribución trifásica es el siguiente: 1) Se resuelve un caso base. 2) Después se resuelve otro caso con la variable de control modificada; con la diferencia en los resultados se calculan los coeficientes de sensibilidad.

Capítulo 6

En este capítulo se presentan el resumen de logros de esta tesis y como conclusión se tiene que el procedimiento usado es válido para cálculo de pérdidas y es adecuado como estrategia para la reducción de pérdidas en sistemas de distribución trifásicos.

Se recomienda que en trabajos futuros se incluyan elementos monofásicos y trifásicos, además de incluir pérdidas en otros elementos del sistema, como por ejemplo en los transformadores de potencia y sobre todo en las unidades de distribución.

Como aplicaciones prácticas, resultado de este trabajo, se tiene el uso de las herramientas desarrolladas para el estudio de diferentes sistemas de distribución, para el cálculo de pérdidas en conductores de media tensión, para el control de la potencia reactiva y el control del voltaje mediante el movimiento apropiado del tap del transformador de potencia, cuando trabaje bajo carga.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO 2

PRINCIPIOS DE MEDICION Y OBTENCION DE CURVAS DE DEMANDA POR ALIMENTADOR

2.1 Medidor usado y descripción de sus principales características.

En esta sección se describen las características del medidor multifunción para sistemas trifásicos OMINOPOTENCIHORIMETRO OPH-03/C, el cual es usado en la industria, ya sea en compañías dedicadas a la generación, a la transmisión o en la distribución de energía eléctrica. El medidor multifunción lleva acabo un conjunto de funciones que pueden ser agrupadas en cinco:

- 1) Tablero de medición
- 2) Tomador de lecturas
- 3) Almacén de datos históricos
- 4) Analizador de Armónicas
- 5) Funciones de diagnóstico

2.1.1. Tablero de Medición

A continuación se describen las funciones mencionadas. Como tablero de medición, el medidor ofrece 32 valores instantáneos:

<u>Valores monofásicos</u>	<u>Valores trifásicos</u>
Voltajes (V)	Voltaje (V) promedio
Corrientes (I)	Corriente (I) promedio
Potencia activa direccional (W)	Potencia activa direccional (W)
Potencia reactiva (VAR) y aparente (VA)	Potencia reactiva (VAR) y aparente (VA)
Factores de potencia (FP)	Factor de potencia
Distorsión en voltajes (THD, Fd, Cd o Fc)	Estatismo
Distorsión para corrientes (THD, Fd, Cd, Fc)	Frecuencia

También integra demandas máximas o mínimas fechadas por tarifa (costo) (25 parámetros + 25 fechas) x 2 (máx y mín) x 4 (tarifas) x 4 estaciones = 1,600 datos) y maneja acumuladores de demanda (25 parámetros x 4 tarifas x 4 estaciones = 400 datos) por tarifa (costo) para cada uno de los siguientes parámetros (2,000 datos posibles). También muestra la fecha, la hora y día de la semana.

2.1.2. Almacenaje de Datos Históricos

El medidor cuenta con capacidad de registrar al final de cada integración, el valor promedio de cualquier conjunto de valores instantáneos, así como el consumo registrado en cualquier grupo de sus acumuladores en ese período; actuando como grabadora de pulsos. También es capaz de almacenar un porcentaje de las entradas digitales que fueron activadas para ese período. Usando el historial, es posible elaborar estudios de perfil de cargas, ahorro de energía, etc.

2.1.3. Analizador de Armónicas

Además de calcular el índice conocido como "distorsión armónica total" (THD), el factor de distorsión (Fd) o el cofactor de distorsión (Cd). El equipo de medición puede ser controlado por medio del puerto serial para que tome muestras a alta velocidad (216 muestras por ciclo), de una de sus entradas analógicas (voltaje o corriente) o a baja velocidad (24 muestras por ciclo); es este último caso para todas sus entradas de manera simultánea. Lo anterior hace posible analizar, con posterioridad, los datos registrados y graficar las formas de onda de las señales para determinar el contenido armónico. Se puede mostrar hasta la onceava armónica, al tomar muestras a baja velocidad, o hasta la armónica 107 cuando se tiene el muestreo de alta velocidad.

Un equipo de medición debe tener la característica de ser amigable al usuario y obtener lecturas congruentes, con sólo calibrar los parámetros fundamentales, como son las amplitudes de voltajes y de corriente y el ángulo de fase entre voltaje y corriente. Otros

índices se calculan a partir de mediciones de los valores calibrados, con lo cual se mantiene congruencia entre las diferentes lecturas. Por ejemplo, para los valores de potencia activa, de potencia reactiva y la potencia aparente a frecuencia fundamental, suponiendo una onda sin distorsión.

2.1.4 Descripción General

El equipo de medición cuenta con dos puertos de comunicación serial, con los estándares RS-232C y RS-485 [14]. Con el RS-232 (RS-232C) es posible conectar un equipo de medición a una computadora tipo PC, mientras que con el puerto RS-485 se puede conectar hasta 32 equipos a una computadora. A través de la comunicación serial puede extraerse toda la información y programar el medidor.

2.1.5 Ciclo de Medición y Cálculo

El ciclo básico de operación del equipo se denomina CICLO DE MEDICION Y CALCULO (CMC). El ciclo se repite indefinidamente mientras el equipo está en modo de operación normal. Cada CMC comprende los siguientes procesos:

- Muestreo de las señales de voltaje, corrientes y potencia real (Watts).
- Cálculo de valores RMS de voltaje, corriente y cálculo de potencia real (Watts).
- Cálculo de valores instantáneos (VAR, VA, factor de potencia, etc.)
- Cálculo de valores-hora (Wh, VARh, VAh, etc.) y actualización de valores acumulados.
- Integración de valores (W, VAR, VA, etc.) para el cálculo de demandas que se hace al final del período de integración. El período de integración se define en la Sección 2.2.2.
- Cálculo de demanda actual (la demanda actual se define en la Sección 2.2.7)
- Alarma de comparación de demanda actual contra el límite establecido.

- Actualización del desplegado.
- Transferencia de información.

2.1.6 Métodos de integración.

El medidor puede ser programado para seleccionar el método de integración: sin rolar o directo y rolado. Las características de cada uno de los métodos de integración se describen brevemente a continuación.

2.1.7 Integración sin Rolar o Directa

La duración del periodo de integración (PI) es igual a la del sub-periodo de integración (SPI) y puede ser programada con cualquiera de los siguientes valores: 30, 20, 15, 10, 5, 3, o 1 segundos. Como puede observarse, todos estos tiempos son submúltiplos de una hora y los ciclos de integración siempre terminan (y comienzan) en tiempos que son múltiplos exactos del tiempo programado. Por ejemplo, si se elige integrar cada 15 minutos, entonces se tendrán 4 PI por hora, y el primer periodo de integración termina exactamente a los 15 minutos de cada hora, el segundo a los 30, el tercero a los 45 y el cuarto en el minuto 0 de la siguiente hora, todo de acuerdo siempre con el reloj interno del equipo.

Al final de cada integración, el equipo puede almacenar en el historial los valores integrados. En secciones posteriores se presenta más información sobre el concepto de historial.

2.1.8 Integración Rolada

Para calcular las demandas (valores promedio), este método de integración divide el tiempo de un periodo de integración PI, en exactamente tres subperiodos de integración (SPI), de igual longitud y calculando los valores de demanda promedio al finalizar cada SPI. Siempre se toma en cuenta la información de los últimos tres SPI.

Cuando se usa el método de integración rolada, el medidor puede funcionar con periodos de integración de 30, 15 y 3 minutos, con sub-periodos de 10, 5 y 1 minutos respectivamente.

El fin de cada PI se da en múltiplos exactos del SPI de integración; así por ejemplo, si se programa al medidor para integraciones de 15 minutos rolada cada 5 minutos, habrá 12 ciclos de integración cada hora, y ocurrirán en los minutos 0, 5, 10, 15, etc., del reloj interno del equipo, pero siempre tomando la información de los últimos 15 minutos, es decir de tres subperiodos atrás.

2.1.9 Medición con 2 o 3 Elementos

El medidor calcula las potencias de un sistema eléctrico en todas las modalidades, a partir de las señales de entrada de voltaje y corriente. El medidor puede ser programado a través del puerto serial para utilizar el método de 3 Wattmetros (3 elementos) o el de 2 Wattmetros (2 elementos), para medir la potencia trifásica.

El elemento de medición programado determina la forma de conexión de las señales de entrada de voltaje: con 3 elementos se utilizan 3 voltajes de fase a neutro, mientras que con 2 elementos se utilizan 2 voltajes de fase, en configuración delta abierta. Independientemente del método utilizado, la señal de voltaje de entrada debe estar en el rango de $120 V_{ca} \pm 20\%$ [14]. La selección de uno u otro método depende de la aplicación específica y de las instalaciones en particular. Se deben tomar las precauciones necesarias antes de instalar el equipo.

2.1.10 Cálculo de Valores Instantáneos

- Voltajes por elemento.
- V_a , V_b y V_c son los valores eficaces (RMS) de los voltajes de corriente alterna que se conectan a las entradas de señal V1, V2 y V3 del medidor.

- Cuando se programan 3 elementos, V_a , V_b y V_c corresponden a los voltajes de fase a neutro.
- Cuando se programan 2 elementos, V_a y V_c corresponden a los voltajes entre fase V_{ab} y V_{cb} . En este caso último, V_b no se utiliza.
- Corrientes por elemento (I_a , I_b , I_c).
- Son las señales de corriente conectadas a las entradas de señal I_a , I_b e I_c del gabinete.

Si se programan 3 elementos, las señales de corriente que se alimentan al equipo son las tres corrientes de fase I_a , I_b e I_c . Si se programan 2 elementos se alimentan al equipo las corrientes de las fases I_a e I_c .

Parámetros de potencia por elemento

El equipo calcula y muestra los siguientes parámetros de potencia por fase: Potencia activa por elemento (W_a , W_b y W_c), potencia reactiva por elemento (VAR_a , VAR_b , VAR_c), potencia aparente por elemento (VAA , VAB , VAC) y factores de potencia por elemento (FPA , Fpb , FPC).

Quando se programan 2 elementos sólo los valores para las fases A y C son mostrados por el equipo, pero no corresponden a los valores de fase ya que éstos son el producto de un voltaje entre fases y una corriente monofásica. Para interpretar los valores por elemento mostrados por el equipo cuando se programan 2 elementos se puede hacer referencia al Apéndice B del manual del medidor [14].

Estatismo de generadores [14]

El equipo calcula y muestra el estatismo de generadores. El estatismo es una característica de los generadores de energía eléctrica y es un indicador de la capacidad de respuesta de su sistema de regulación de potencia ante un cambio en frecuencia.

Donde:

AF	Diferencia de frecuencia entre dos períodos consecutivos
f_n	Frecuencia nominal del sistema (60 Hz)
AW	Diferencia de potencia entre dos períodos
W_n	Potencia nominal del generador

Las diferencias de frecuencia y de potencia activa se obtienen restando los promedios de dos períodos contiguos de tiempo. La longitud del período es igual al período de integración, por lo que se recomienda efectuar pruebas para definir el período más adecuado a fin de realizar un estudio sobre el estatismo.

El estatismo puede alcanzar valores muy grandes, pero para fines prácticos se limita al 100%, ya que un valor mayor indica que no hubo una variación suficiente de potencia para considerar la medición del estatismo de la planta. Un estudio más completo del estatismo se puede realizar con los datos del historial del OPN-03/C (más sobre el historial en secciones posteriores de este capítulo). Para esto es necesario programar el aparato para que almacene los valores de potencia (W) y de frecuencia (Hz) y seleccionar un período de integración corto. Los datos se pueden procesar en la PC según diferentes criterios.

Parámetros trifásicos de potencia

El equipo calcula y muestra los siguientes parámetros de potencia trifásica: potencia activa trifásica ($W_{3\phi}$), potencia reactiva trifásica ($VAR_{3\phi}$), potencia aparente trifásica ($VA_{3\phi}$) y factor de potencia ($FP_{3\phi}$).

Frecuencia

Es el valor promedio de la frecuencia del sistema de potencia.

Distorsión de señales

El medidor tiene la capacidad de calcular la distorsión presente en las señales de voltaje (V_1 , V_2 y V_3) y de la corriente (I_a , I_b e I_c) muestreados por el equipo. Esta distorsión puede ser expresada por cualquiera de los siguientes tres parámetros: el factor de distorsión (F_d), el cofactor de distorsión (C_d) o la distorsión armónica total (THD). Es posible programar el equipo para que muestre uno de estos tres parámetros.

El factor de distorsión tiene un efecto directo sobre el factor de potencia, ya que un factor de distorsión dado constituye el valor máximo que puede alcanzar el factor de potencia [14]. Por ejemplo, un factor de distorsión de 0.8 implica que el factor de potencia no puede ser mayor a 0.8, aún con carga resistiva [14]. El factor de distorsión está expresado como el cociente de la componente fundamental respecto al valor RMS total de la señal. Por ejemplo, para una señal de corriente:

$$F_d = \frac{I_1}{I_{\text{rms}}} \quad (2.1.)$$

F_d puede tener valores entre 0 y 1.0, cuando la corriente o el voltaje es una señal puramente senoidal.

El cofactor de distorsión puede ser utilizado para cuantificar la magnitud de la distorsión, ya que es sensible incluso a bajos contenidos armónicos. Expresa el contenido armónico de la señal con referencia a su valor RMS total. C_d puede tener valores entre 0 y 1.0, donde 0 indica una señal puramente senoidal, y 1.0 se refiere a una señal que contiene sólo armónicas.

La distorsión armónica total (THD) es un índice con un comportamiento similar, pero el contenido armónico se expresa referido a la componente fundamental. THD puede tomar valores entre 0 (para una señal puramente senoidal) e infinito (para una señal que contiene sólo armónicas).

Finalmente el factor de cresta (F_c) puede ser utilizado para tener una idea de que tan cuadrada o pronunciada es la señal. Un valor de 1 indica una señal cuadrada mientras que un valor bajo indica un valor pequeño de pulso de corta duración. El factor de cresta es la relación entre el valor RMS total y el valor máximo.

Promedio de voltajes

Este valor es calculado como la media aritmética de los voltajes aplicados al equipo. Si el equipo está conectado en tres elementos, se suman los tres voltajes de fase y el resultado es dividido entre 3, dando el valor que se muestra en el desplegado. En cambio, si está conectado en dos elementos, se suman los dos voltajes y se divide entre dos.

Promedio de corrientes

El promedio de corrientes se calcula como la media aritmética de las corrientes aplicada al equipo. Si el equipo está conectado en tres elementos, se suman las corrientes y el resultado se divide entre tres.

2.2 Obtención de las curvas de demanda.

El uso de la información obtenida de los medidores multifunción es para el análisis del comportamiento eléctrico de los transformadores de subestaciones de distribución.

Se tiene con referencia a:

- El perfil de la curva de la demanda de potencia real y la potencia reactiva.
- Comparar datos de potencia de las diferentes subestaciones, para determinar factores de coincidencia y el factor de contribución a la demanda máxima.
- Integración de la energía recibida para distribución a nivel de alimentadores.
- Perfiles de voltajes y su correlación con la demanda.

- **Medición en circuitos específicos para estudios de redes de distribución**

El uso de la información de los medidores multifunción con referencia al Mercado Eléctrico es:

- **Calculo de índices estadísticos respecto de demandas máximas y consumos por subestación.**
- **Análisis de la demanda máxima para la elaboración del estudio de Mercado Eléctrico a nivel de la División Golfo Norte.**
- **Curvas de demanda por tipo de carga en la Subestación de Distribución, considerando usuarios importantes.**
- **Proporcionar información (estadística básica) para la elaboración de estudio de mercado eléctrico nacional.**
- **Demanda por subestación de distribución.**
- **Consumo por subestación de distribución en forma mensual y anual.**
- **Demanda máxima y mínima por zona.**
- **Estadística de usuarios importantes.**
- **Obtención de reportes MW, MVA, MVAR, FP, KV, etc.**
- **Demanda horaria por mes en forma matricial, integrados por subestaciones, por cada zona.**

Se puede obtener adicionalmente otras aplicaciones, como:

- **Información de energía y demanda máxima por transformador de distribución de las subestaciones y circuitos para estudios de pérdidas.**
- **Información de datos MVA por transformador de distribución de las subestaciones para el análisis de reserva de subestación.**
- **Análisis del comportamiento del factor de potencia.**

- Información del transformador de distribución de las subestaciones, circuitos de distribución relacionados con la demanda máxima (MW y MVA); con el propósito de elaborar estudios técnicos relacionados con nuevos usuarios e incrementos de la demanda por los usuarios ya existentes, mejoras a la red de distribución, así como la compensación reactiva en la red de distribución y la construcción de líneas troncales.

La información que se presenta es la obtenida de un medidor marca Kitrón, el cual se encuentra instalado en la subestación de distribución. Las curvas que se presentan en el APENDICE B, fueron obtenidas después de procesarlas por medio de una hoja de cálculo en EXCEL; usada en el Departamento de Planeación Divisional de la División Golfo Norte de la Comisión Federal de Electricidad. El reporte presenta un resumen de los parámetros relevantes que se presentan en el periodo como son: los valores máximos y mínimos de voltaje, de la corriente, de la potencia real y de la potencia reactiva, así como del factor de potencia y de la potencia aparente.

Además la hoja de tipo EXCEL permite obtener la gráfica de voltaje, corriente, potencia real, factor de potencia; los días de valores máximos y mínimos son obtenidos con sólo seleccionar la opción deseada. También se incluye la grafica de estos parámetros por un periodo deseado.

2.2.1. Obtención de datos para determinación de cargas.

Los datos de cargas que a continuación se presentan fueron obtenidos del Sistema Comercial (SICOM). Los datos para cada usuario son obtenidos del SICOM, el cual es utilizado diariamente por la Zona Metropolitana Norte.

Se tienen tres periodos para calcular la demanda y el factor de carga; llamados: periodo base, punta e intermedio. El periodo base está ubicado en el horario de la madrugada de 0:00 a las 6:00 horas, el periodo de punta es el que se presenta en el horario de demanda

máxima del sistema de las 18:00 a las 22:00 horas y el periodo intermedio es el comprendido entre los dos anteriores.

La siguiente tabla muestra información de la demanda de los usuarios la cual se obtiene del SICOM al proporcionar el número con el cual se identifica el medidor instalado por CFE en estos usuarios.

Usuario.	Dem Base.	F. C. Base	Dem Punta	F. C. Punta	Dem Interm.	F. C. Interm
Cervecería	3200	0.7743	3094	0.8370	3287	0.7957
Clinica 33	1660	0.6727	1792	0.7066	2041	0.6636

Para determinar la demanda coincidente para cada usuario del circuito se utiliza la metodología siguiente: para los usuarios con un transformador de 250 KVA o mayor se toma el número de medidor para consultar el registro de la demanda facturada en el sistema SICOM. Posteriormente consultando curvas características por tipo de consumidor y hora de demanda máxima del circuito, se obtiene la demanda coincidente de cada uno de los usuarios del circuito.

Debido a la gran cantidad de equipo de medición requerido para obtener la curva de demanda de cada usuario, éstas se clasifican por tipo de usuarios, y de las curvas para tipo de usuario se obtiene la demanda coincidente.

En la zona metropolitana de Monterrey se definen tipos de usuarios, y se pretende obtener datos directamente de mediciones instaladas en la ciudad y de los usuarios existentes en cada uno de los siguientes tipos.

Tabla 2.1. Clasificación por tipo de usuarios según nivel de demanda.

1.	Residencial alto.
2.	Residencial medio alto.
3.	Residencial medio.
4.	Residencial bajo.
5.	Residencial popular.
6.	Comercial super tienda.
7.	Comercial alto edificios.
8.	Comercial medio local climatizado (tipo Super 7).
9.	Comercial bajo.
10.	Comercial popular.
11.	Industrial 3 turnos pesado.
12.	Industrial 2 turnos mediano
13.	Industrial 2 y 3 turnos maquiladora.
14.	Industrial talleres.
15.	Residencial centro de la ciudad.
16.	Residencial departamentos.
17.	Comercial hoteles,
18.	Comercial alto (tipo Plaza Fiesta San Agustín).
19.	Hospitales.
20.	Residencial pueblos.

Para mantener actualizada la curva de demanda por usuario tipo se tiene equipo de medición instalado en diferentes localidades y de acuerdo con la clasificación tipo de usuarios ya dada.

Tabla 2.2. Localidades base donde esta instalado equipo de medición.

1.- Avenida Bosques del Valle y Bosques de Pirineos Colonia Bosques del Valle en San Pedro Garza García.
2.- Alfonso Reyes y Paseo de las Américas Colonia Contry la Silla.
3.- Avenida Lomas del Campestre y Lomas del Encino Colonia Lomas del Campestre.
4.- Norteamérica y Venezuela Colonia Vista Hermosa.
5.- Diego Díaz de Berlanga y calle Quinta Colonia Jardines de Anáhuac en San Nicolás.
6.- Río Pílon y Río Sena Colonia Pueblo Nuevo en Apodaca.
7.- Avenida los Ángeles # 100 Central de Abastos.
8.- Paseo de las Américas Valle del Contry.
9.- Francisco Beltrán y Antonio I Villarreal Centro de Monterrey.
10.- Aldama y Matamoros Centro de Monterrey.
11.- Río Tamazunchale y Río Mississippi Colonia Jardines del Valle.
12.- Antiguo Camino a las Pedreras Colonia San Jerónimo.
13.- Nueva Escocia Colonia Industrial Lincoln.
14.- Teotihuacan y Acapozalco Colonia Loma Linda.
15.- Aztlán y Esquisto Colonia Fomerrey 124.
16.- Diego Díaz de Berlanga y gasolinera Conjunto Habitacional Santo Domingo
17.- Jesús M Garza y Nueva Rosita Centro de Monterrey.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

2.2.2 Demanda coincidente del usuario y máxima del alimentador.

A continuación se muestran las curvas de demanda en por unidad para usuarios tipo que son utilizadas para determinar la demanda coincidente del usuario. A continuación se grafica tiempo contra demanda en por unidad. El tiempo se toma de un periodo de 24 horas y se subdivide en lapsos de 15 minutos.

Para calcular la demanda coincidente del usuario, se requiere determinar el tipo de usuario en estudio. Con la gráfica de la demanda en por unidad por tipo de usuario, la

demanda máxima del usuario y el horario de la demanda máxima del circuito se obtiene la demanda coincidente del usuario con respecto a la del circuito. De la gráfica en por unidad con el horario de demanda coincidente se determina el valor de la demanda del usuario en por unidad. Se debe multiplicar el dato de la curva en por unidad y la demanda máxima del usuario en Kilowatts para obtener la demanda coincidente del usuario en Kilowatts.

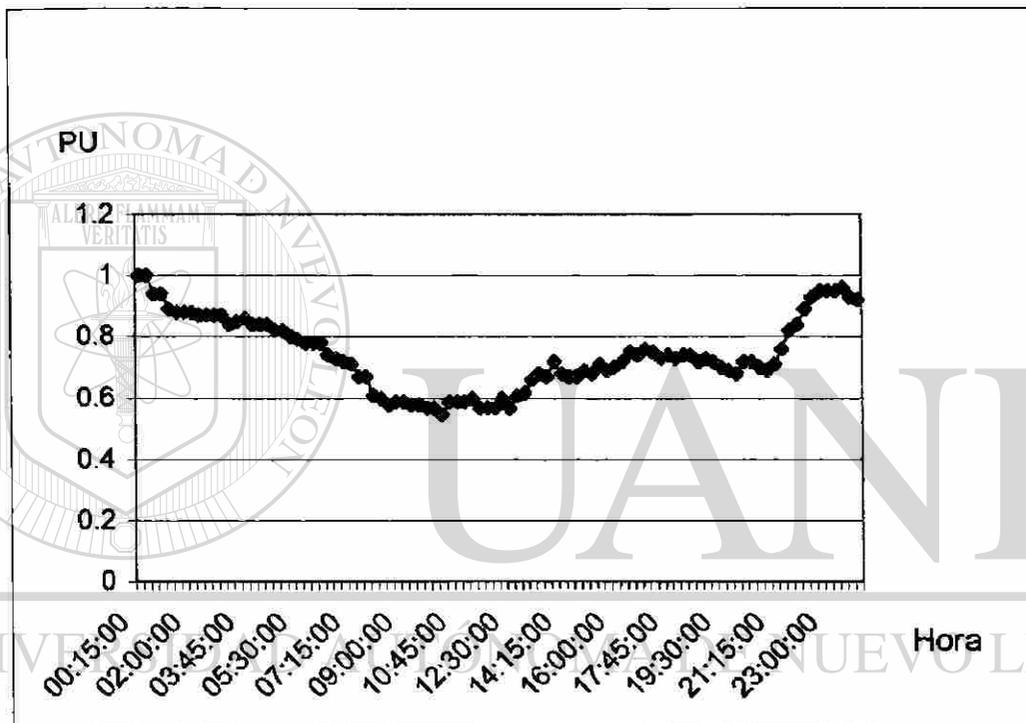


Fig. 2.1 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 1.

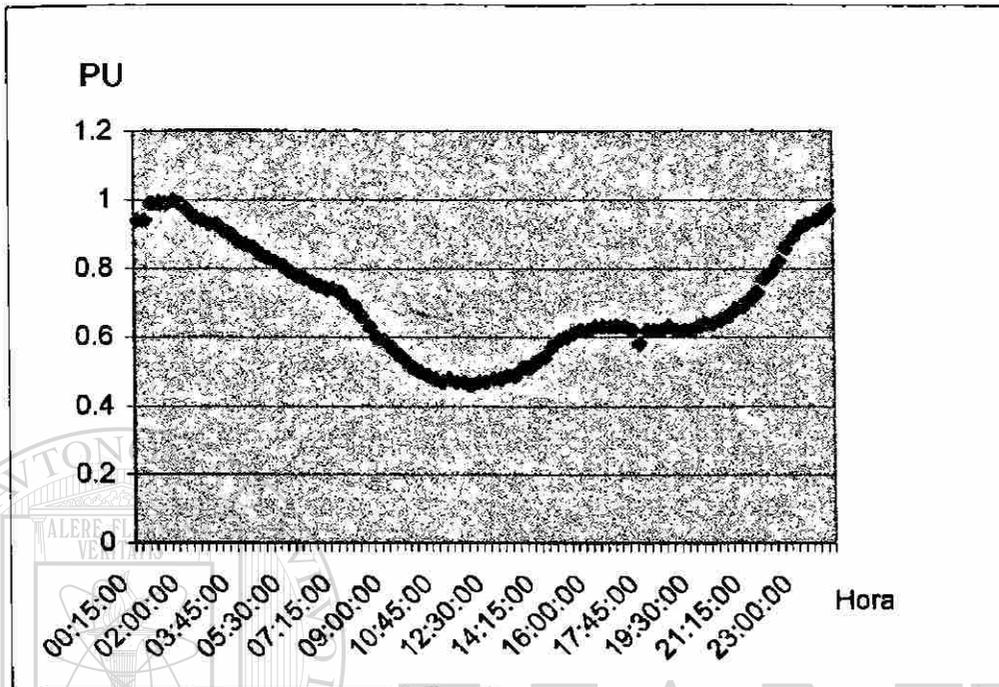


Fig. 2.2 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 2.

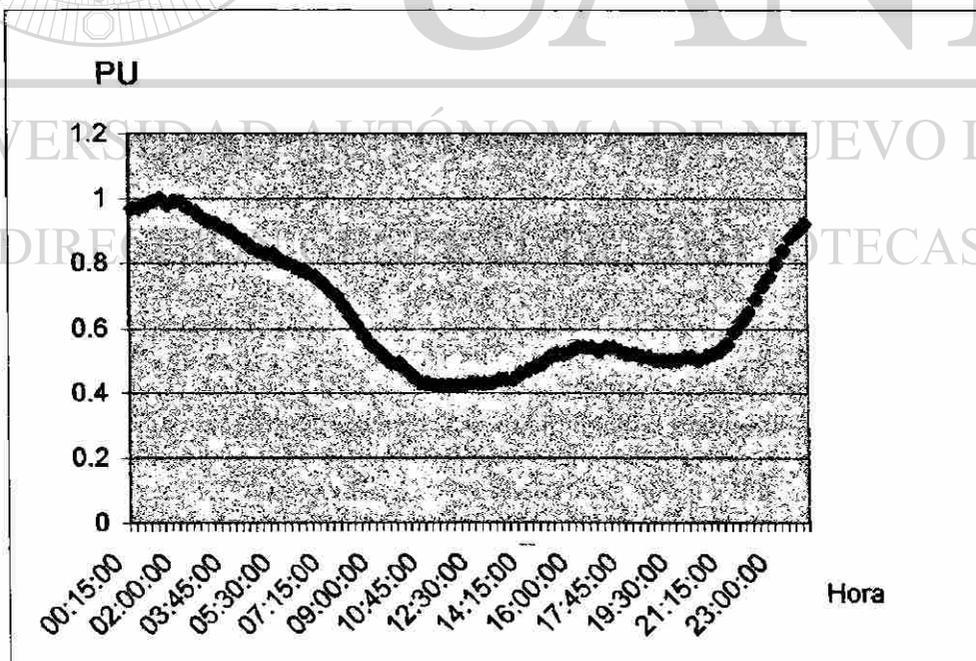


Fig. 2.3 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 3.

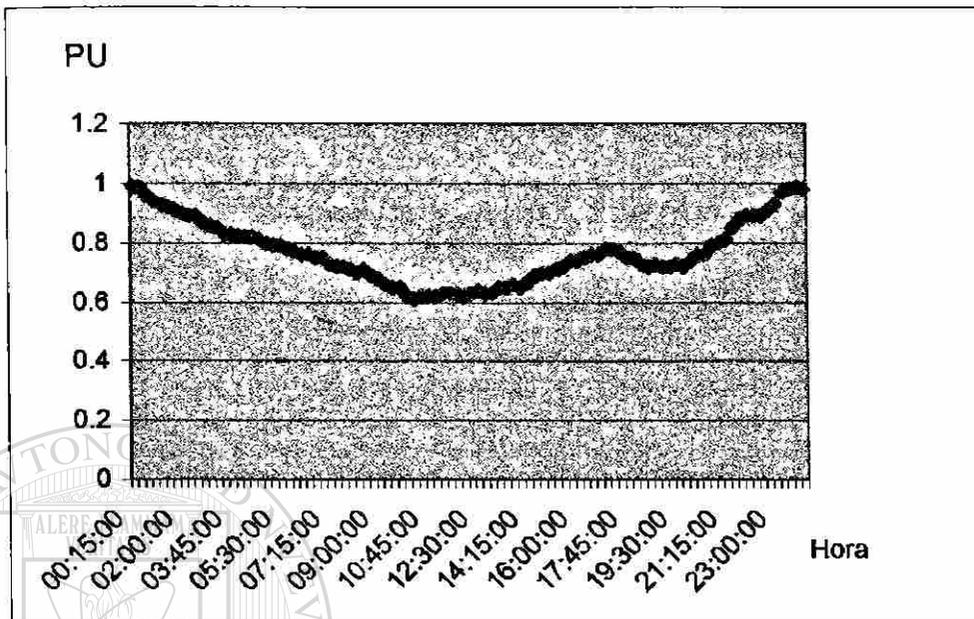


Fig. 2.4 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 4.

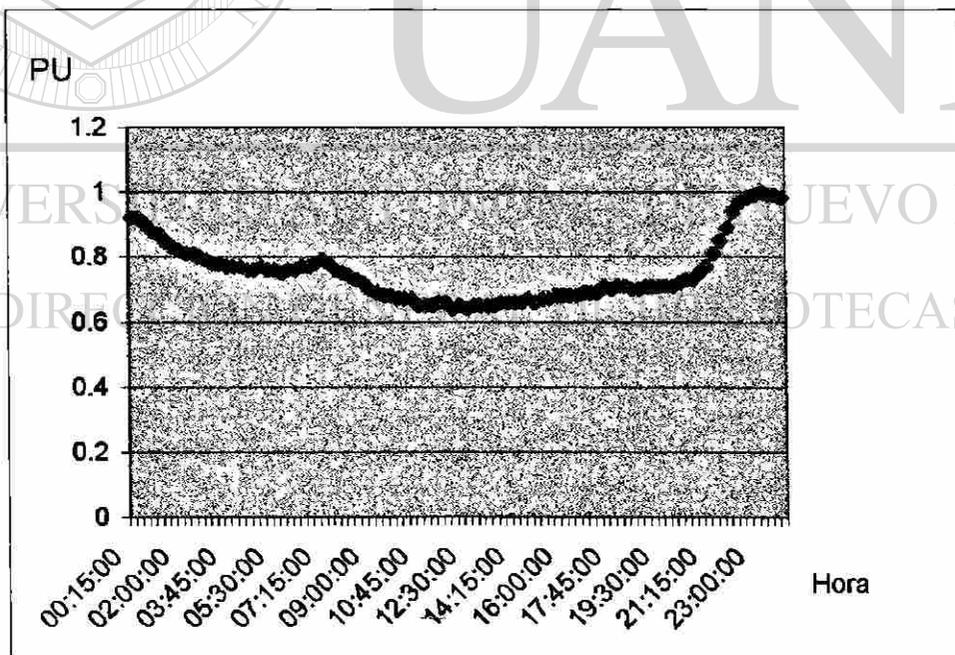


Fig. 2.5 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 5.

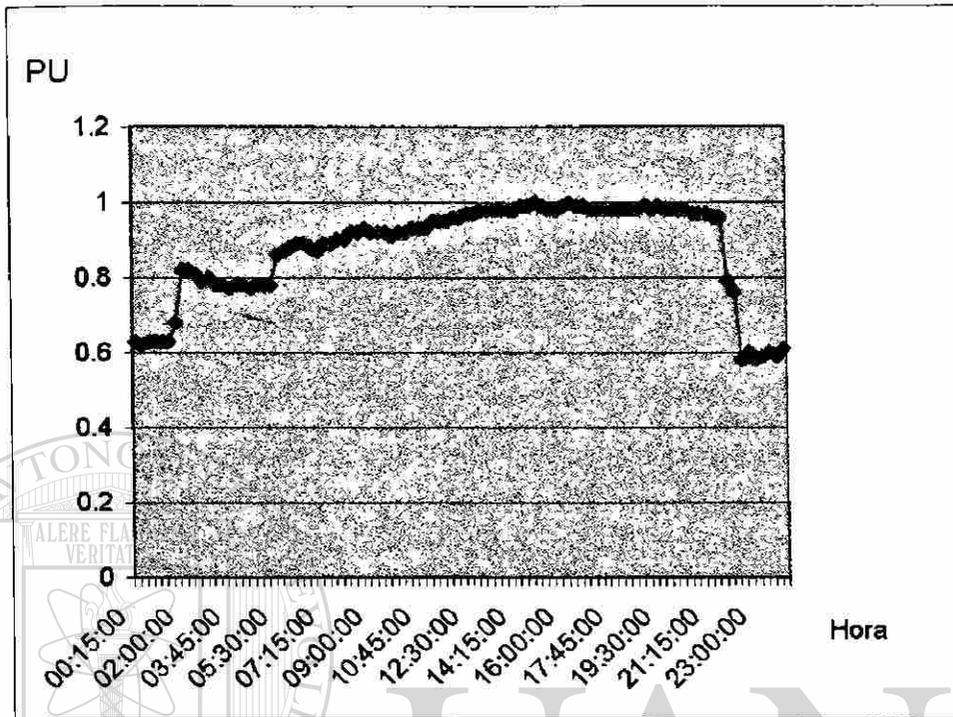


Fig. 2.6 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 6.

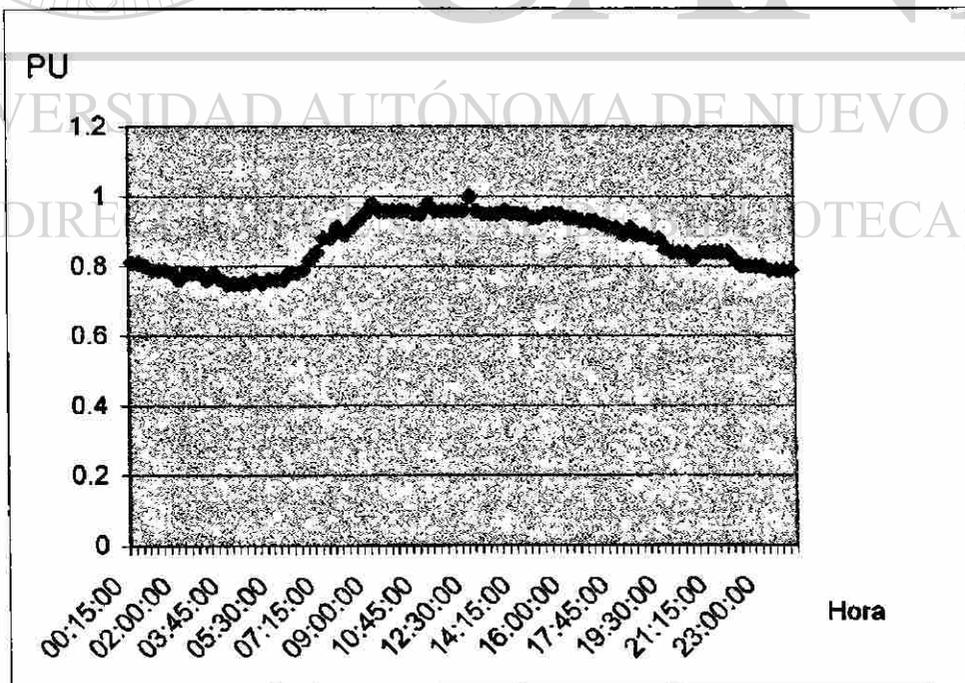


Fig. 2.7 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 7.

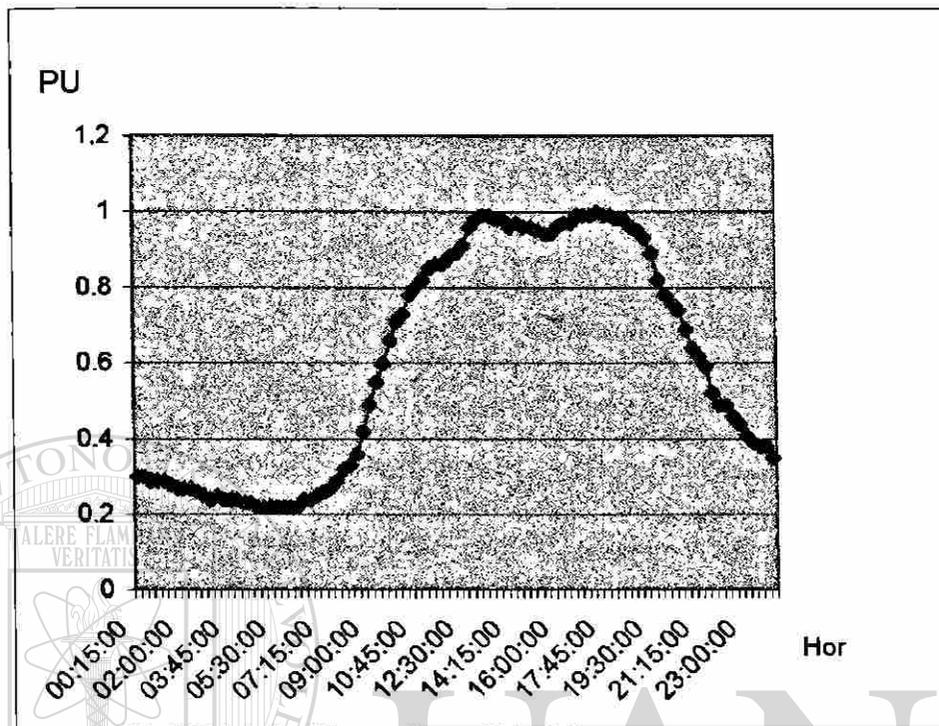


Fig. 2.8 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 8.

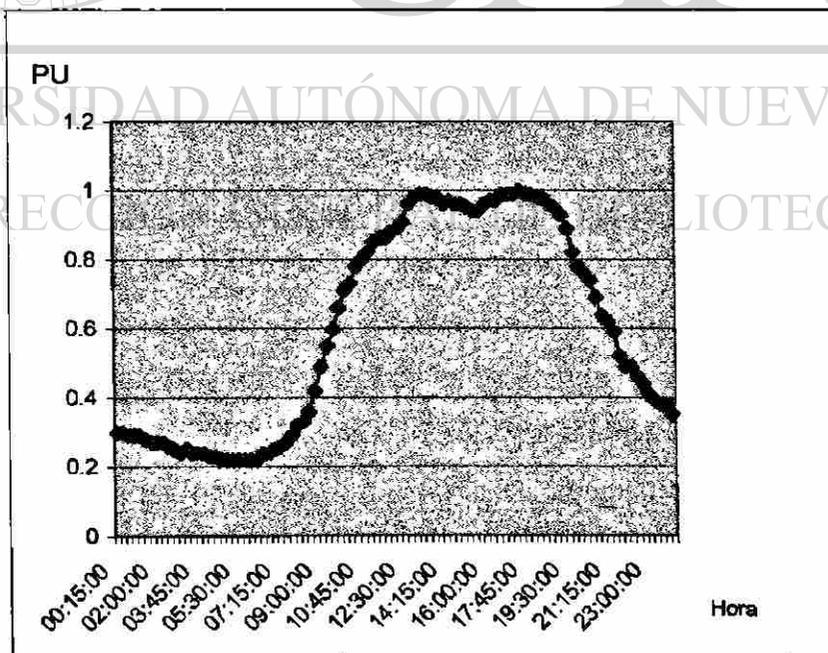


Fig. 2.9 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 9.

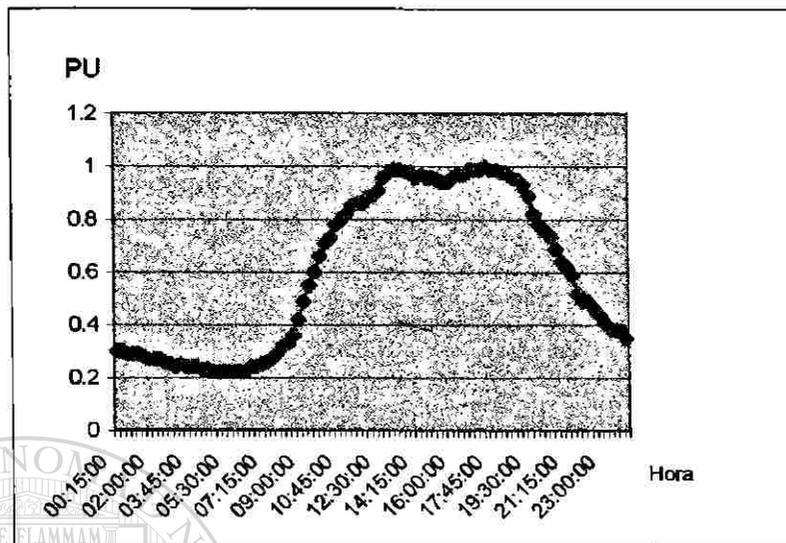


Fig. 2.10 Curva de demanda obtenida por equipo de medición No 10.

2.3 Datos Generales de los Circuitos.

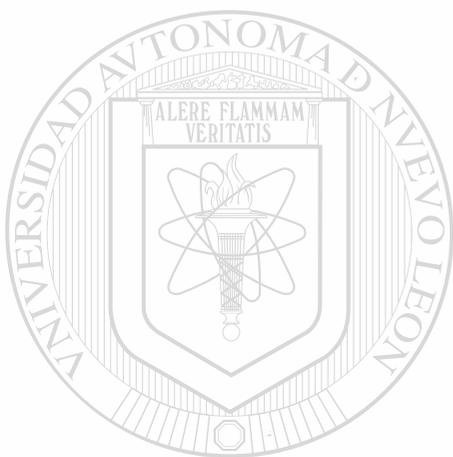
Los circuitos que se usan en esta tesis, tienen un voltaje nominal de 13,800 volts entre líneas. Construidos sobre postera de madera o concreto de 11 metros en promedio y con un empotramiento de 1.80 metros. La separación entre fases es de 35 centímetros y el largo de la cruceta es de 2.4384 metros (8 pies).

El conductor que se utiliza en línea troncal es aluminio 397.5 MCM con una capacidad de 575 amperes, 0.16097 Ohm/Kms y un diámetro de 1.8364 centímetros. El conductor que se utiliza en línea ramal es aluminio 1/0 AWG con una capacidad de 245 Amperes, 0.54236 Ohm/Kms y un diámetro de 0.936 centímetros.

2.4 Resumen.

En este capítulo se presentaron las características generales del equipo de medición OMINOPOTENCIHORIMETRO OPH-03/C. Además se describió en forma general el ciclo de medición de este equipo y la forma en que se calculan los parámetros eléctricos.

La importancia de la obtención de la curva de demanda es analizada. También se presenta el uso de la curva de demanda. La obtención de datos para la determinación de cargas es estudiada. Se determinan demandas por usuarios tipo, presentando las curvas características de demanda en por unidad para diferentes clasificaciones de los usuarios tipo.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 3

ANALISIS DE LA OPERACION DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION ELECTRICA

3.1 Introducción

Un sistema eléctrico tiene como propósito principal satisfacer continuamente la demanda, esto es suministrar la potencia eléctrica requerida por los consumidores. Existen varias variables como el voltaje y la frecuencia que deben mantenerse dentro de un rango de tolerancia al proporcionarse el servicio. Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico, dadas las condiciones de operación y de acuerdo a las inyecciones de potencia real y reactiva (generación y carga) en los nodos de la red, es posible determinar las condiciones eléctricas en estado estable del sistema.

Una herramienta para analizar el comportamiento de estado estable del sistema es el análisis de flujos de potencia. Su información permite evaluar el comportamiento del sistema, observar las magnitudes de voltaje y el ángulo de fase de los voltajes nodales. Con éstos valores se calculan los flujos de potencia real y de potencia reactiva a través de las líneas y de los transformadores. El modelo matemático del problema de flujos está formado por un sistema de ecuaciones algebraicas y debido a la no linealidad, para obtener la solución de este sistema de ecuaciones, se usan métodos iterativos.

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y en el diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada

barra, las potencias reales y reactivas que fluyen en cada línea del sistema, así como las pérdidas por elemento y las pérdidas totales.

Un sistema de distribución suministra energía desde un alimentador principal a varios alimentadores secundarios con una amplia gama de cargas. Las cargas son identificadas en los nodos del sistema; la carga representa un grupo de usuarios que demandan energía. A estos nodos se les conoce como nodos de carga o nodos de demanda. En la planificación del sistema es necesario considerar alternativas de expansión que cumplan con todas las restricciones, para anticipar soluciones a problemas en la operación futura. La importancia de desarrollar metodologías de solución que incluyan el efecto del desbalance en los sistemas eléctricos es fundamental, ya que al tratar de minimizar este desbalance, es posible aportar mejoras en la operación del sistema, como lo es la reducción de pérdidas, logrando obtener los límites operativos de los equipos y su eficiente operación.

En el presente capítulo se presentan las consideraciones para llevar a cabo el estudio y la metodología a utilizar en esta tesis. Se analiza la troncal del circuito de distribución, usando un modelo trifásico para la red de distribución. El modelo se forma con un equivalente del sistema representado por medio de una impedancia equivalente, éste se acopla a un transformador trifásico con conexión delta-estrella y finalmente la red de distribución; la cual se parte en secciones para representar nodos de carga. Se determina la matriz de impedancia nodal del modelo propuesto y se procede a calcular flujos para el sistema. Una vez obtenido el resultado del problema de flujos se obtiene el perfil de voltaje y se calculan las pérdidas en los elementos de la red de distribución.

Un modelo de cinco nodos es el primer caso que se presenta, enseguida se estudia un modelo de diez nodos; mostrando también el efecto en el voltaje nodal al modificarse la corriente nodal en un nodo. Un modelo que incluye el tap en el transformador es estudiado, para analizar el efecto del tap cuando se tiene un valor bajo de carga y cuando se tiene un valor alto de carga en el circuito. Finalmente se muestra un modelo para efectuar un análisis de dos circuitos de distribución los cuales se encuentran interconectados.

3.2 Consideraciones y sistemas utilizados.

La red de distribución instalada en su parte troncal es trifásica y los ramales pueden ser de tres fases, de dos fases o de una fase alimentando a usuarios con servicio de las mismas características. Tal es el caso de consumidores en el sistema eléctrico de distribución rural. Un modelo matemático es usado para la solución del problema de flujos trifásicos. Se considera que en cada nodo del sistema se tiene una demanda de potencia constante, al hacer el análisis de la demanda la carga no siempre es potencia constante, sobre todo si se hacen cambios en los voltajes puede cambiar la potencia absorbida por la carga. Finalmente con el voltaje nodal y la potencia se determina la corriente nodal.

3.2.1 Equivalente del sistema.

El equivalente del sistema es considerado como un elemento importante e influye de manera determinante sobre las características operativas del sistema. El equivalente del sistema es representado por tres fuentes de voltaje con magnitud unitaria y ángulos de 120 grados desfasados entre sí, representando el voltaje interno de una máquina ficticia, el cual no varía con los cambios de carga. También se representan las reactancias propias por fase y mutuas del equivalente Thévenin del sistema. Ver el diagrama de la Figura 3.1.

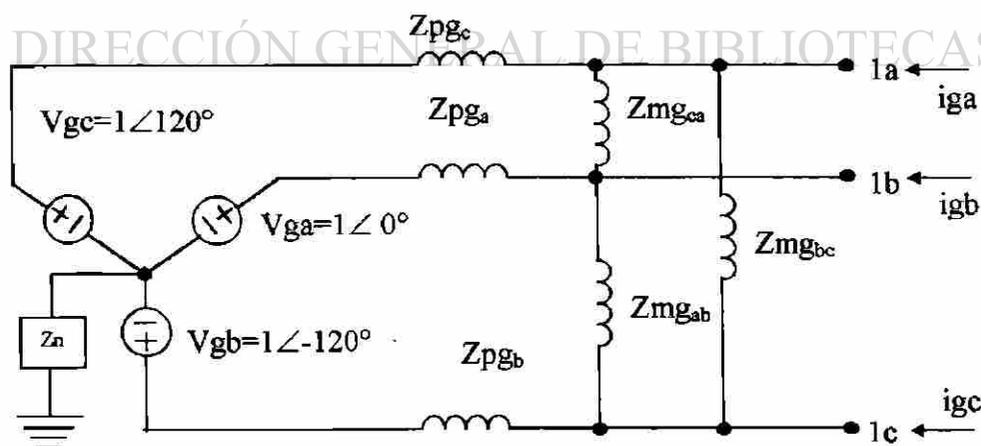


Fig. 3.1 Equivalente del sistema o equivalente Thévenin.

Donde:

$Z_{pg_{a,b,c}}$ Impedancia propia del equivalente en las fases correspondientes.

$Z_{mg_{a,b,c}}$ Impedancia mutua entre fases del equivalente.

La representación matricial, en función de sus admitancias de fase, es la siguiente:

$$[Z_{gen_{abc}}] = \begin{bmatrix} Z_{pg_a} & Z_{mg_{ab}} & Z_{mg_{ac}} \\ Z_{mg_{ba}} & Z_{pg_b} & Z_{mg_{bc}} \\ Z_{mg_{ca}} & Z_{mg_{cb}} & Z_{pg_c} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$[Y_{gen_{abc}}] = [Z_{gen_{abc}}]^{-1} \quad (3.2)$$

Donde $[Y_{gen_{abc}}]$ es la admitancia nodal del equivalente representado en coordenadas de fase abc.

Las ecuaciones que definen las corrientes nodales en los nodos 1_a , 1_b y 1_c respectivamente, se pueden representar en forma matricial. Para obtener las corrientes nodales inyectadas en las terminales en donde está conectado el equivalente del sistema, se hace con base a (3.1).

$$\begin{bmatrix} V_{1a} \\ V_{1b} \\ V_{1c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{pg_a} & Z_{mg_{ab}} & Z_{mg_{ac}} \\ Z_{mg_{ba}} & Z_{pg_b} & Z_{mg_{bc}} \\ Z_{mg_{ca}} & Z_{mg_{cb}} & Z_{pg_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{g_a} \\ i_{g_b} \\ i_{g_c} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

De manera compacta:

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}] [I_{abc}] \quad (3.4)$$

Usando $[Y_{gen_abc}]$ se tiene:

$$[Y_{gen_abc}][V_g^{abc}] = [J_g^{abc}] \quad (3.5)$$

Donde

$$[J_g^{abc}] = [Y_{gen_abc}][V_g^{abc}] \quad (3.6)$$

Es un vector de corrientes internas del equivalente del sistema. El equivalente del sistema se calcula a partir del nivel de corto circuito del sistema en el punto al que se conecta el transformador.

3.2.2 Equivalente del Transformador Delta-Estrella.

Los transformadores constituyen los elementos de unión entre redes eléctricas de diferentes niveles de tensión. La función primordial que desempeñan los transformadores consiste en elevar los voltajes de generación a niveles de transmisión, los cuales son requeridos para disminuir las pérdidas. En los sistemas de distribución la función de los transformadores es reducir los voltajes de transmisión hasta los niveles adecuados para suministrar la energía a los consumidores. Mediante estos equipos se logra el control sobre el cambio del nivel de tensión; y en caso de tener tap (cambiador de derivaciones) se puede tener un control adicional sobre el voltaje del secundario.

La representación nodal que define el comportamiento eléctrico del transformador se pueden representar en forma matricial, en secuencias [8], de la manera siguiente, para una configuración delta-estrella.

$$\begin{bmatrix} Y_1/a^2 & 0 & 0 & -Y_1/a & 0 & 0 \\ 0 & Y_2/a^2 & 0 & 0 & -Y_2/a & 0 \\ 0 & 0 & Y_3/a^2 & 0 & 0 & -Y_3/a \\ -Y_1/a & 0 & 0 & Y_1 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_2/a & 0 & 0 & Y_2 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_3/a & 0 & 0 & Y_3 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

3.2.3 Modelo de Línea de Distribución.

El equivalente de impedancia serie para una línea de distribución es la mostrada en la Figura 3.2, considerando despreciable el efecto capacitivo.

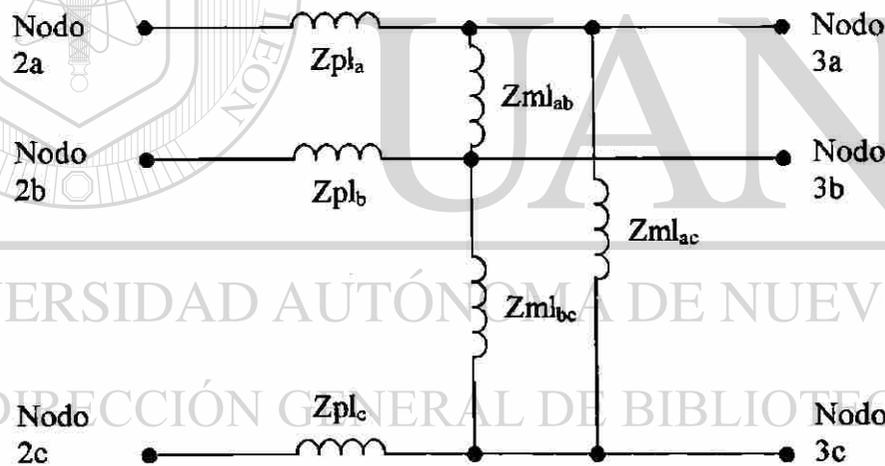


Fig. 3.2 Equivalente serie de la línea de distribución.

La siguiente ecuación primitiva describe al circuito de la Figura 3.2.

$$\begin{bmatrix} V_{2a,3a} \\ V_{2b,3b} \\ V_{2c,3c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{pl_a} & Z_{ml_{ab}} & Z_{ml_{ac}} \\ Z_{ml_{ba}} & Z_{pl_b} & Z_{ml_{bc}} \\ Z_{ml_{ca}} & Z_{ml_{cb}} & Z_{pl_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{2a,3a} \\ i_{2b,3b} \\ i_{2c,3c} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

De manera compacta:

$$[v^{abc}] = [z_1^{abc}] [i^{abc}] \quad (3.9)$$

Premultiplicando por $[z_1^{abc}] = [Y_1^{abc}]^{-1}$

$$i_{23}^{abc} = [Y_1^{abc}] v_2^{abc} - [Y_1^{abc}] v_3^{abc} \quad (3.10)$$

$$i_{32}^{abc} = -[Y_1^{abc}] v_2^{abc} + [Y_1^{abc}] v_3^{abc} \quad (3.11)$$

$$\begin{bmatrix} i_{23}^{abc} \\ i_{32}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1^{abc} & -Y_1^{abc} \\ -Y_1^{abc} & Y_1^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_2^{abc} \\ v_3^{abc} \end{bmatrix}$$

3.2.4 Equivalente de la carga.

Un modelo para representar el comportamiento de una carga, el cual se usa en este trabajo de tesis, es elegir la representación de potencia constante. En el estudio de flujos de carga es utilizada para determinar la corriente que demanda el nodo de carga. Se usan las siguientes ecuaciones trifásicas para determinar las corrientes nodales.

$$S_{neta}^{abc} = S_{generda}^{abc} - S_{carga}^{abc} \quad (3.12)$$

$$I^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{1}{V_a} & & \\ & \frac{1}{V_b} & \\ & & \frac{1}{V_c} \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} S_{neta}^a \\ S_{neta}^b \\ S_{neta}^c \end{bmatrix}^* \quad (3.13)$$

3.3 Estudio de flujos de potencia.

Una configuración frecuente para los sistemas de distribución eléctrica es la formada por un equivalente del sistema el cual está conectado a un transformador delta-estrella que alimenta a la red de distribución y a su vez ésta alimenta la carga.

3.3.1 Formación de Matriz de Admitancias del Sistema Y_{nodal}^{abc}

El análisis nodal se usa como marco de referencia para el estudio de los sistemas eléctricos de potencia. Lo anterior como resultado de las ventajas en el manejo y en el almacenamiento de las matrices que representan a las redes eléctricas. La formulación nodal se basa en aplicar el balance de corrientes en cada nodo del sistema y donde las variables de interés son los voltajes nodales y las inyecciones netas de corriente.

Un sistema eléctrico puede ser perturbado de diversas formas, pero una cierta cantidad de casos se puede simular eficientemente mediante cambios a las inyecciones nodales. Un cambio de carga o de generación equivale a modificar inyecciones de corriente equivalente hasta representar el valor requerido de potencia hacia el sistema.

A continuación en la Figura 3.3 se muestra un sistema trifásico formado por un generador, un transformador, una línea y una carga, sistema que servirá para explicar la formación de la matriz Y_{nodal}^{abc} .

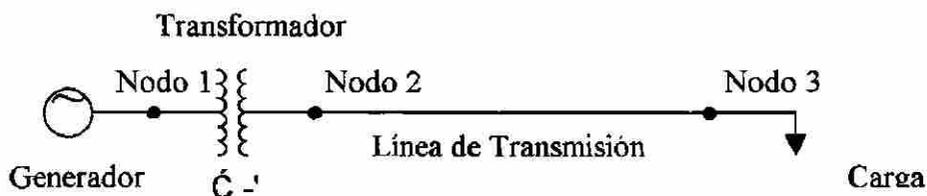


Fig. 3.3 Representación de un sistema eléctrico simple.

Al conocer las matrices de admitancia primitiva o su equivalente nodal para cada uno de los elementos, se puede obtener la matriz de admitancia nodal (Y_{nodal}^{abc}) que represente el sistema en su totalidad, para lo cual se debe considerar su conexión entre los nodos del sistema. En la Figura 3.4 se tiene un sistema de 3 nodos trifásicos.

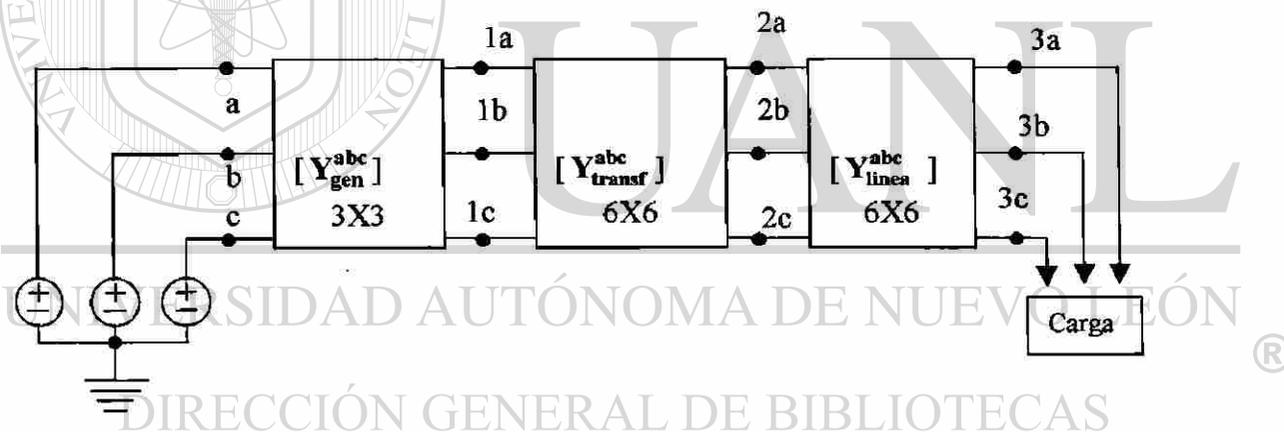


Fig. 3.4 Representación trifásica de sistema eléctrico simple.

Aplicando la ley de Ohm, en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

O bien en términos de matriz de admitancia nodal:

$$\begin{bmatrix} I_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{nodal}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

De forma simplificada se tiene para la matriz de admitancias nodales trifásica:

$$[Y_{\text{nodal}}] = \begin{bmatrix} Y_{\text{gen}}^{abc} + Y_{t12}^{abc} & Y_{t12}^{abc} & 0 \\ Y_{t12}^{abc} & Y_{t2}^{abc} + Y_{123}^{abc} & -Y_{123}^{abc} \\ 0 & -Y_{123}^{abc} & Y_{123}^{abc} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

En (3.16) se observa que la formulación de la matriz nodal de un sistema trifásico es similar a la de un sistema monofásico, sólo que ahora los elementos que forman a la matriz de admitancia nodal son grupos de sub-matrices de orden 3 (o de mayor dimensión si se incluyen las ecuaciones de los neutros, o menos si existen líneas con un número de fases diferente). Los elementos matriciales forman parte de la diagonal de Y_{nodal} y fuera de la diagonal cuando los nodos trifásicos están conectados por el elemento.

La diagonal de la matriz de admitancias nodal trifásica es igual a la suma de las sub-matrices correspondientes de los elementos conectados a ese nodo. Las sub-matrices fuera de la diagonal, por ejemplo en caso de un transformador, son las sub-matrices correspondientes a las ecuaciones nodales del transformador y en caso de una línea de transmisión, se toma el negativo de la sub-matriz de admitancia serie correspondiente. Al tener formada la matriz de admitancia nodal del sistema, se puede calcular la matriz de impedancia nodal, mediante la inversión de la matriz de admitancia. Esto lleva a tener una matriz de orden igual a tres veces el número de nodos monofásicos, la cual estará totalmente llena.

El voltaje de arranque para el proceso iterativo en los flujos de carga balanceados se toma como $1\angle 0^\circ$, ahora para cada nodo del diagrama unifilar del sistema trifásico se usan los voltajes de fase abc, tomando en cuenta la topología de la red. Los voltajes trifásicos estarán definidos como se muestra a continuación, representados de manera vectorial, y el orden corresponderá al número de nodos trifásicos con los que cuenta el sistema.

$$V_a = 1 \angle 0^\circ$$

$$V_b = 1 \angle -120^\circ$$

$$V_c = 1 \angle 120^\circ$$

Las corrientes denominadas J_g de (3.5) serán determinadas con base a los voltajes interiores del equivalente del sistema y correspondientes a las fases abc. Las corrientes también serán representadas en forma de vector y se puede utilizar (3.13), mediante la cual se calculan las corrientes nodales. Esto da la posibilidad de usar la representación matricial de impedancia nodal y los vectores de corrientes nodales, para calcular los voltajes nodales, que en este caso son desconocidos. El cálculo iterativo de los voltajes nodales debe ser mediante un proceso repetitivo hasta alcanzar convergencia. Para probar convergencia se calcula la diferencia de los resultados entre iteraciones sucesivas, la máxima diferencia en valor absoluto de voltajes debe ser menor que la tolerancia establecida de 0.0001. La tolerancia puede establecerse también por la diferencia de potencias nodales.

3.3.2 Metodología aplicada a la solución de Flujos de Potencia.

Para visualizar de manera completa el sistema trifásico se presenta en la Figura 3.5 el diagrama trifilar, incluyendo la demanda en los nodos correspondientes.

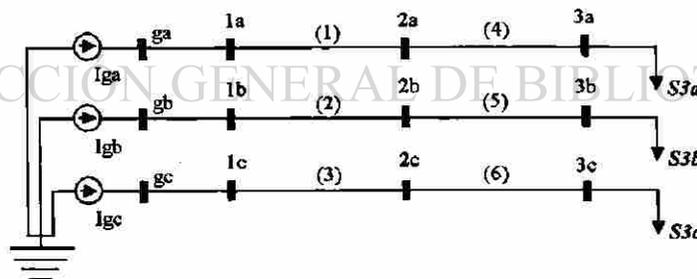
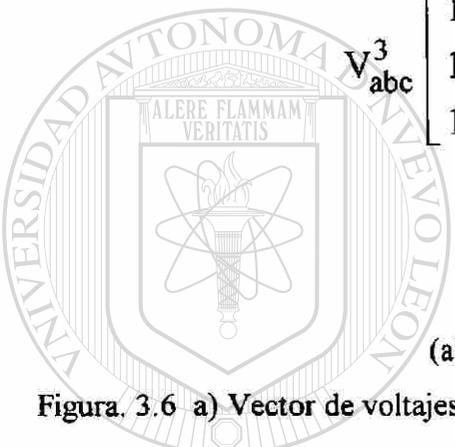


Fig. 3.5 Diagrama trifilar de 3 nodos.

De la Figura 3.5 y con base en (3.5) se obtiene las corrientes donde existe demanda en cada nodo, escribiendo del vector de voltajes en cada nodo del sistema. A continuación se muestran los vectores correspondientes.



$$\begin{aligned}
 [V] &\equiv \begin{bmatrix} V_{abc}^1 \\ V_{abc}^2 \\ V_{abc}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle -120^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle -120^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \\ 1 \angle 0^\circ \\ 1 \angle -120^\circ \\ 1 \angle 120^\circ \end{bmatrix} & [I] = \begin{bmatrix} I_{abc}^1 \\ I_{abc}^2 \\ I_{abc}^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 \\ J_2 \\ J_3 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{S_{3a}}{V_{3a}} \\ \frac{S_{3b}}{V_{3b}} \\ \frac{S_{3c}}{V_{3c}} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

(a) (b)

Figura. 3.6 a) Vector de voltajes iniciales, b) Corrientes nodales para el proceso iterativo.

Los vectores contienen corrientes complejas $[I]$, en cada uno de los nodos del sistema y el vector de voltajes de arranque $[V]$ para el proceso iterativo; considerando los ángulos de desfase correspondiente por fase.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Una vez calculados los nuevos voltajes nodales, se comparan con los voltajes nodales previos en el proceso iterativo y si la máxima diferencia en valor absoluto cumple con ser menor que el límite de error establecido, el valor obtenido para los voltajes nodales es el adecuado. Se muestran los resultados de los voltajes nodales y a continuación se calculan las pérdidas y los flujos de potencia activa y de potencia reactiva por cada elemento.

3.4 Cálculo de pérdidas

Una vez obtenidos los resultados de flujos, se procede a calcular las pérdidas en las líneas de distribución; utilizando (3.17), usando el concepto de potencia enviada menos la potencia recibida.

Para la corriente de envío en cada línea.

$$\begin{bmatrix} I_a^n \\ I_b^n \\ I_c^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{abc}^{linea-n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{envio} \\ V_b^{envio} \\ V_c^{envio} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{recep} \\ V_b^{recep} \\ V_c^{recep} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Para la corriente de recepción se hace uso de (3.17), solamente se modifica el orden de los voltajes. Las pérdidas se pueden obtener al sumar la potencia de envío más la potencia de recepción.

$$S_{perd}^{abc} = S_{tot}^{envio} + S_{tot}^{recep} \quad (3.18)$$

Para calcular la corriente en el lado de envío se usa (3.19) y para la corriente en el nodo de recepción se usa (3.20).

$$\begin{bmatrix} I_a^{env} \\ I_b^{env} \\ I_c^{env} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{abc}^{linea} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} I_a^{\text{rec}} \\ I_b^{\text{rec}} \\ I_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} = \left[Y_{\text{abc}}^{\text{linea}} \right] \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} \\ V_b^{\text{rec}} \\ V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{\text{env}} \\ V_b^{\text{env}} \\ V_c^{\text{env}} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Aplicando la fórmula de la potencia aparente:

$$[S_{\text{abc}}]_{3 \times 1} = [V_{\text{abc}}^{\text{prim}}]_{3 \times 3} [I_{\text{abc}}]_{3 \times 1}^* \quad (3.21)$$

Sustituyendo (3.19) y (3.20) en (3.21) se obtiene la potencia de envío por medio de (3.22) y la potencia de recepción usando (3.23).

$$\begin{bmatrix} S_a^{\text{env}} \\ S_b^{\text{env}} \\ S_c^{\text{env}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{\text{env}} & & \\ & V_b^{\text{env}} & \\ & & V_c^{\text{env}} \end{bmatrix} \left[(Y_{\text{abc}}^{\text{linea}})^* \right] \begin{bmatrix} V_a^{\text{env}} \\ V_b^{\text{env}} \\ V_c^{\text{env}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} \\ V_b^{\text{rec}} \\ V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix}^* \quad (3.22)$$

$$\begin{bmatrix} S_a^{\text{rec}} \\ S_b^{\text{rec}} \\ S_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} & & \\ & V_b^{\text{rec}} & \\ & & V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} \left[(Y_{\text{abc}}^{\text{linea}})^* \right] \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} \\ V_b^{\text{rec}} \\ V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{\text{env}} \\ V_b^{\text{env}} \\ V_c^{\text{env}} \end{bmatrix}^* \quad (3.23) \quad \text{®}$$

Al sustituir (3.12) y (3.13) en (3.8) se tiene (3.14), para calcular las pérdidas de cada una de las líneas.

$$\begin{bmatrix} S_a^{\text{perd}} \\ S_b^{\text{perd}} \\ S_c^{\text{perd}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} & & \\ & V_b^{\text{rec}} & \\ & & V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} \\ V_b^{\text{rec}} \\ V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} - \left[(Y_{\text{abc}}^{\text{linea}})^* \right] \begin{bmatrix} V_a^{\text{rec}} \\ V_b^{\text{rec}} \\ V_c^{\text{rec}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{\text{env}} \\ V_b^{\text{env}} \\ V_c^{\text{env}} \end{bmatrix}^* \quad (3.24)$$

3.4.1 Efecto en voltaje y potencia al modificarse la corriente nodal.

A partir de (3.18) se analiza cómo se afecta el voltaje al cambiar las corrientes nodales. Proponiéndose (3.25) para calcular los cambios en la potencia aparente. En forma matricial, se tiene el modelo incremental en (3.25.a).

$$[\Delta S] = [\Delta V][\Delta I]^* \quad (3.25)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta S_a \\ \Delta S_b \\ \Delta S_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_a^n & & \\ & \Delta V_b^n & \\ & & \Delta V_c^n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_a^n \\ \Delta I_b^n \\ \Delta I_c^n \end{bmatrix}^* \quad (3.25.a)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta I_a^n \\ \Delta I_b^n \\ \Delta I_c^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\Delta V_a^n)^* & & \\ & (\Delta V_b^n)^* & \\ & & (\Delta V_c^n)^* \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta S_a \\ \Delta S_b \\ \Delta S_c \end{bmatrix}^* \quad (3.25.b)$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Partiendo de (3.26) para la solución del sistema se tiene (3.26.a).

$$\begin{bmatrix} Y_{\text{sistema}}^{\text{nodal}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^{\text{abc}} \\ V_2^{\text{abc}} \\ V_3^{\text{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{\text{gen}}^{\text{abc}} \\ 0 \\ I_{\text{carga}}^{\text{abc}} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} V_1^{\text{abc}} \\ V_2^{\text{abc}} \\ V_3^{\text{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{\text{sistema}}^{\text{nodal}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_{\text{gen}}^{\text{abc}} \\ 0 \\ I_{\text{carga}}^{\text{abc}} \end{bmatrix} \quad (3.26.a)$$

Con (3.26.a) se puede calcular el incremento en los voltajes nodales a partir de incrementos de las corrientes nodales; posteriormente se calcula la potencia aparente con (3.25.a)

3.5 Perfil de voltaje y pérdidas

3.5.1 Sistema trifásico de cinco nodos

Para visualizar de manera completa el sistema trifásico se presenta a continuación el diagrama unifilar incluyendo las demandas en los nodos correspondientes.

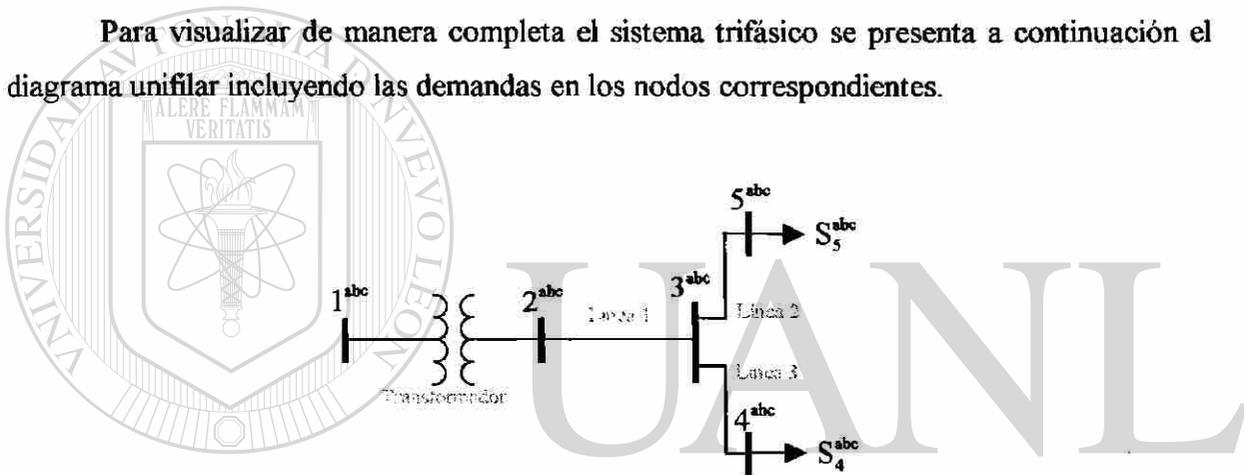


Fig. 3.7 Diagrama unifilar para un sistema trifásico de cinco nodos.

3.5.1.1 Resultados y gráfica de voltajes para el sistema trifásico de cinco nodos.

La gráfica de la Figura 3.8 muestra los voltajes por fase en cada nodo del sistema de la Figura 3.7. El circuito está formado por un equivalente del sistema en 115 kilovolts, el cual se obtiene a partir del nivel de corto circuito en este punto; también un transformador delta-estrella de 115/13.8 kilovolts en su tap nominal. Una línea de 250 metros, 2 líneas de 50 metros con las siguientes características: las tres líneas trifásicas operando a 13.8 kilovolts, construida en postes de 12 metros con estructura tipo T, usando conductor de 397.5 MCM AAC (aluminio desnudo). Finalmente se representa un usuario con una carga de 1.5

MVA y otro de 4.5 MVA, los cuales se encuentran al final del circuito y están representados por potencia S_4 y S_5 .

Esta configuración es representativa de un sistema de distribución radial con una sola fuente de alimentación. La caída de tensión por fase no es igual ya que la impedancia mutua de la línea es diferente para las tres fases debido a la asimetría de la construcción de la línea primaria; aún cuando la carga fue considerada balanceada. También la caída de tensión muestra el sentido en que seguramente fluye la potencia reactiva, debido a que sólo existe una fuente de reactivos que es el equivalente del sistema.

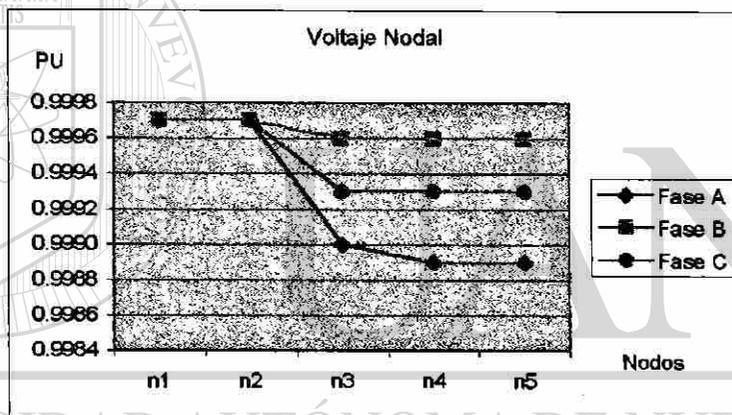


Fig. 3.8 Perfil del Voltaje Nodal en un sistema trifásico balanceado de 5 nodos.

La gráfica de la Figura 3.9 muestra que los ángulos son iguales para las tres fases, condición que muestra el sistema trifásico balanceado de cinco nodos. Debe notarse que se efectuaron los ajustes necesarios para poder comparar los ángulos de fase; debido a que éstos se encuentran desfasados 120 grados y 240 grados respecto a referencia.

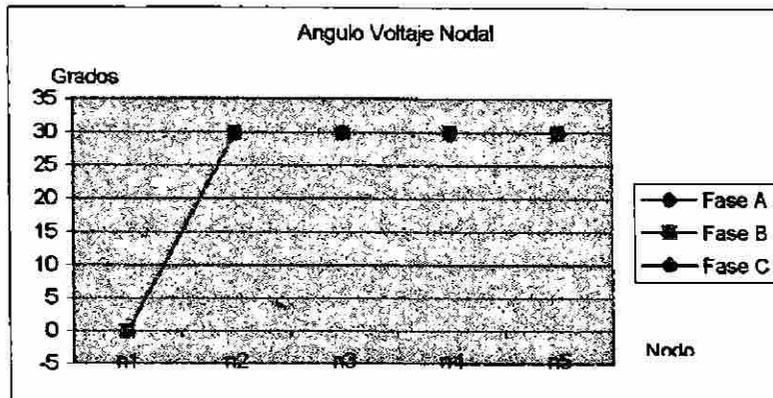


Fig. 3.9 Ángulo del Voltaje Nodal en un sistema trifásico balanceado de 5 nodos.

Para las pérdidas la gráfica de la Figura 3.10 muestra que la línea 1 tiene la mayor cantidad de pérdidas debido a que es la que conduce la totalidad de la potencia. La línea 2 comparada con la línea 3 es la de mayores pérdidas por conducir mayor potencia, aun cuando tienen de las mismas características.

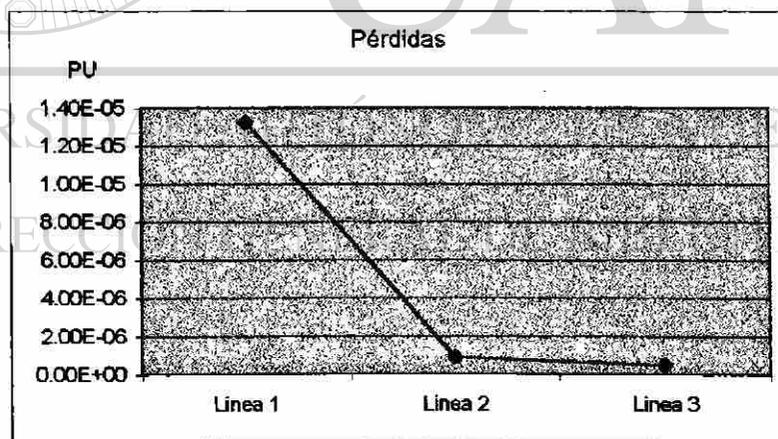


Fig. 3.10 Pérdidas en las líneas de un sistema trifásico balanceado de 5 nodos.

3.5.1.2 Modelo incremental para el sistema trifásico de cinco nodos

Usando el sistema trifásico de 5 nodos, Figura 3.7, se analiza el efecto que causa una corriente de $0.005+0.005i$ por unidad en el nodo 1 en sus tres fases; es decir en el lado de 115

kilovolts, después del equivalente del sistema. Resultando un decremento en el valor absoluto del voltaje 0.00021637. La Tabla 3.1 muestra el cambio del voltaje nodal debido a que la corriente afecta directamente al sistema. Los nodos de la red aparentemente no sufren efecto, pero si el voltaje en el nodo de alimentación, es decir, después del equivalente del sistema.

Tabla 3.1 Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 1.

Nodo	Fase	Cambio en el voltaje Nodal
N1	A	0.0001530 – 0.0001530i
N1	B	0.0001530 – 0.0001530i
N1	C	0.0001530 – 0.0001530i
N2	A	0.0000 – 0.0000i
N2	B	-0.0000 + 0.0000i
N2	C	-0.0000 + 0.0000i
N3	A	0.0000 – 0.0000i
N3	B	-0.0000 + 0.0000i
N3	C	-0.0000 + 0.0000i
N4	A	0.0000 – 0.0000i
N4	B	-0.0000 + 0.0000i
N4	C	-0.0000 + 0.0000i
N5	A	0.0000 – 0.0000i
N5	B	0.0000 – 0.0000i
N5	C	-0.0000 + 0.0000i

La Tabla 3.2 muestra el cambio en la potencia debido a que el incremento en la corriente afecta directamente al sistema, los nodos de la red no sufren efecto. Pero se ve afectada la potencia suministrada por el equivalente del sistema. Esto es debido a que sólo existe un nodo de alimentación del sistema de distribución.

Tabla 3.2 Efecto en la potencia por corriente en el nodo 1.

Nodo	Fas	Cambio en las Perdidas
N1	A	$0 + 0.000001530i$
N1	B	$0 + 0.000001530i$
N1	C	$0 + 0.000001530i$
N2	A	0
N2	B	0
N2	C	0
N3	A	0
N3	B	0
N3	C	0
N4	A	0
N4	B	0
N4	C	0
N5	A	0
N5	B	0
N5	C	0

Ahora se plantea un análisis del efecto que causa una corriente de un valor de $0.005+0.005i$ por unidad en el nodo 2 en sus tres fases; es decir en el lado secundario del transformador y en la carga local que representa el resto de la carga del transformador. Resulta, en este caso, un decremento en el valor absoluto del voltaje 0.000034365 ; en cada uno de los nodos del circuito de distribución. La Tabla 3.3 muestra el cambio en el voltaje debido a una corriente en el nodo 2, teniendo efecto en el transformador y todos los nodos de la red se afectan con el mismo valor.

Tabla 3.3 Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 2.

Nodo	Fase	Cambio en el Voltaje Nodal
N1	A	0.0000 - 0.0000i
N1	B	0.0000 - 0.0000i
N1	C	-0.0000 - 0.0000i
N2	A	0.00002430 - 0.00002430i
N2	B	0.00002430 - 0.00002430i
N2	C	0.00002430 - 0.00002430i
N3	A	0.00002430 - 0.00002430i
N3	B	0.00002430 - 0.00002430i
N3	C	0.00002430 - 0.00002430i
N4	A	0.00002430 - 0.00002430i
N4	B	0.00002430 - 0.00002430i
N4	C	0.00002430 - 0.00002430i
N5	A	0.00002430 - 0.00002430i
N5	B	0.00002430 - 0.00002430i
N5	C	0.00002430 - 0.00002430i

La Tabla 3.4 muestra el cambio en la potencia ya que la corriente afecta directamente al comportamiento del transformador. Solamente se afecta la potencia en el nodo 2.

Tabla 3.4 Efecto en la potencia por corriente en el nodo 2.

Nodo	Fase	Cambio en la Potencia
N1	A	0
N1	A	0
N1	B	0
N1	C	0
N2	A	-0.0000 + 0.0000002430i
N2	B	-0.0000 + 0.0000002430i
N2	C	-0.0000 + 0.0000002430i
N3	A	0
N3	B	0
N3	C	0
N4	A	0
N4	B	0
N4	C	0
N5	A	0
N5	B	0
N5	C	0

Nuevamente se plantea un análisis del efecto que causa una corriente de un valor de $0.005+0.005i$ por unidad en el nodo 5 en sus tres fases, es decir en un nodo de carga, el cual

se encuentra en uno de los extremos del circuito. La Tabla 3.5 muestra que debido a una corriente en el nodo 5 se afecta directamente al circuito de distribución, todos los nodos de la red se ven afectados con un valor diferente. La tercer columna muestra el incremento del valor complejo del cambio del voltaje nodal, la columna cuatro muestra el incremento del valor absoluto del voltaje nodal.

Tabla 3.5 Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 5.

Incremento en el Voltaje Nodal			
Nodo	Fase	Valor angular(complejo)	Valor absoluto
n1	A	0.0000 + 0.0000i	0
n1	B	-0.0000 - 0.0000i	0
n1	C	-0.0000 - 0.0000i	0
n2	A	0.0000 - 0.0000i	0
n2	B	0.0000 - 0.0000i	0
n2	C	0.0000 - 0.0000i	0
n3	A	0.0010 - 0.0015i	0.0018
n3	B	0.0011 - 0.0015i	0.0018
n3	C	0.0010 - 0.0014i	0.0017
n4	A	0.0010 - 0.0015i	0.0018
n4	B	0.0011 - 0.0015i	0.0018
n4	C	0.0010 - 0.0014i	0.0017
n5	A	0.0012 - 0.0018i	0.0022
n5	B	0.0013 - 0.0018i	0.0022
n5	C	0.0011 - 0.0017i	0.0020

La Tabla 3.6 muestra que debido a la corriente en el nodo 5 se afecta directamente este nodo.

Tabla 3.6 Efecto en la potencia por corriente en el nodo 5.

Nodo	Fase	Incremento de la Potencia Nodal
n1	a	0
n1	b	0
n1	c	0
n2	a	0
n2	b	0
n2	c	0
n3	a	0
n3	b	0
n3	c	0
n4	a	0
n4	b	0
n4	c	0
n5	a	0.00000267 + 0.00001515i
n5	b	0.00000267 + 0.00001515i
n5	c	0.00000267 + 0.00001515i

Por último se analiza el efecto que causa la corriente de valor $0.005+0.005i$ por unidad en el nodo 4 en la fase A. La Tabla 3.7 muestra que debido a la corriente se afecta directamente al circuito de distribución, todos los nodos de la red sufren modificación a un valor diferente. La tercera columna muestra el incremento del valor complejo del cambio del voltaje nodal, la cuarta columna muestra el incremento del valor absoluto del voltaje nodal.

Tabla 3.7 Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 4.

Nodo	Fase	Incremento Voltaje Nodal	Valor Absoluto
		*e-3	e-3
N1	A	0.0855 - 0.0855i	0.0001
N1	B	-0.0855 + 0.0855i	0.0001
N1	C	0.0000 - 0.0000i	0.0000
N2	A	0.1231 - 0.1231i	0.0002
N2	B	-0.0494 + 0.0494i	0.0001
N2	C	-0.0494 + 0.0494i	0.0001
N3	A	0.5446 - 0.8334i	0.0010
N3	B	0.2975 - 0.3753i	0.0005
N3	C	0.2022 - 0.2800i	0.0003
N4	A	0.6289 - 0.9755i	0.0012
N4	B	0.3669 - 0.4602i	0.0006
N4	C	0.2526 - 0.3459i	0.0004
N5	A	0.5446 - 0.8334i	0.0010
N5	B	0.2975 - 0.3753i	0.0005
N5	C	0.2022 - 0.2800i	0.0003

La Tabla 3.8 muestra que debido a la corriente en el nodo se afecta directamente al nodo 4. Solamente se afecta localmente la potencia, es decir la del nodo 4 la fase A.

Tabla 3.8 Efecto en la potencia por corriente en el nodo 4.

Nodo	Fase	Incremento en la Potencia Nodal
n1	a	0
n1	b	0
n1	c	0
n2	a	0
n2	b	0
n2	c	0
n3	a	0
n3	b	0
n3	c	0
n4	a	0.000001733 + 0.000008022i
n4	b	0
n4	c	0
n5	a	0
n5	b	0
n5	c	0

3.5.2 Sistema trifásico de diez nodos.

Se estudia un circuito de 4 kilómetros de línea primaria en 13.8 kilovolts, con conductor 397.5 MCM AAC, en estructura tipo T, con postes de 12 metros de altura. Una carga de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado, carga se considera uniformemente distribuida a lo largo del circuito, el circuito tiene ocho líneas; de igual longitud cada una. Al final del circuito se considera una carga concentrada de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. La carga se considera balanceada en todos los nodos.

3.5.2.1 Resultados y gráfica de voltaje para sistema trifásico balanceado con diez nodos

La gráfica de la Figura 3.10 muestra la caída de tensión en el sistema de 10 nodos, lo cual es representativo de un sistema de distribución radial con una sola fuente de alimentación. La caída de tensión por fase no es igual debido a que la impedancia mutua de la línea es diferente debido a la asimetría de la línea primaria, aun cuando la carga fue considerada balanceada. También la caída de tensión da indicios del sentido en que fluye la potencia reactiva, lo cual es debido a que la fuente de reactivos es el equivalente del sistema.

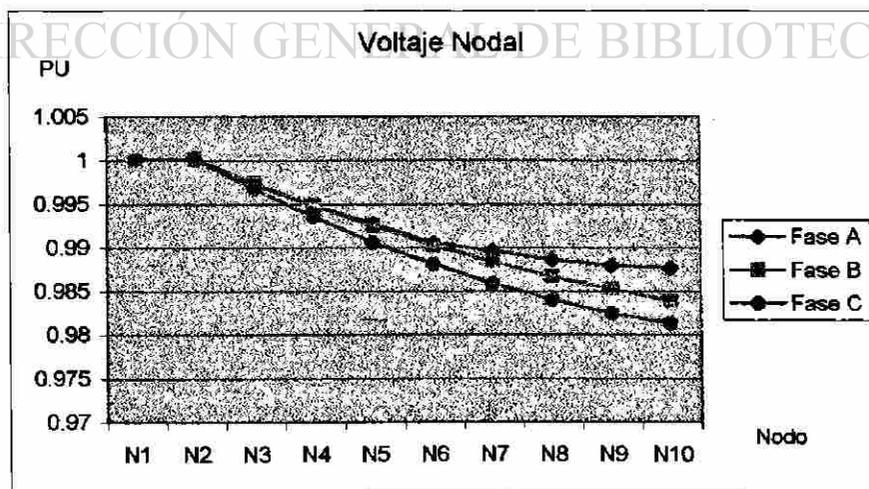


Fig. 3.11 Perfil del Voltaje Nodal en un circuito de 10 nodos.

En la Figura 3.11 se muestra el ángulo nodal para la fase A en la que el transformador conectado entre los nodos 1 y 2 desplaza el ángulo en 30 grados, debido a la conexión delta-estrella. Se encuentra que tal incremento entre los nodos del 2 al 10 es el mismo.

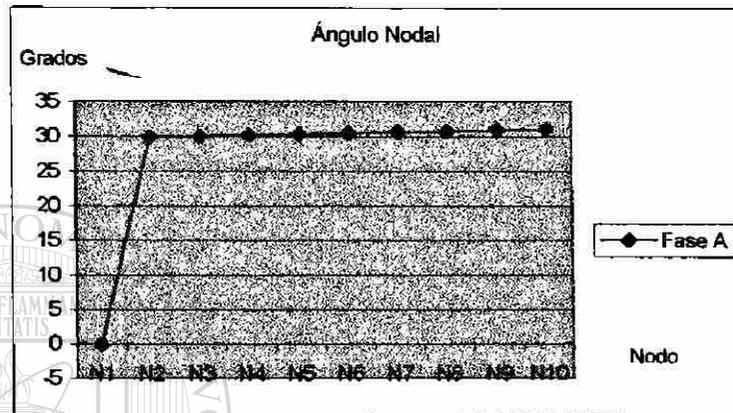


Fig. 3.12 Ángulo del Voltaje Nodal de la fase A en un sistema trifásico de 10 nodos.

En la Figura 3.12 se muestra el ángulo nodal para la fase B en la que el transformador conectado entre los nodos 1 y 2 desplaza el ángulo en 30 grados. Se tiene el mismo comentario que en el párrafo anterior para la fase A.

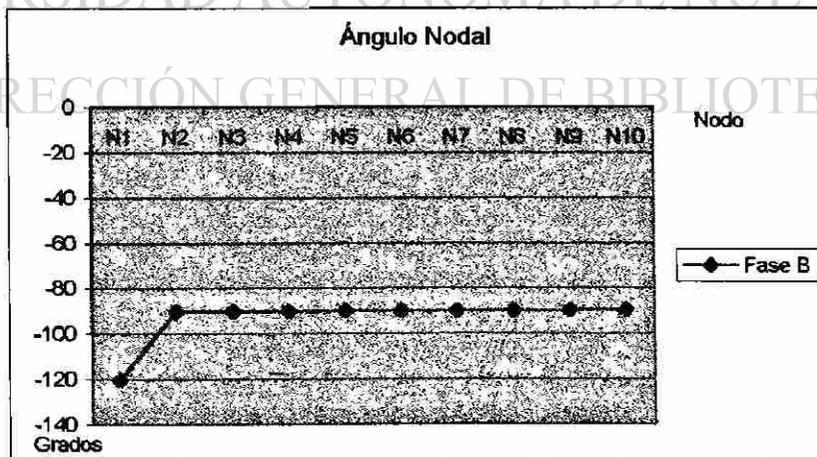


Fig. 3.13 Ángulo del Voltaje Nodal de la fase B en un sistema trifásico de 10 nodos.

En la Figura 3.14 se muestra el ángulo nodal para la fase C en la que el transformador conectado entre los nodos 1 y 2 desplaza el ángulo en 30 grados. Se tiene el mismo comentario que en el párrafo anterior para la fase A.

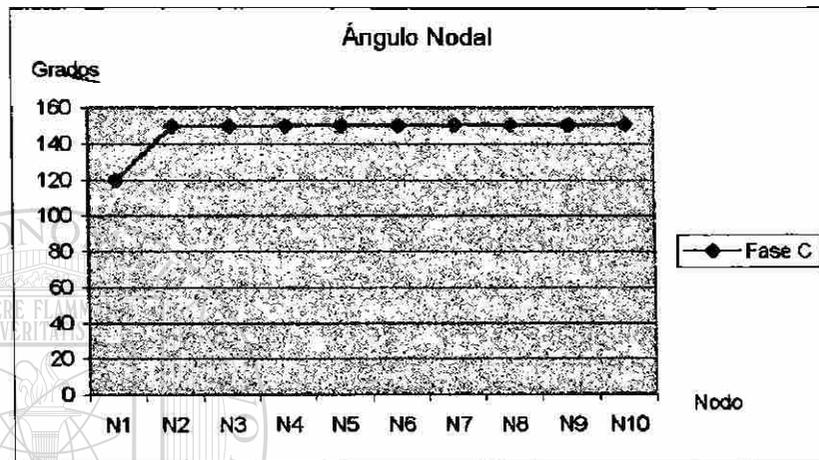


Fig. 3.14 Ángulo del Voltaje Nodal de la fase C en un sistema trifásico balanceado de 10 nodos.

La Tabla 3.9 muestra los valores de un sistema trifásico balanceado de diez nodos; mostrando el desplazamiento de 0, 120 y 240 grados para las 3 fases, respectivamente.

Tabla 3.9 Ángulo Nodal en sistema trifásico balanceado de diez nodos.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	-0.1024	-119.8978	119.8978
N2	29.8815	-90.1182	149.8817
N3	30.0124	-90.0945	149.9528
N4	30.1484	-90.0591	150.0355
N5	30.2896	-90.0121	150.1299
N6	30.4358	-89.9533	150.2363
N7	30.5871	-89.8829	150.3546
N8	30.7432	-89.8006	150.4850
N9	30.9041	-89.7067	150.6274
N10	31.0697	-89.6009	150.7819

3.5.2.2 Efecto en el voltaje al modificarse la corriente nodal en un sistema trifásico de 10 nodos.

Primeramente se analiza el caso de una demanda en un valor de 12 MVA con un factor de potencia de 0.9; ubicada en el nodo trifásico 2, es decir a la salida del circuito inmediatamente en el lado secundario del transformador. En la Tabla 3.10 el caso que se presenta es el equivalente a transferir la carga de dos circuitos en la subestación. Como se observa el voltaje cae en el nodo 1, es decir en el lado de 115 kilovolts; y como no hay carga en el resto del circuito el voltaje se mantiene en el resto del circuito.

Tabla 3.10 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos, con 12 MVA en el nodo 2.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9992	0.9992	0.9992
N2	0.9991	0.9991	0.9991
N3	0.9991	0.9991	0.9991
N4	0.9991	0.9991	0.9991
N5	0.9991	0.9991	0.9991
N6	0.9991	0.9991	0.9991
N7	0.9991	0.9991	0.9991
N8	0.9991	0.9991	0.9991
N9	0.9991	0.9991	0.9991
N10	0.9991	0.9991	0.9991

La Tabla 3.11 muestra que la potencia real fluye del nodo 1 al nodo 2, lo que confirma que sólo existe carga en el nodo 2.

Tabla 3.11 Ángulo Nodal en sistema trifásico de diez nodos, con 12 MVA en el nodo 2.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	-0.0612	-120.0612	119.9388
N2	29.9295	-90.0705	149.9295
N3	29.9295	-90.0705	149.9295
N4	29.9295	-90.0705	149.9295
N5	29.9295	-90.0705	149.9295
N6	29.9295	-90.0705	149.9295
N7	29.9295	-90.0705	149.9295
N8	29.9295	-90.0705	149.9295
N9	29.9295	-90.0705	149.9295
N10	29.9295	-90.0705	149.9295

Ahora se analiza el caso de una demanda en un valor de 6 MVA, con factor de potencia 0.9; ubicada en el nodo trifásico 10, es decir al final del circuito de distribución. Además se incluye la carga de 6 MVA en los nodos 5, 7, y 9. El factor de potencia es de 0.9 para el circuito. De la Tabla 3.12 se puede observar que el valor del voltaje en la fase A queda abajo del valor, de un 5 % máximo de caída permitida.

Tabla 3.12 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos, con 6 MVA en el nodo 10 y 2 MVA en los 5, 7 y 9.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9986	0.9986	0.9986
N2	0.9984	0.9984	0.9984
N3	0.9894	0.9944	0.9909
N4	0.9804	0.9905	0.9834
N5	0.9714	0.9867	0.9760
N6	0.9639	0.9835	0.9698
N7	0.9565	0.9803	0.9636
N8	0.9505	0.9778	0.9587
N9	0.9445	0.9753	0.9537
N10	0.9400	0.9735	0.9500

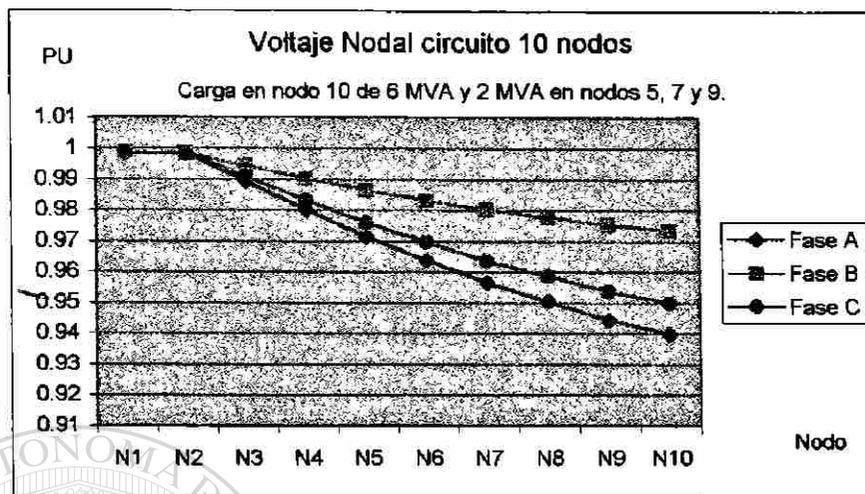


Fig. 3.15 Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con 12 MVA y fp 0.9.

Suponiendo a esta configuración como un sistema real, se puede operar con la carga en los nodos 5, 7 y 9, pero no sería conveniente que respaldara a otro circuito, es decir no puede trabajar con carga transferida de otro circuito.

Finalmente se analiza el caso de demanda de 6 MVA con un fp de 0.9; en el nodo 10, al extremo del circuito de distribución. Se incluye carga de 4 MVA del circuito en los nodos 5, 7, y 9; sólo en las fases A y C. El fp es de 0.9 para el circuito. En la Tabla 3.13 puede observarse cómo se eleva el voltaje en la fase B la cual no tiene carga.

Tabla 3.13 Voltaje Nodal, red de diez nodos, 6 MVA en nodo 10 y 1.333 MVA en 5, 7 y 9.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9992	0.9992	0.9995
N2	0.9990	0.9993	0.9993
N3	0.9960	1.0005	0.9933
N4	0.9931	1.0016	0.9873
N5	0.9902	1.0028	0.9814
N6	0.9875	1.0032	0.9768
N7	0.9849	1.0037	0.9722
N8	0.9824	1.0035	0.9690
N9	0.9800	1.0032	0.9658
N10	0.9778	1.0023	0.9640

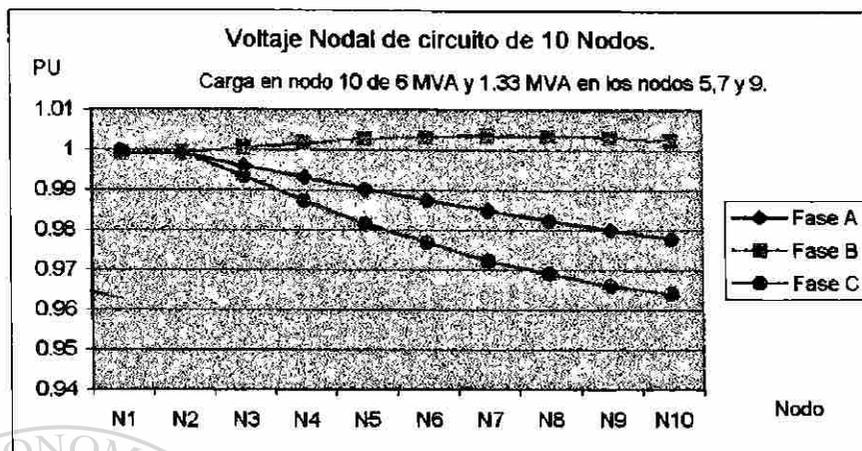


Figura 3.16 Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con 10 MVA y fp 0.9.

Como se observa en la Figura 3.15 el voltaje en la fase B se eleva pero no toma un valor fuera de un rango aceptable. Es de observar que los circuitos deben estar lo más balanceados posibles, para evitar se presente una elevación de voltaje en la fase que se encuentra sin carga.

3.6 Modelado de taps.

Para efectuar un análisis de las ventajas que se tienen al utilizar el cambiador de tap en el lado primario del transformador de potencia, se estudia nuevamente el sistema trifásico, el cual tiene las siguientes características: circuito balanceado con diez nodos, carga de 6 MVA uniformemente distribuida (misma carga en todos los nodos) y otra carga de 6 MVA concentrada en el último nodo. Como puede observarse en la Tabla 3.14 y en la Figura 3.17 el efecto de subir tap es contrario al deseado, es decir el voltaje en la red de distribución disminuye, lo cual se explica por el modelo usado para el tap en la matriz de admitancias nodal.

Tabla 3.14 Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, tap en 1.05.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9504	0.9504	0.9504
N3	0.9455	0.9478	0.9461
N4	0.9409	0.9453	0.9421
N5	0.9365	0.9430	0.9383
N6	0.9325	0.9408	0.9349
N7	0.9288	0.9389	0.9316
N8	0.9254	0.9370	0.9287
N9	0.9223	0.9354	0.9260
N10	0.9196	0.9339	0.9236

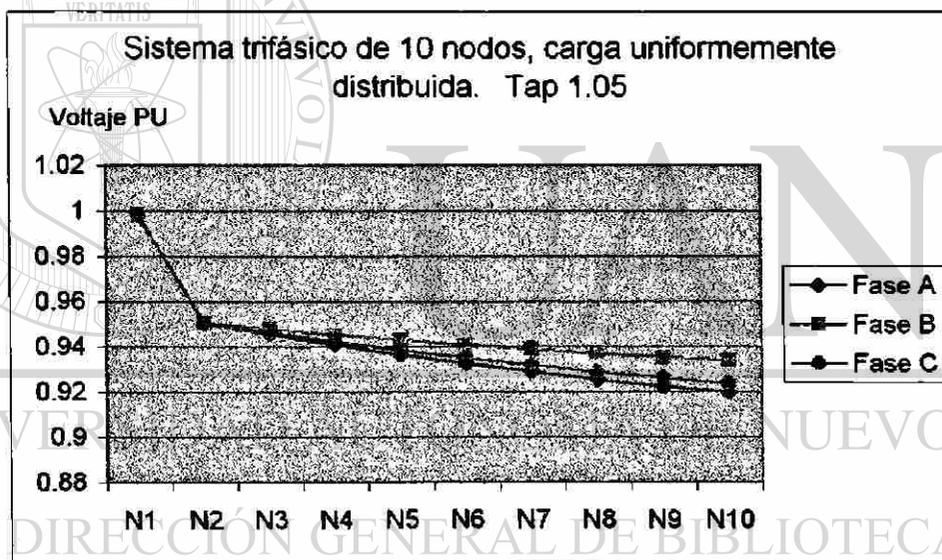


Fig. 3.17 Voltaje Nodal de un sistema trifásico de 10 nodos con carga uniformemente distribuida; tap en 1.05.

Como puede observarse en la Tabla 3.15 y en la gráfica de la Figura 3.18 el efecto de subir tap es el deseado, que es el de incrementar el voltaje en la red de distribución.

Tabla 3.15 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos, tap en 0.95.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	1.0505	1.0505	1.0505
N3	1.0460	1.0481	1.0466
N4	1.0419	1.0458	1.0430
N5	1.0380	1.0437	1.0396
N6	1.0343	1.0418	1.0365
N7	1.0310	1.0400	1.0336
N8	1.0279	1.0383	1.0310
N9	1.0252	1.0369	1.0286
N10	1.0227	1.0355	1.0264

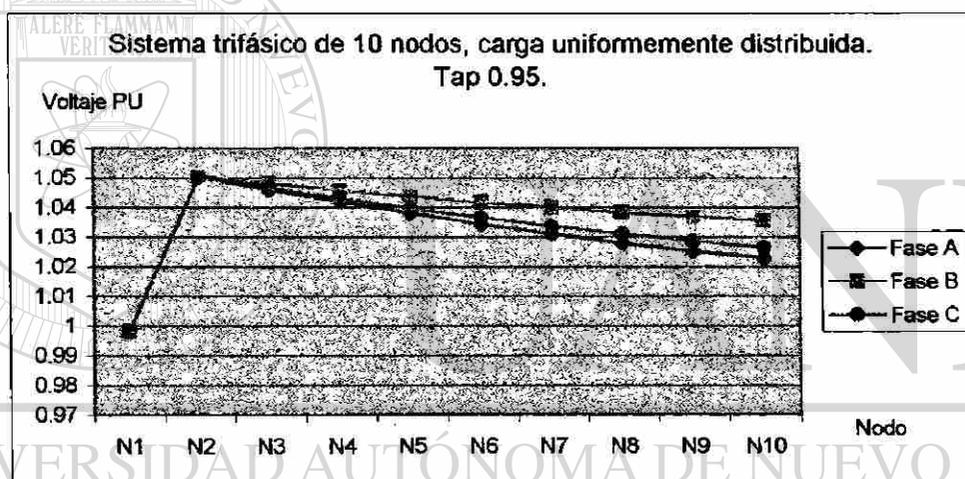


Fig. 3.18 Voltaje Nodal de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap en 0.95.

3.6.1 Modelado de taps, para condición de baja demanda y para alta demanda.

Enseguida se presentan resultados de estudiar el ejemplo anterior del sistema trifásico de 10 nodos pero con baja carga. Primeramente se presenta la solución para el caso de operar en el tap nominal. Al comparar la gráfica de la Figura 3.19 y la gráfica de la Figura 3.20, que es el perfil del voltaje del circuito para una carga de 4 MVA y 6 MVA respectivamente, se observa como es de esperar que a mayor carga se presenta una mayor caída de tensión.

Tabla 3.16 Voltaje Nodal en un sistema trifásico de diez nodos balanceado, con tap de 1.0 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9991	0.9991	0.9991
N2	0.9990	0.9990	0.9990
N3	0.9974	0.9981	0.9977
N4	0.9961	0.9974	0.9965
N5	0.9949	0.9968	0.9956
N6	0.9940	0.9962	0.9947
N7	0.9932	0.9958	0.9941
N8	0.9926	0.9955	0.9936
N9	0.9922	0.9953	0.9933
N10	0.9921	0.9952	0.9931

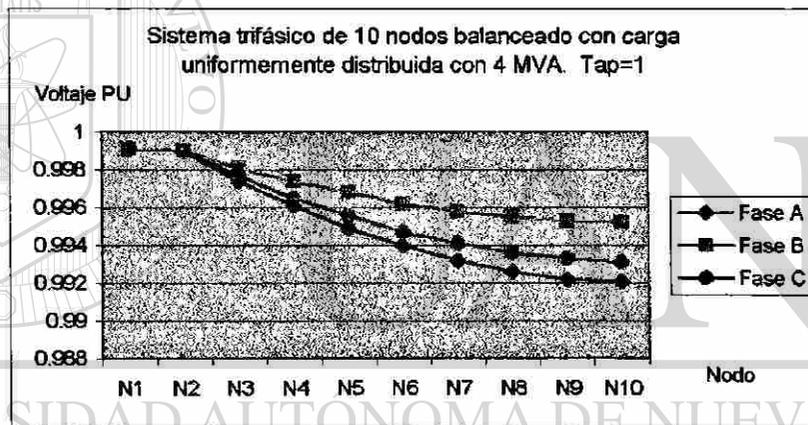


Fig. 3.19 Voltaje Nodal de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.0.

Tabla 3.17 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos balanceado, con tap de 1.0 con carga 6 MVA uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9933	0.9954	0.9939
N4	0.9889	0.9930	0.9901
N5	0.9848	0.9908	0.9865
N6	0.9809	0.9888	0.9832
N7	0.9774	0.9869	0.9801
N8	0.9742	0.9852	0.9773
N9	0.9713	0.9836	0.9748
N10	0.9686	0.9822	0.9725

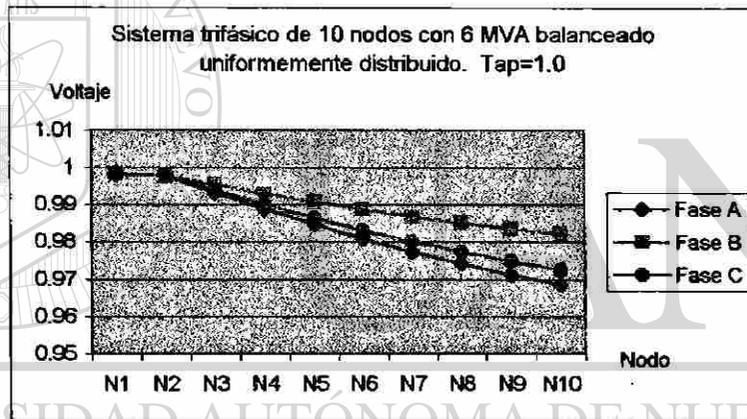


Fig. 3.20 Voltaje Nodal de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, con carga de 6 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.0.

Tabla 3.18 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos balanceado, con tap de 1.05 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9991	0.9991	0.9991
N2	0.9514	0.9514	0.9514
N3	0.9498	0.9505	0.9501
N4	0.9484	0.9498	0.9489
N5	0.9472	0.9491	0.9478
N6	0.9462	0.9485	0.9470
N7	0.9454	0.9481	0.9463
N8	0.9448	0.9478	0.9458
N9	0.9444	0.9476	0.9454
N10	0.9441	0.9474	0.9452

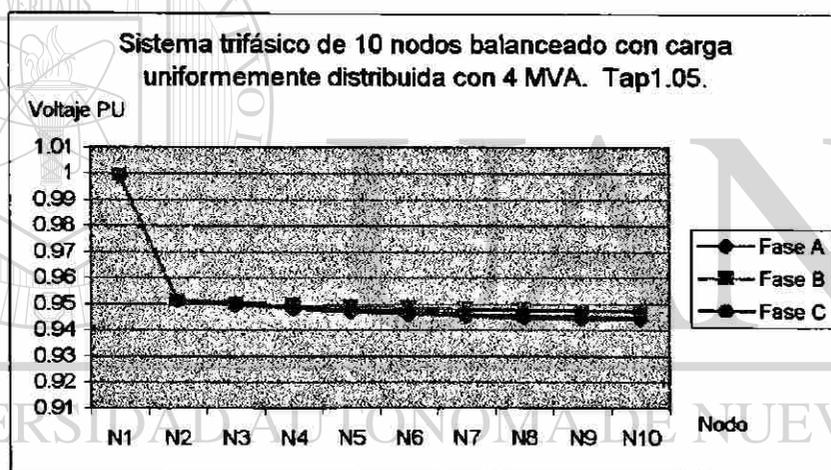


Fig. 3.21 Voltaje Nodal de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.05.

Tabla 3.19 Voltaje Nodal en sistema trifásico de diez nodos balanceado, con tap de 0.95 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9991	0.9991	0.9991
N2	1.0515	1.0515	1.0515
N3	1.0501	1.0507	1.0503
N4	1.0488	1.0500	1.0492
N5	1.0477	1.0494	1.0483
N6	1.0468	1.0489	1.0475
N7	1.0461	1.0485	1.0469
N8	1.0455	1.0482	1.0464
N9	1.0451	1.0480	1.0461
N10	1.0450	1.0479	1.0460

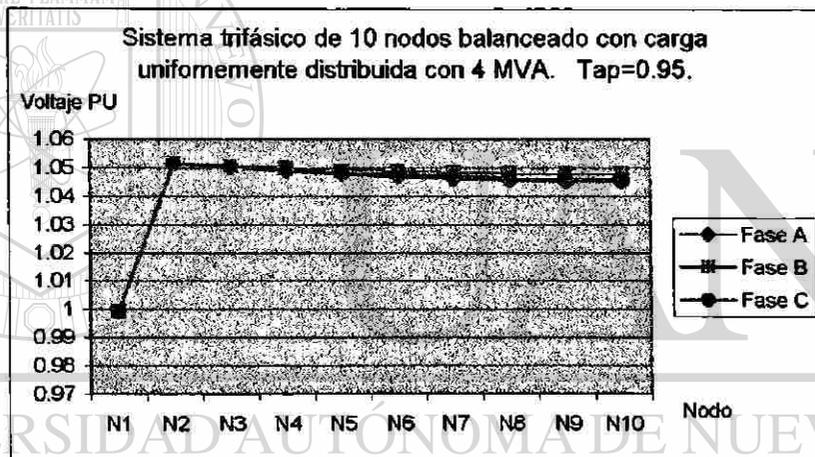


Fig. 3.22 Voltaje Nodal de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 0.95.

De la gráfica en la Figura 3.22 y de la gráfica en la Figura 3.19, se concluye que el transformador debe operar en tap 1 para baja demanda; y para alta demanda se debe operar en el tap 0.95.

3.7 Análisis de circuitos Mallados.

En esta sección se estudian dos circuitos uno de 4 kilómetros y el otro de 4.1 kilómetros de línea primaria en 13.8 kilovolts, con conductor 397.5 MCM AAC, en estructura tipo T, con postes de 12 metros de altura. Se considera una carga de 6 MVA para cada circuito, con factor de potencia de 0.8 atrasado. La carga se toma uniformemente distribuida a lo largo del circuito, dividiéndose el primer circuito en ocho líneas y el segundo con diez líneas; resultando un sistema trifásico de 22 nodos, 19 líneas, 2 equivalentes del sistema y dos transformadores delta-estrella.

La carga se distribuye en el primer circuito a partir del nodo 3 hasta el nodo 9 en uniformemente. Para el segundo circuito la carga se reparte uniformemente del nodo 12 al nodo 20. La Tabla 3.20 muestra el comportamiento del voltaje para un sistema trifásico mallado de 22 nodos, con 2 fuentes. Los dos transformadores están operando con posición de tap 1.00.

Tabla 3.20 Voltaje Nodal sistema trifásico mallado de veintidós nodos balanceados, con tap de 1.0, carga uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9993	0.9985	0.9985
N2	1.0007	0.9945	0.9945
N3	0.9729	0.9688	0.9688
N4	0.9475	0.9456	0.9456
N5	0.9246	0.9249	0.9249
N6	0.9045	0.9070	0.9070
N7	0.8873	0.8919	0.8919
N8	0.8739	0.8796	0.8796
N9	0.8637	0.8702	0.8702
N10	0.8568	0.8639	0.8639
N11	0.8529	0.8604	0.8604
N12	0.8520	0.8599	0.8599
N13	0.8544	0.8625	0.8625
N14	0.8600	0.8681	0.8681
N15	0.8689	0.8766	0.8766
N16	0.8808	0.8880	0.8880
N17	0.8957	0.9021	0.9021
N18	0.9135	0.9188	0.9188
N19	0.9339	0.9380	0.9380
N20	0.9568	0.9595	0.9595
N21	0.9821	0.9831	0.9831
N22	0.9834	0.9887	0.9887

De la gráfica en la Figura 3.23 se puede sugerir que el sistema trifásico mallado de 22 nodos, debe terminar en el nodo 12. Por lo cual se forman dos sistemas independientes respecto del que se tiene originalmente operando en malla. Se formarán dos circuitos, uno para los nodos del 1 al 12 y el segundo circuito para los nodos del 22 al 12.

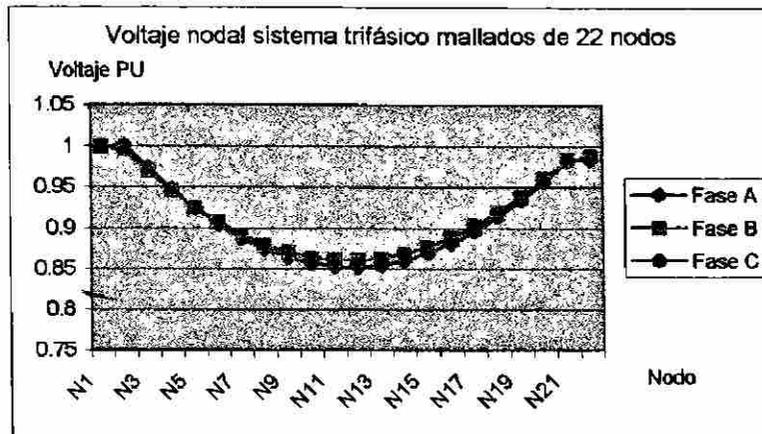


Fig. 3.23 Voltaje nodal en sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.

De las gráficas en las Figuras 3.24, 3.25 y 3.26 se puede reforzar la idea de que el sistema trifásico mallado de 22 nodos, debe de terminar en el nodo 12; formándose por esta acción los dos circuitos independientes.

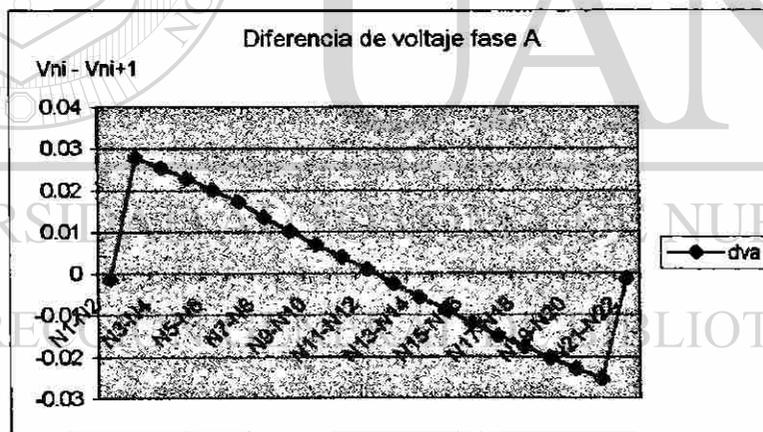


Fig. 3.24 Diferencia del Voltaje Nodal, fase A de sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.

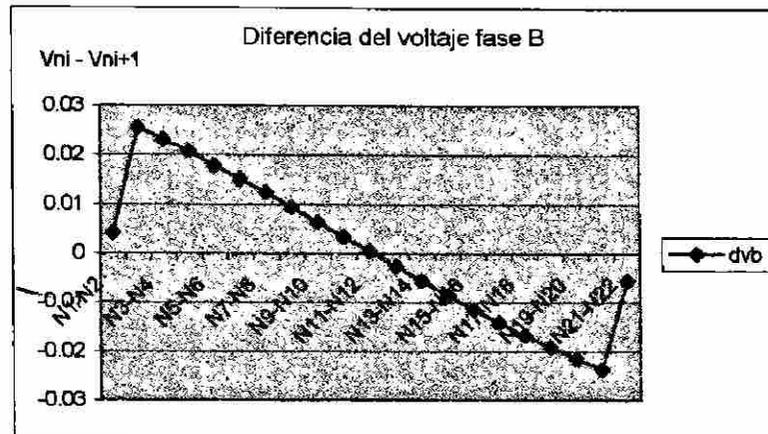


Fig. 3.25 Diferencia del Voltaje Nodal fase B del sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.

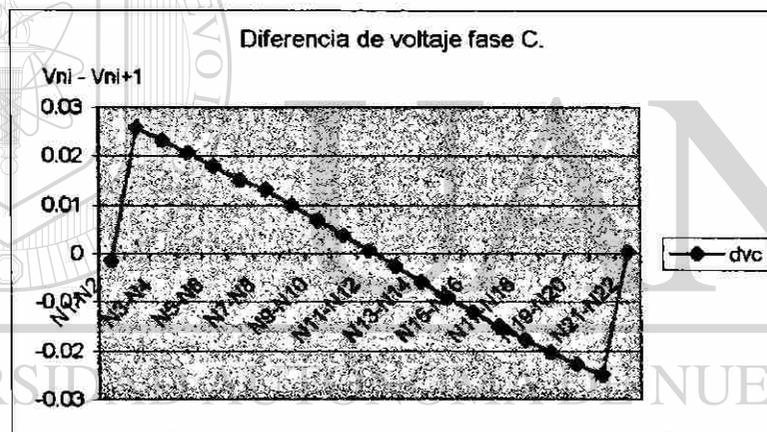


Fig. 3.26 Diferencia del Voltaje Nodal fase C del sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.

A continuación se presenta el mismo sistema trifásico mallado de 22 nodos, con las mismas condiciones de carga, solamente se modifica la posición del tap 1 que pasa de 1.00 a 1.05 y el tap 2 que pasa de 1.00 a 0.95.

Tabla 3.21 Voltaje Nodal del sistema trifásico mallado de veintidós nodos balanceados, con tap 1 de 1.05 y tap 2 de 0.95 con carga uniformemente distribuida.

	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9992	0.9985	0.9944
N2	0.9529	0.9473	0.9482
N3	0.9260	0.9226	0.9234
N4	0.9014	0.9002	0.9009
N5	0.8793	0.8803	0.8809
N6	0.8598	0.8630	0.8636
N7	0.8432	0.8485	0.8491
N8	0.8303	0.8366	0.8362
N9	0.8205	0.8275	0.8265
N10	0.8139	0.8214	0.8199
N11	0.8101	0.8180	0.8162
N12	0.8092	0.8175	0.8154
N13	0.8115	0.8199	0.8178
N14	0.8170	0.8252	0.8233
N15	0.8255	0.8334	0.8318
N16	0.8370	0.8443	0.8433
N17	0.8513	0.8578	0.8576
N18	0.8684	0.8738	0.8745
N19	0.8881	0.8922	0.8940
N20	0.9102	0.9127	0.9158
N21	0.9345	0.9353	0.9398
N22	0.9848	0.9896	0.9889

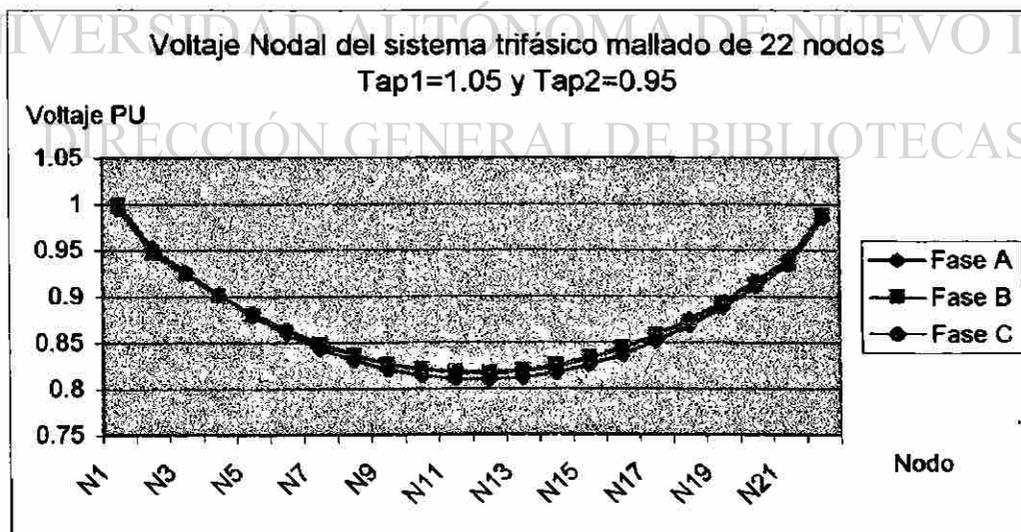


Fig. 3.27 Voltaje Nodal del sistema trifásico mallado balanceados de 22 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap 1 en 1.05 y tap 2 en 0.95.

De la gráfica de la Figura 3.28 se concluye que el punto donde se sugiere terminar un circuito está definido principalmente por la carga existente en el circuito de distribución y no por la posición en que se encuentre operando el tap del transformador que alimenta la red. En otras palabras, la potencia real (MW) que fluye de la fuente a la carga es la que determina esta condición. Para este caso de estudio se tiene que la fuente 1 alimenta la carga conectada a partir del nodo 1 hasta el nodo 12, y la fuente 2 alimentará la carga del nodo 22 hasta el nodo 12.

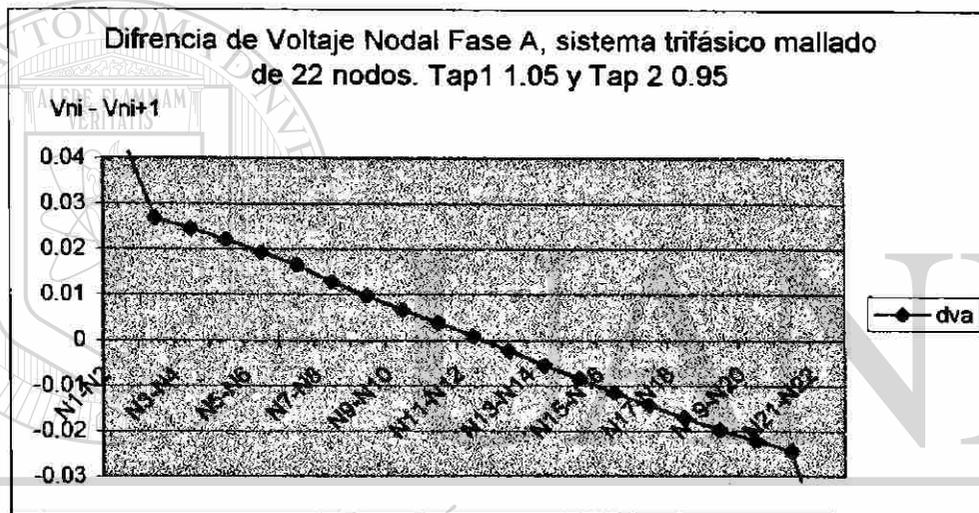


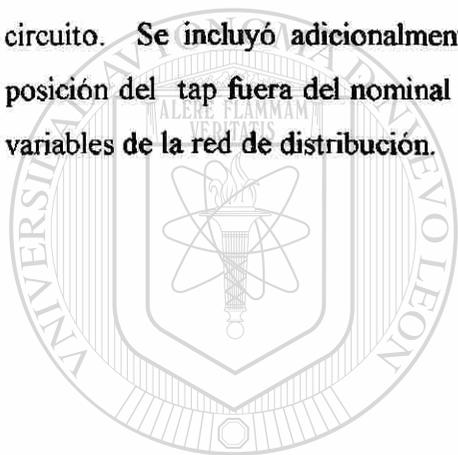
Fig. 3.28 Diferencia del Voltaje Nodal fase A del sistema trifásico balanceado de 22 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap 1 en 1.05 y tap 2 en 0.95.

3.8 Resumen

En este capítulo se presentó un modelo trifásico para el estudio de caída de tensión a través de una red de distribución. Se analiza solamente la red troncal del circuito de distribución y aún cuando esta porción de la red no es la totalidad del circuito, esta es la parte principal y la más representativa. Por lo anterior se puede considerar que los resultados obtenidos permiten probar una herramienta importante para la toma de decisiones operativas del circuito de distribución bajo estudio. También se presentaron los resultados del perfil de

voltaje para un modelo de cinco, y otro de diez nodos; para los cuales se considera carga balanceada y uniformemente distribuida.

Además se analizó el modelo de diez nodos con posición de tap arriba y debajo de la posición nominal, presentando el efecto del voltaje en el lado secundario del transformador; así como sus efectos sobre la red de distribución. Finalmente se presentó un modelo trifásico mallado de veintidós nodos trifásicos; el cual tiene dos fuentes de alimentación; y por estudios efectuados se recomienda el punto más conveniente donde debe de finalizar cada circuito. Se incluyó adicionalmente el análisis de este modelo de veintidós nodos con la posición del tap fuera del nominal a fin de lograr experiencia en valorar sus efectos sobre las variables de la red de distribución.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO 4

REDUCCIÓN DE PERDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1. Método de solución

Una vez obtenidos los resultados de flujos, se procede a calcular las pérdidas en las líneas de distribución; para lo cual se emplea el concepto de potencia enviada menos la potencia recibida en el otro extremo del elemento, para lo cual se desarrollan las ecuaciones apropiadas. Del Capítulo 3, Sección 3.4, se tiene un procedimiento para calcular las pérdidas en las líneas de distribución.

Para calcular la corriente en la línea en el lado de envío se usa (3.19) y para la calcular la corriente en el nodo de recepción se utiliza (3.20).

$$\begin{bmatrix} I_a^{env} \\ I_b^{env} \\ I_c^{env} \end{bmatrix} = [Y_{abc}^{linea}] \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a^{rec} \\ I_b^{rec} \\ I_c^{rec} \end{bmatrix} = [Y_{abc}^{linea}] \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix}$$

Con la fórmula de la potencia aparente, se tiene (3.21).

$$[S_{abc}] = [V_{abc}^{prim}] [I_{abc}]^*$$

Sustituyendo (3.19) y (3.20) en (3.21) se obtiene la potencia de envío por medio de (3.22) y la potencia de recepción por (3.23).

$$\begin{bmatrix} S_a^{env} \\ S_b^{env} \\ S_c^{env} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{env} & & \\ & V_b^{env} & \\ & & V_c^{env} \end{bmatrix} (Y_{abc}^{linea})^* \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix}^*$$

$$\begin{bmatrix} S_a^{rec} \\ S_b^{rec} \\ S_c^{rec} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{rec} & & \\ & V_b^{rec} & \\ & & V_c^{rec} \end{bmatrix} (Y_{abc}^{linea})^* \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix}^*$$

Al sustituir (3.22) y (3.23) en (3.18) se tiene (3.24) para las pérdidas en la línea.

$$\begin{bmatrix} S_a^{perd} \\ S_b^{perd} \\ S_c^{perd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{rec} & & \\ & V_b^{rec} & \\ & & V_c^{rec} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix} - (Y_{abc}^{linea})^* \begin{bmatrix} V_a^{rec} \\ V_b^{rec} \\ V_c^{rec} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_a^{env} \\ V_b^{env} \\ V_c^{env} \end{bmatrix}^*$$

4.1.1 Estudio de pérdidas usando el sistema trifásico de cinco nodos.

de cinco nodos.

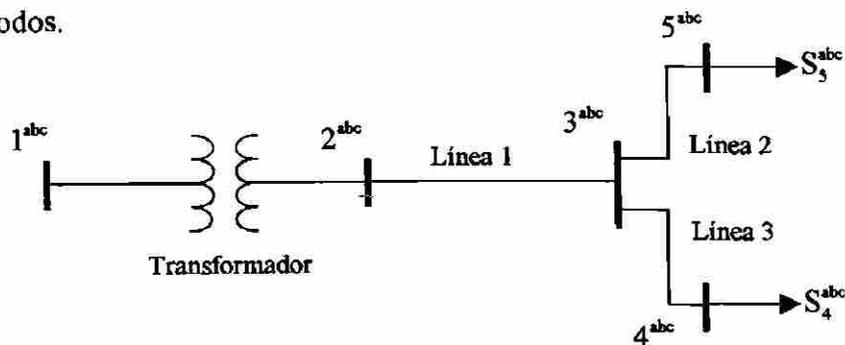


Fig. 4.1 Sistema trifásico de cinco nodos.

De la gráfica en la Figura 4.2 se tiene que la línea uno es la que tiene un valor mayor de pérdidas de potencia real; por ser la de una mayor longitud, además de conducir la carga total del circuito. También se puede observar que la fase 3 es la que tiene mayores pérdidas comparándose con las otras dos, en la Figura 4.2 se debe recordar que de la escala pu 1×10^{-6} equivale a 0.1 KW. Las características del sistema de cinco nodos se describen en la Sección 3.5.1.

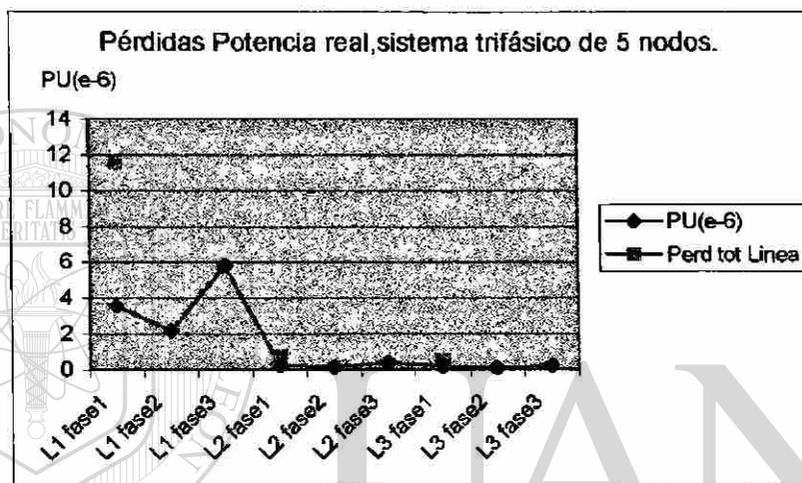


Fig. 4.2 Pérdidas de potencia real en las líneas de un sistema trifásico balanceado de 5 nodos.

De la Tabla 4.1, las pérdidas de potencia real para la fase 3 son 2.6511 veces las de la fase 2, que es la que tiene menores pérdidas. En la línea dos del circuito se presenta un valor mayor de pérdidas que en la línea 3; esto se debe a que la línea dos tiene una mayor carga por alimentar.

De la gráfica en la Figura 4.3 se tiene que la línea uno es la que tiene un valor mayor de requerimientos de potencia reactiva; debido a ser la de una mayor longitud, además de conducir la carga total del circuito. También se puede observar que la fase 1 es la que presenta mayor requerimiento de reactivos que las otras dos fases.

Tabla 4.1 Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un sistema balanceado con carga balanceado de 5 nodos.

Pot Real(e-6)	PU(e-6)	Perd tot Linea
L1 fase1	3.6050	11.579
L1 fase2	2.1840	
L1 fase3	5.7900	
L2 fase1	0.2417	0.7762
L2 fase2	0.1464	
L2 fase3	0.3881	
L3 fase1	0.1278	0.4105
L3 fase2	0.0774	
L3 fase3	0.2053	

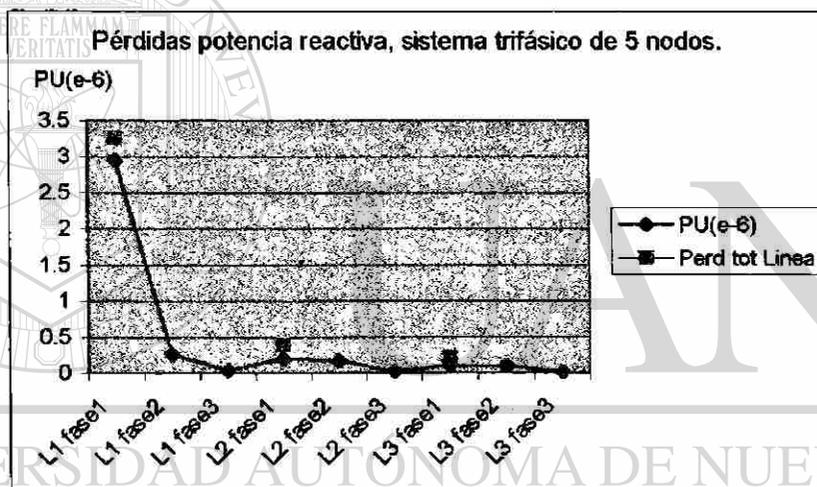


Fig. 4.3 Pérdidas de potencia reactiva en las líneas de un sistema trifásico de 5 nodos con carga balanceada.

De la Tabla 4.2 los reactivos manejados por la fase 1, que es la que presenta mayores requerimientos de potencia reactiva, son 9.5941 veces los valores de potencia reactiva manejados por la fase 3.

Tabla 4.2 Pérdidas de potencia reactiva por fase en las líneas y total por línea de un sistema trifásico balanceado de 5 nodos.

Pot Reac(e-6)	PU(e-6)	Perd tot Linea
L1 fase1	2.9550	5.894
L1 fase2	2.6310	
L1 fase3	0.3080	
L2 fase1	0.1981	0.3951
L2 fase2	0.1764	
L2 fase3	0.0206	
L3 fase1	0.1048	0.209
L3 fase2	0.0933	
L3 fase3	0.0109	

4.1.2 Pérdidas en el sistema trifásico de diez nodos.

A continuación, en la Figura 4.4, se muestra un sistema trifásico de diez nodos. Las características del sistema trifásico de 10 nodos se describe en la Sección 3.5.2.

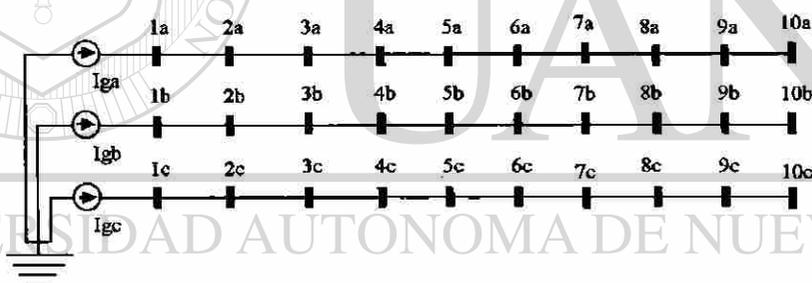


Fig. 4.4 Sistema trifásico de diez nodos balanceado.

De la gráfica en la Figura 4.5 se tiene que la línea uno es la que tiene un valor mayor de pérdidas de potencia real; debido a que conduce el total de la carga del circuito, siendo el primer tramo de la troncal del circuito de distribución. También se puede observar que la fase 1 es la de mayores pérdidas. De la Tabla 4.3 las pérdidas de potencia real de la fase 1 (la de mayor pérdidas), éstas son 2.0216 veces las pérdidas de la fase 3 (la de menores pérdidas).

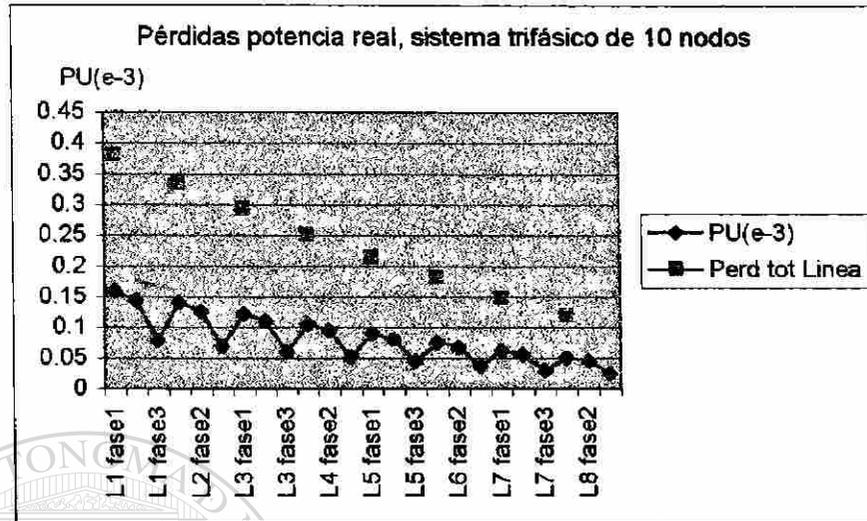


Fig. 4.5 Pérdidas de potencia real en las líneas de un sistema trifásico balanceado de 10 nodos, carga uniformemente distribuida.

Se observa en la Tabla 4.3 que las pérdidas de potencia real disminuyen por cada tramo de línea con un valor entre 0.039×10^{-3} a 0.046×10^{-3} pu. Lo anterior como resultado de que la carga se encuentra uniformemente distribuida. Se tiene que 1×10^{-3} pu es 100 KW.

De la gráfica de la Figura 4.6 se tiene que la línea uno es la que presenta mayores requerimientos de potencia reactiva; debido a que debe conducir el total de la carga del circuito. También se puede observar que la fase 3 es la que presenta mayores requerimientos que las otras 2 fases. De la Tabla 4.4 se observa que los requerimientos de potencia reactiva de la línea 1 fase 3 son 1.51096 veces los de la fase 1 (la de menores requerimientos). De la Tabla 4.4 se observa que los reactivos disminuyen por cada tramo de línea un valor aproximado de 0.0376×10^{-3} a 0.0307×10^{-3} pu. Lo anterior debido a que la carga se encuentra uniformemente distribuida en el circuito.

Tabla 4.3 Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniforme.

Pot Real(e-3)	PU(e-3)	Perd tot Linea
L1 fase1	0.15910	0.38200
L1 fase2	0.14420	
L1 fase3	0.07870	
L2 fase1	0.14020	0.33600
L2 fase2	0.12670	
L2 fase3	0.06910	
L3 fase1	0.12230	0.29280
L3 fase2	0.11040	
L3 fase3	0.06010	
L4 fase1	0.10570	0.25260
L4 fase2	0.09520	
L4 fase3	0.05170	
L5 fase1	0.09016	0.21529
L5 fase2	0.08114	
L5 fase3	0.04399	
L6 fase1	0.07584	0.18095
L6 fase2	0.06818	
L6 fase3	0.03693	
L7 fase1	0.06273	0.14958
L7 fase2	0.05635	
L7 fase3	0.03050	
L8 fase1	0.05084	0.12118
L8 fase2	0.04565	
L8 fase3	0.02469	

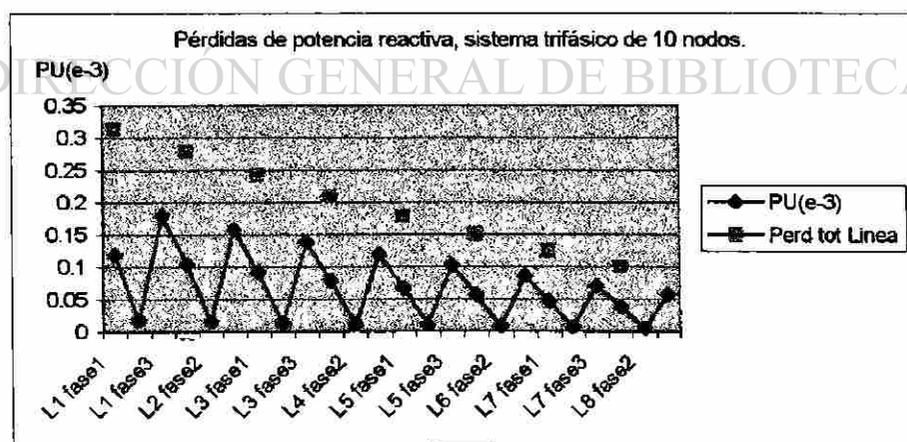


Fig. 4.6 Pérdidas de potencia reactiva en las líneas del sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida.

Tabla 4.4 Potencia reactiva por fase y total por línea del sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida.

Pot Reac(e-3)	PU(e-3)	Perd tot Linea
L1 fase1	0.11860	0.31530
L1 fase2	0.01750	
L1 fase3	0.17920	
L2 fase1	0.10450	0.27770
L2 fase2	0.01520	
L2 fase3	0.15800	
L3 fase1	0.09130	0.24250
L3 fase2	0.01310	
L3 fase3	0.13810	
L4 fase1	0.07890	0.20950
L4 fase2	0.01120	
L4 fase3	0.11940	
L5 fase1	0.06730	0.17880
L5 fase2	0.00950	
L5 fase3	0.10200	
L6 fase1	0.05664	0.15048
L6 fase2	0.00794	
L6 fase3	0.08590	
L7 fase1	0.04686	0.12448
L7 fase2	0.00653	
L7 fase3	0.07109	
L8 fase1	0.03798	0.10089
L8 fase2	0.00528	
L8 fase3	0.05763	

4.1.3 Pérdidas en el modelo de veintidós nodos.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

A continuación, en la Figura 4.7, se muestra el sistema trifásico mallado de veintidós nodos trifásicos.

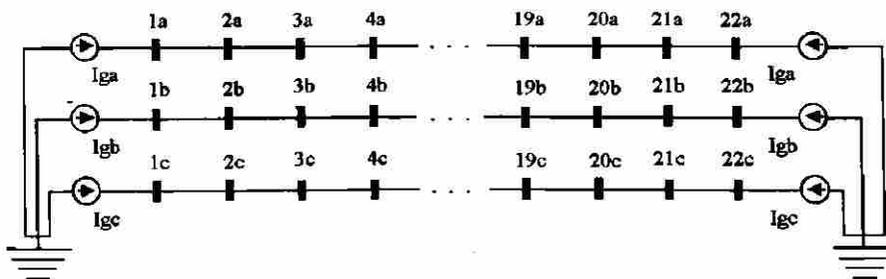


Fig. 4.7 Sistema trifásico mallado de veintidós nodos trifásicos.

De la Tabla 4.5 se observa que la línea 10, conectada entre los nodos 11 y 12 no tiene pérdidas de potencia real; por lo tanto esto sugiere que este es el punto donde se deben separar los 2 circuitos.

Tabla 4.5 Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; y dos fuentes de alimentación

Pot Real	PU	Perd tot Linea
L1 fase1	0.0147	0.0593
L1 fase2	0.0227	
L1 fase3	0.0219	
L2 fase1	0.0147	0.0593
L2 fase2	0.0227	
L2 fase3	0.0219	
L3 fase1	0.0149	0.0585
L3 fase2	0.0221	
L3 fase3	0.0215	
L4 fase1	0.0150	0.058
L4 fase2	0.0217	
L4 fase3	0.0213	
L5 fase1	0.0152	0.0577
L5 fase2	0.0214	
L5 fase3	0.0211	
L6fase1	0.0153	0.0386
L6 fase2	0.0211	
L6 fase3	0.0022	
L7 fase1	0.0155	0.0570
L7 fase2	0.0208	
L7 fase3	0.0207	
L8 fase1	0.0157	0.0567
L8 fase2	0.0204	
L8 fase3	0.0206	
L9 fase1	0.0157	0.0567
L9 fase2	0.0204	
L9 fase3	0.0206	
L10 fase1	0	0
L10 fase2	0	
L10 fase3	0	
L11 fase1	0.0158	0.0565
L11 fase2	0.0202	
L11 fase3	0.0205	
L12 fase1	0.0160	0.0564
L12 fase2	0.0200	
L12 fase3	0.0204	

L13 fase1	0.0162	0.0563
L13 fase2	0.0197	
L13 fase3	0.0204	
L14 fase1	0.0164	0.0563
L14 fase2	0.0195	
L14 fase3	0.0204	
L15 fase1	0.0166	0.0562
L15 fase2	0.0193	
L15 fase3	0.0203	
L16 fase1	0.0168	0.0562
L16 fase2	0.0191	
L16 fase3	0.0203	
L17 fase1	0.0170	0.0562
L17 fase2	0.0189	
L17 fase3	0.0203	
L18 fase1	0.0172	0.0562
L18 fase2	0.0187	
L18 fase3	0.0203	
L19 fase1	0.0177	0.0562
L19 fase2	0.0182	
L19 fase3	0.0203	

De la tabla 4.6 igual que para la potencia real se concluye que la línea 10 (la cual se encuentra conectada entre los nodos 11 y 12), no se tiene requerimientos de potencia reactiva; por lo tanto es el punto donde se debe terminar estos 2 circuitos.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Tabla 4.6 Potencia reactiva por fase en las líneas y total por línea del sistema trifásico mallado de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; y dos fuentes de alimentación.

Pot Reac	PU	Perd tot Linea
L1 fase1	0.0233	0.0523
L1 fase2	0.0224	
L1 fase3	0.0066	
L2 fase1	0.0230	0.0517
L2 fase2	0.0223	
L2 fase3	0.0064	
L3 fase1	0.0226	0.0509
L3 fase2	0.0222	
L3 fase3	0.0061	
L4 fase1	0.0223	0.0503
L4 fase2	0.0221	
L4 fase3	0.0059	
L5 fase1	0.0220	0.0497
L5 fase2	0.0220	
L5 fase3	0.0057	
L6 fase1	0.0216	0.0490
L6 fase2	0.0220	
L6 fase3	0.0054	
L7 fase1	0.0213	0.0483
L7 fase2	0.0219	
L7 fase3	0.0051	
L8 fase1	0.0210	0.0477
L8 fase2	0.0219	
L8 fase3	0.0048	
L9 fase1	0.0210	0.0477
L9 fase2	0.0219	
L9 fase3	0.0048	
L10 fase1	0	0
L10 fase2	0	
L10 fase3	0	
L11 fase1	0.0208	0.0473
L11 fase2	0.0219	
L11 fase3	0.0046	
L12 fase1	0.0206	0.0469
L12 fase2	0.0219	
L12 fase3	0.0044	
L13 fase1	0.0204	0.0466
L13 fase2	0.0220	
L13 fase3	0.0042	
L14 fase1	0.0203	0.0462
L14 fase2	0.0220	
L14 fase3	0.0039	
L15 fase1	0.0201	0.0459

L15 fase2	0.0221	
L15 fase3	0.0037	
L16 fase1	0.0200	0.0457
L16 fase2	0.0222	
L16 fase3	0.0035	
L17 fase1	0.0200	0.0457
L17 fase2	0.0222	
L17 fase3	0.0035	
L18 fase1	0.0197	0.0451
L18 fase2	0.0223	
L18 fase3	0.0031	
L19 fase1	0.0196	0.0454
L19 fase2	0.0223	
L19 fase3	0.0035	

4.2. Reducción de pérdidas mediante el movimiento de taps como variable de control.

La gráfica en la Figura 4.8 muestra el efecto en las pérdidas al colocarse el tap en una posición de 0.95.

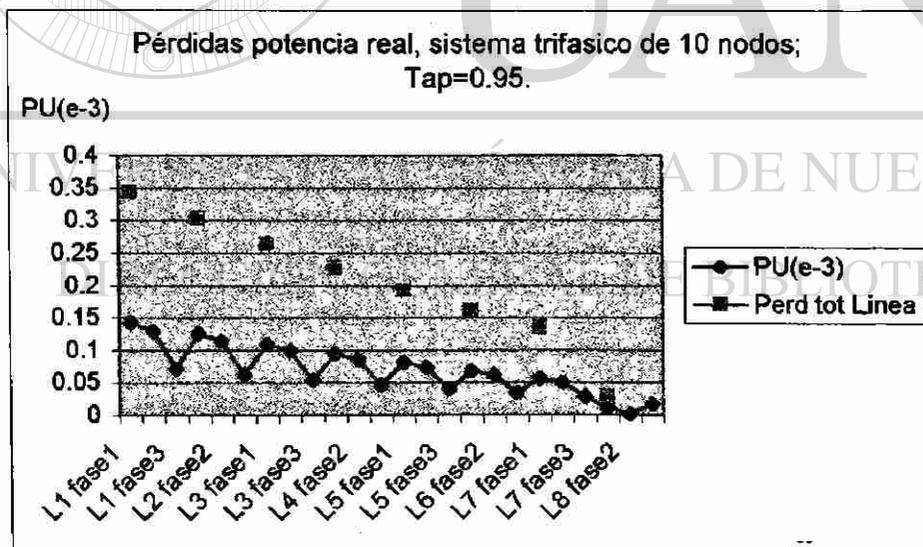


Fig. 4.8 Pérdidas de potencia real en las líneas de un sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida y tap en un valor de 0.95.

La Tabla 4.7 muestra las pérdidas de potencia real, tanto por fase como las pérdidas totales por línea en un circuito de 10 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida, tap con valor de 0.95.

Tabla 4.7 Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en un valor de 0.95.

Pot Real(e^{-3})	PU(e^{-3})	Perd tot Linea
L1 fase1	0.14300	0.34440
L1 fase2	0.13010	
L1 fase3	0.07130	
L2 fase1	0.12590	0.30280
L2 fase2	0.11430	
L2 fase3	0.06260	
L3 fase1	0.10990	0.26390
L3 fase2	0.09960	
L3 fase3	0.05440	
L4 fase1	0.09490	0.22768
L4 fase2	0.08591	
L4 fase3	0.04687	
L5 fase1	0.08097	0.19407
L5 fase2	0.07321	
L5 fase3	0.03989	
L6 fase1	0.06811	0.16312
L6 fase2	0.06152	
L6 fase3	0.03349	
L7 fase1	0.05633	0.13483
L7 fase2	0.05084	
L7 fase3	0.02766	
L8 fase1	0.01065	0.02832
L8 fase2	0.00161	
L8 fase3	0.01606	

De la Figura 4.9 se observa que se presentan más pérdidas en la red para el caso de tener el tap en un valor de 1.0, que cuando se tiene el tap en 0.95.

De la gráfica en la Figura 4.9 y de la Tabla 4.8 se concluye que el circuito debe de operar al valor de voltaje máximo permitido, para que las pérdidas de la red de distribución se mantengan a valor mínimo.

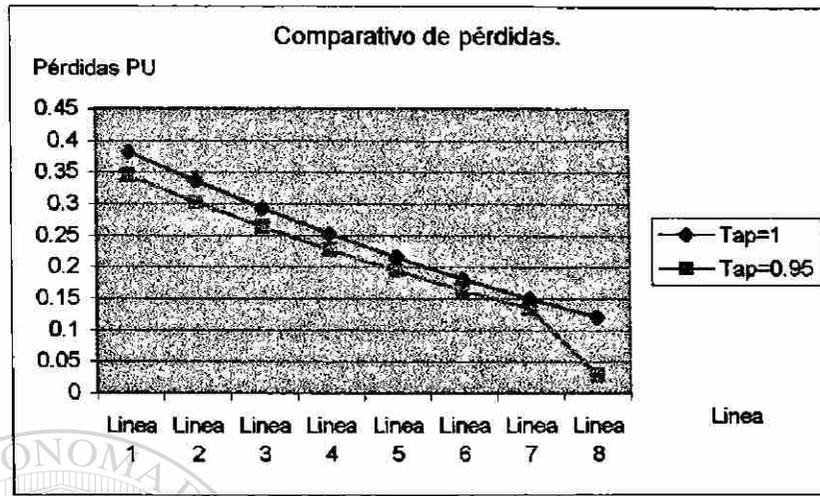


Fig. 4.9 Comparativo de pérdidas de potencia real en las líneas de un sistema trifásico de 10 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida al cambiar tap.

Tabla 4.8 Comparativo de pérdidas de potencia real por línea de un sistema trifásico de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; al modificar la posición del tap.

Pérd. Pot. Real PU	Tap=1	Tap=0.95
Linea 1	0.38200	0.34400
Linea 2	0.33600	0.30280
Linea 3	0.29280	0.26390
Linea 4	0.25260	0.22768
Linea 5	0.21529	0.19407
Linea 6	0.18095	0.16312
Linea 7	0.14958	0.13483
Linea 8	0.12118	0.02832
Total Pérdidas	1.93040	1.65912

Tabla 4.9 Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 22 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; tap1 y tap2 en un valor de 0.95.

Pot Real	PU (tap1 = 0.95 tap2 = 0.95)	Perd tot Línea
L1 fase1	0.0108	0.0581
L1 fase2	0.0265	
L1 fase3	0.0208	
L2 fase1	0.0108	0.0581
L2 fase2	0.0265	
L2 fase3	0.0208	
L3 fase1	0.0110	0.0574
L3 fase2	0.0259	
L3 fase3	0.0205	
L4 fase1	0.0111	0.0570
L4 fase2	0.0256	
L4 fase3	0.0203	
L5 fase1	0.0113	0.0527
L5 fase2	0.0252	
L5 fase3	0.0162	
L6 fase1	0.0114	0.0562
L6 fase2	0.0249	
L6 fase3	0.0199	
L7 fase1	0.0116	0.0560
L7 fase2	0.0246	
L7 fase3	0.0198	
L8 fase1	0.0118	0.0557
L8 fase2	0.0243	
L8 fase3	0.0196	
L9 fase1	0.0118	0.0557
L9 fase2	0.0243	
L9 fase3	0.0196	
L10 fase1	0	0
L10 fase2	0	
L10 fase3	0	
L11 fase1	0.0120	0.0556
L11 fase2	0.0240	
L11 fase3	0.0196	
L12 fase1	0.0120	0.0556
L12 fase2	0.0240	
L12 fase3	0.0196	
L13 fase1	0.0124	0.0554
L13 fase2	0.0235	
L13 fase3	0.0195	
L14 fase1	0.0126	0.0554
L14 fase2	0.0233	
L14 fase3	0.0195	
L15 fase1	0.0128	0.0554

L15 fase2	0.0231	
L15 fase3	0.0195	
L16 fase1	0.0131	0.0555
L16 fase2	0.0229	
L16 fase3	0.0195	
L17 fase1	0.0133	0.0555
L17 fase2	0.0227	
L17 fase3	0.0195	
L18 fase1	0.0135	0.0555
L18 fase2	0.0225	
L18 fase3	0.0195	
L19 fase1	0.0140	0.0554
L19 fase2	0.0220	
L19 fase3	0.0194	
		1.0062

De la Tabla 4.10 se concluye que al mantener un voltaje máximo de operación se tiene un valor mínimo de pérdidas en el circuito de distribución.

Tabla 4.10 Comparativo de pérdidas de potencia real por línea de un sistema trifásico de 22 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; al modificar el tap.

Pérd. Pot. Real PU	Pérdidas total PU		Pérdidas total PU	
	Tap1 = 1.0 Tap2 = 1.0	Tap1 = 0.95 Tap2 = 0.95	Tap1 = 1.0 Tap2 = 0.95	Tap1 = 1.0 Tap2 = 0.95
Línea 1	0.0593	0.0581	0.0615	0.0615
Línea 2	0.0593	0.0581	0.0611	0.0611
Línea 3	0.0585	0.0574	0.0607	0.0607
Línea 4	0.0580	0.0570	0.0604	0.0604
Línea 5	0.0577	0.0527	0.0499	0.0499
Línea 6	0.0386	0.0562	0.0597	0.0597
Línea 7	0.0570	0.0560	0.0593	0.0593
Línea 8	0.0567	0.0557	0.0591	0.0591
Línea 9	0.0567	0.0557	0.0591	0.0591
Línea 10	0	0	0	0
Línea 11	0.0565	0.0556	0.0589	0.0589
Línea 12	0.0564	0.0556	0.0588	0.0588
Línea 13	0.0563	0.0554	0.0588	0.0588
Línea 14	0.0563	0.0554	0.0586	0.0586
Línea 15	0.0562	0.0554	0.0586	0.0586
Línea 16	0.0562	0.0555	0.0586	0.0586
Línea 17	0.0562	0.0555	0.0586	0.0586
Línea 18	0.0562	0.0555	0.0586	0.0586
Línea 19	0.0562	0.0554	0.0587	0.0587
Total Pérdidas	1.0083	1.0062	1.0590	1.0590

4.3. Estrategia para reducción de pérdidas, control de reactivos como variable de control.

A continuación para el estudio de pérdidas se analiza el comportamiento del sistema trifásico de distribución con 10 nodos y ocho líneas. El circuito tiene una carga uniformemente distribuida en los nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9; la cual tiene un valor de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga concentrada de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado, esta carga representa un circuito el cual está transferido a la red del circuito en estudio. Las restricciones que se toman en cuenta son: un voltaje nodal máximo de 1.05 pu y un voltaje mínimo de 0.95 pu, el factor de potencia mínimo requerido es de 0.95 atrasado y el máximo recomendable es de 1.0.

En la Figura 4.10 se representa el sistema trifásico de 10 nodos y a continuación se presenta el circuito operando con estas condiciones de carga, ver Tabla 4.11.

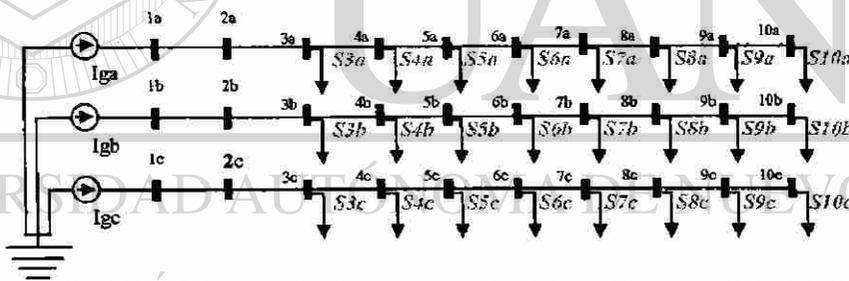


Fig. 4.10 Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado.

De la Tabla 4.11 se observa que el valor del factor de potencia del circuito es de 0.8, lo cual puede calcularse ya que es el coseno del ángulo del voltaje nodal menos el ángulo de la corriente de la línea uno.

Tabla 4.11 Voltaje Nodal, factor de potencia del sistema trifásico de 10 nodos sin capacitores en la red de distribución

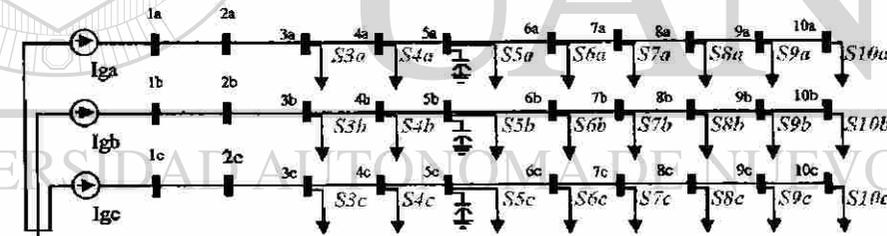
Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9933	0.9954	0.9939
N4	0.9889	0.9930	0.9901
N5	0.9848	0.9908	0.9865
N6	0.9809	0.9888	0.9832
N7	0.9774	0.9869	0.9801
N8	0.9742	0.9852	0.9773
N9	0.9713	0.9836	0.9748
N10	0.9686	0.9822	0.9725
Factor Pot.	0.7961	0.7921	0.7917
Áng. Volt. N2	29.8295	-90.1701	149.8297
Áng. Corr. IL1	-7.4120	-127.7858	112.1773

Tabla 4.12 Pérdidas de potencia del sistema trifásico de 10 nodos sin capacitores en la red de distribución.

PU*e ⁻³	Pérdidas(S)			
PU	Fase A	Fase B	Fase C	Totales
Línea 1	0.1984	0.1452	0.1957	0.5393
Línea 2	0.1748	0.1276	0.1725	0.4749
Línea 3	0.1526	0.1112	0.1506	0.4144
Línea 4	0.1318	0.0959	0.1302	0.3579
Línea 5	0.1125	0.0817	0.1111	0.3053
Línea 6	0.0947	0.0686	0.0935	0.2568
Línea 7	0.0783	0.0567	0.0774	0.2124
Línea 8	0.0635	0.0460	0.0627	0.1722
			Suma=====	2.7332
PU*e ⁻³	Pot			
Pérdidas(P)	Apar(S)= (P ² +Q ²) ^{1/2} 2.50700564			
PU	Fase A	Fase B	Fase C	Totales
Línea 1	0.1591	0.1442	0.07871	0.38201
Línea 2	0.1402	0.1267	0.06905	0.33595
Línea 3	0.1223	0.1104	0.06005	0.29275
Línea 4	0.1057	0.0952	0.05170	0.25260
Línea 5	0.0902	0.0811	0.04399	0.21529
Línea 6	0.0758	0.0682	0.03693	0.18093
Línea 7	0.0627	0.0564	0.03050	0.14960

Línea 8	0.0508	0.0456	0.02469	0.12109
				P=1.93022
PU*e ⁻³				
Requeridos(Q)				
PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1186	0.01753	0.1792	0.31533
Línea 2	0.1045	0.01524	0.1580	0.27774
Línea 3	0.0913	0.01314	0.1381	0.24254
Línea 4	0.0789	0.01123	0.1194	0.20953
Línea 5	0.0673	0.00950	0.1020	0.17880
Línea 6	0.0566	0.00794	0.0859	0.15044
Línea 7	0.0469	0.00653	0.0711	0.12453
Línea 8	0.0380	0.00528	0.0576	0.10088
				Q=1.59979

Una vez obtenidas las condiciones de operación sin capacitores se calculan las pérdidas al instalar un capacitor de 600 KVAR en el nodo 5, mostrándose los resultados en la Tabla 4.13. En la Figura 4.11 se representa el sistema trifásico de 10 nodos y un capacitor en nodo 5.



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Figura 4.11 Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado, capacitor de 600 KVAR en nodo 5.

Tabla 4.13 Voltaje Nodal, factor de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 de la red de distribución

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9983	0.9983	0.9983
N2	0.9980	0.9980	0.9980
N3	0.9935	0.9957	0.9942
N4	0.9893	0.9935	0.9906
N5	0.9854	0.9915	0.9872
N6	0.9816	0.9894	0.9839
N7	0.9781	0.9875	0.9809
N8	0.9748	0.9858	0.9781
N9	0.9719	0.9843	0.9755
N10	0.9693	0.9829	0.9733
Factor Pot.	0.8198	0.8163	0.8158
Áng. Volt. N2	29.8295	-90.1701	149.8297
Áng. Corr. IL1	-4.1065	-125.4517	114.495

Tabla 4.14 Pérdidas de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 de la red de distribución

PU ^{e-3}				
Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Linea 1	0.1870	0.1367	0.1841	0.5078
Linea 2	0.1641	0.1197	0.1616	0.4454
Linea 3	0.1427	0.1038	0.1405	0.3870
Linea 4	0.1317	0.0958	0.1299	0.3574
Linea 5	0.1124	0.0816	0.1109	0.3049
Linea 6	0.0946	0.0686	0.0933	0.2565
Linea 7	0.0782	0.0567	0.0772	0.2121
Linea 8	0.0634	0.0459	0.0626	0.1719
			Suma=====	2.6430
Pot				
PU ^{e-3}	Apar(S)=	(P ² +Q ²) ^{1/2}		2.45793594
Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Linea 1	0.1405	0.1339	0.08736	0.36176
Linea 2	0.1227	0.1171	0.07716	0.31696
Linea 3	0.1060	0.1014	0.06762	0.27502
Linea 4	0.1057	0.0951	0.05154	0.25234
Linea 5	0.0902	0.0811	0.04386	0.21516
Linea 6	0.0758	0.0681	0.03682	0.18072
Linea 7	0.0627	0.0563	0.03040	0.14940
Linea 8	0.0508	0.0456	0.02462	0.12102
				P=1.87238

PU*e ⁻³				
Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1235	0.02763	0.1620	0.31313
Línea 2	0.1091	0.02469	0.1420	0.27579
Línea 3	0.0955	0.02195	0.1231	0.24055
Línea 4	0.0787	0.01127	0.1192	0.20917
Línea 5	0.0672	0.00953	0.1018	0.17853
Línea 6	0.0565	0.00796	0.0857	0.15016
Línea 7	0.0468	0.00655	0.0710	0.12435
Línea 8	0.0379	0.00529	0.0575	0.10069
				Q = 1.59237

Al comparar los voltajes sin capacitores, Tabla 4.11 y con capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 en la Tabla 4.13, se observa que para el caso con capacitor el voltaje se incrementa ligeramente en todos los nodos. De la Tabla 4.12 donde se estudia el modelo de 10 nodos sin capacitores se tiene pérdidas (aparentes) de un valor de 2.507 pu, pérdidas reales de un valor de 1.93 pu y un requerimiento de reactivos por un valor de 1.59979 pu. De la Tabla 4.14 donde se estudia el sistema trifásico de 10 nodos con un capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 del circuito de distribución se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.45793594 pu, pérdidas reales de un valor de 1.87238 pu y requerimientos de reactivos de un valor de 1.59237 pu. De lo anterior se observa que las pérdidas del circuito disminuyen al instalar el capacitor.

En la Figura 4.12 se tiene el siguiente caso a estudiar. Se instalan dos capacitores, de 600 KVAR en el nodo 5 y otro en el nodo 8, mostrándose los resultados en la Tabla 4.15.

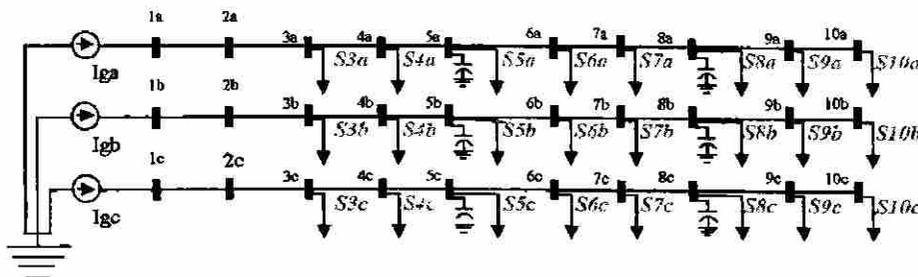


Fig. 4.12 Sistema de 10 nodos carga balanceada y uniforme en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 de 6 MVA, fp 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un fp 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en los nodos 5 y 8.

Tabla 4.15 Voltaje Nodal, factor de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5 y el nodo 8 de la red de distribución.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9983	0.9983	0.9983
N2	0.9981	0.9981	0.9981
N3	0.9938	0.9959	0.9945
N4	0.9898	0.9939	0.9911
N5	0.9860	0.9921	0.9880
N6	0.9824	0.9902	0.9849
N7	0.9791	0.9885	0.9821
N8	0.9760	0.9870	0.9795
N9	0.9731	0.9854	0.9770
N10	0.9705	0.9840	0.9747
Factor Pot.	0.8436	0.8407	0.8401
Ang. Volt. N2	29.8296	-90.17	149.8298
Ang. Corr. IL1	-2.6451	-122.9554	116.9773

Tabla 4.16 Pérdidas de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5 y nodo 8 de la red de distribución.

PU 10 ⁻³	Fase A	Fase B	Fase C	
Pérdidas (S) PU				
Línea 1	0.1764	0.1289	0.1732	0.4785
Línea 2	0.1542	0.1125	0.1515	0.4182
Línea 3	0.1335	0.0971	0.1312	0.3618
Línea 4	0.1224	0.0890	0.1203	0.3317
Línea 5	0.1038	0.0753	0.1021	0.2812
Línea 6	0.0867	0.0629	0.0853	0.2349
Línea 7	0.0781	0.0566	0.0769	0.2116
Línea 8	0.0633	0.0459	0.0623	0.1715
			Suma =	2.4894
Pot				
PU 10 ⁻³	Apar(S)=		(P ² +Q ²) ^{1/2}	2.36635089
Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1221	0.1235	0.09508	0.34068
Línea 2	0.1054	0.1074	0.08435	0.29715
Línea 3	0.0899	0.0923	0.07427	0.25647
Línea 4	0.0904	0.0868	0.05861	0.23581
Línea 5	0.0761	0.0734	0.05038	0.19988
Línea 6	0.0629	0.0611	0.04278	0.16678
Línea 7	0.0628	0.0562	0.03022	0.14922
Línea 8	0.0509	0.0455	0.02447	0.12087
				P = 1.76686

PU 10 ⁻³	Fase A	Fase B	Fase C	
Pérdidas(Q) PU				
Línea 1	0.1273	0.03708	0.1448	0.30918
Línea 2	0.1126	0.03349	0.1258	0.27189
Línea 3	0.0987	0.03009	0.1081	0.23689
Línea 4	0.0825	0.01948	0.1051	0.20708
Línea 5	0.0707	0.01709	0.0888	0.17659
Línea 6	0.0597	0.01486	0.0738	0.14836
Línea 7	0.0465	0.00659	0.0707	0.12379
Línea 8	0.0377	0.00533	0.0573	0.10033
				Q = 1.57411

Al comparar los voltajes sin capacitores Tabla 4.11 y con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5 y nodo 8 Tabla 4.15, se observa que para el caso de instalar los capacitores el voltaje se modifica ligeramente en los nodos. De la Tabla 4.12 donde se estudia el sistema trifásico de 10 nodos sin capacitores se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.507 pu, pérdidas reales de un valor de 1.93 pu y requerimientos reactivos de un valor de 1.59979 pu. De la Tabla 4.14 donde se estudia el sistema trifásico de 10 nodos con un capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 del circuito de distribución se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.17 pu, pérdidas reales de un valor de 1.6586 pu y requerimientos de reactivos por un valor de 1.40032 pu. De lo anterior se observa nuevamente, como en el caso anterior, que las pérdidas del circuito disminuyen al instalar el capacitor.

En la Figura 4.13 se representa el caso a estudiar, consistente en instalar un capacitor de 600 KVAR en el nodo 5, otro en el nodo 8 y otro más en el nodo 10, mostrándose los resultados en la Tabla 4.17. El circuito tiene 10 nodos, una carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5, 8 y 10.

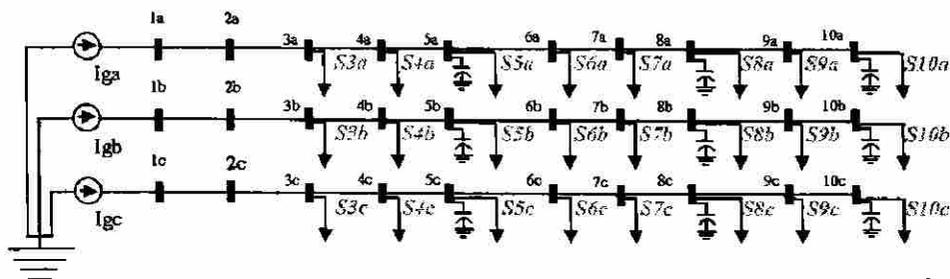


Fig. 4.13 Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. Y en el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5,8 y 10.

Tabla 4.17 Voltaje Nodal, factor de potencia del sistema trifásico de 10 nodos.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9984	0.9984	0.9984
N2	0.9982	0.9982	0.9982
N3	0.9940	0.9962	0.9948
N4	0.9902	0.9943	0.9916
N5	0.9867	0.9927	0.9888
N6	0.9832	0.9910	0.9859
N7	0.9801	0.9895	0.9833
N8	0.9772	0.9881	0.9810
N9	0.9745	0.9867	0.9787
N10	0.9720	0.9855	0.9766
Factor Pot.	0.8672	0.8649	0.8642
Áng. Volt. N2	29.8297	-90.170	149.8298
Áng. Corr. IL1	-0.0330	-120.3032	119.6173

Tabla 4.18 Pérdidas de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5, nodo 8 y nodo 10 de la red de distribución.

PU*e ⁻³				
Pérdidas(S)				
PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1666	0.1219	0.1633	0.4518
Línea 2	0.1453	0.1060	0.1423	0.3936
Línea 3	0.1253	0.0912	0.1228	0.3393
Línea 4	0.1139	0.0829	0.1117	0.3085
Línea 5	0.0961	0.0698	0.0943	0.2602
Línea 6	0.0798	0.0579	0.0783	0.216
Línea 7	0.0710	0.0514	0.0697	0.1921
Línea 8	0.0570	0.0413	0.0559	0.1542
			Suma=====	2.3157
PU*e ⁻³	Pot Apar(S) =	(P ² +Q ²) ^{1/2}		2.24746847
Pérdidas(P)				
PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1040	0.1130	0.1018	0.3188
Línea 2	0.0885	0.0975	0.0906	0.2766
Línea 3	0.0742	0.0831	0.0799	0.2372
Línea 4	0.0755	0.0783	0.0647	0.2185
Línea 5	0.0623	0.0656	0.0559	0.1838
Línea 6	0.0504	0.0539	0.0478	0.1521
Línea 7	0.0510	0.0498	0.0356	0.1364
Línea 8	0.0403	0.0398	0.0293	0.1094
				P=1.6328
PU*e ⁻³				
Pérdidas(Q)				
PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1302	0.04581	0.1277	0.30371
Línea 2	0.1152	0.04157	0.1098	0.26657
Línea 3	0.1010	0.03751	0.0932	0.23171
Línea 4	0.0853	0.02698	0.0911	0.20338
Línea 5	0.0732	0.02392	0.0759	0.17302
Línea 6	0.0620	0.02103	0.0620	0.14503
Línea 7	0.0494	0.01284	0.0599	0.12214
Línea 8	0.0403	0.01091	0.0476	0.09881
				Q=1.54437

Al comparar los voltajes sin capacitores Tabla 4.11 y con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5, 8 y nodo 10 Tabla 4.17, se observa que para el caso de instalar los capacitores el voltaje se eleva en los nodos del circuito de distribución. De la Tabla 4.12 donde se

estudia el modelo de 10 nodos sin capacitores se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.507 pu, pérdidas reales de un valor de 1.93 pu y requerimientos de reactivos por un valor de 1.59979 pu. De la Tabla 4.18 donde se estudia el modelo de 10 nodos con tres capacitores de 600 KVAR en el nodo 5, otro en el nodo 8 y el último en el nodo 10 del circuito de distribución se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.24746847 pu, pérdidas reales de un valor de 1.6328 pu y pérdidas reactivas de un valor de 1.54437 pu. De lo anterior se observa que las pérdidas del circuito disminuyen al instalar el capacitor.

En la Figura 4.14 se representa el siguiente caso a estudiar, es instalar seis capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, nodo 4, nodo 5, nodo 6, nodo 7, nodo 8, y otro en el nodo 10 de 3600 KVAR, mostrándose los resultados en la Tabla 4.19 Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 3, 4, 5, 6, 7 y 8. Capacitor de 3600 KVAR en nodo 10

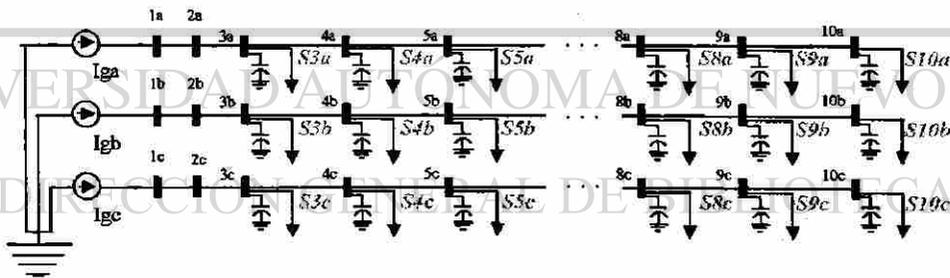


Figura 4.14 Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 3,4,5,6,7 y 8. Capacitor de 3600 KVAR en nodo 10

Tabla 4.19 Voltaje Nodal, factor de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5, 6, 7, y 8; capacitor de 3600 KVAR en el nodo 10 de la red de distribución.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9989	0.9989	0.9989
N2	0.9988	0.9988	0.9988
N3	0.9963	0.9984	0.9974
N4	0.9940	0.9980	0.9961
N5	0.9917	0.9976	0.9948
N6	0.9896	0.9972	0.9935
N7	0.9876	0.9968	0.9923
N8	0.9857	0.9963	0.9911
N9	0.9839	0.9958	0.9899
N10	0.9824	0.9955	0.9890
Factor Pot.	0.9999	0.9999	0.9998
Áng. Volt. N2	29.830	-90.1698	149.8301
Áng. Corr. IL1	28.942	-90.9977	148.7892

Tabla 4.20 Pérdidas de potencia del sistema trifásico de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5,6, y 8; en nodo 10 se tiene un capacitor de 3,600 KVAR.

PUx10 ⁻³				
Pérdidas(S)PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.1251	0.09168	0.1205	0.33728
Línea 2	0.1102	0.08056	0.1061	0.29686
Línea 3	0.0963	0.07023	0.0926	0.25913
Línea 4	0.0833	0.06066	0.0801	0.22406
Línea 5	0.0713	0.05186	0.0686	0.19176
Línea 6	0.0604	0.04383	0.0581	0.16233
Línea 7	0.0504	0.03657	0.0485	0.13547
Línea 8	0.0402	0.02916	0.0387	0.10806
			Suma=====	1.71495
PUx10 ⁻³	PotApar(S)=(P ² +Q ²) ^{1/2}			0.87970568
Pérdidas (P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	
Línea 1	0.04096	0.01405	0.1196	0.17461
Línea 2	0.03254	0.01507	0.1057	0.15331
Línea 3	0.02486	0.01581	0.0925	0.13317
Línea 4	0.01794	0.01628	0.0801	0.11432
Línea 5	0.01178	0.01649	0.0685	0.09677
Línea 6	0.00637	0.01642	0.0577	0.08049
Línea 7	0.00173	0.01610	0.0476	0.06543
Línea 8	0.00662	0.00930	0.0386	0.05452
				P=0.87262

PUx10 ⁴	Fase A	Fase B	Fase C	
Pérdidas(Q) PU				
Línea 1	0.1182	0.09059	0.01443	0.22322
Línea 2	0.1053	0.07914	0.00894	0.19338
Línea 3	0.0930	0.06842	0.00409	0.16551
Línea 4	0.0813	0.05843	0.00011	0.13984
Línea 5	0.0704	0.04917	0.00370	0.12327
Línea 6	0.0600	0.04064	0.00666	0.10730
Línea 7	0.0504	0.03283	0.00902	0.09225
Línea 8	0.0397	0.02764	0.00218	0.06952
				Q=1.11429

Al comparar los voltajes sin capacitores en la Tabla 4.11 y voltaje con capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5, 6, 7, y 8, además de un capacitor de 3,600 KVAR en el nodo 10, lo cual se muestra en la Tabla 4.19, se observa que para el caso de instalar los capacitores el voltaje se mantiene casi constante en la red.

De la Tabla 4.12 donde se estudia el sistema trifásico de 10 nodos sin capacitores se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 2.507 pu, pérdidas reales de un valor de 1.93 pu y pérdidas reactivas de un valor de 1.59979 pu. De la Tabla 4.20 donde se estudia el sistema trifásico de 10 nodos con seis capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5, 6, 7, y 8, además de un capacitor de 3600 KVAR en el nodo 10 del circuito de distribución se tienen pérdidas (aparentes) de un valor de 0.87970568 pu, pérdidas reales de un valor de 0.87262 pu y pérdidas reactivas de un valor de 0.111429 pu. De lo anterior se observa que las pérdidas del circuito disminuyen al instalarse capacitores.

En la Tabla 4.21 se muestra cómo se incrementa el factor de potencia a que opera el circuito, al ir incrementando los capacitores instalados en la red de distribución.

Tabla 4.21 Incremento del factor de potencia en el sistema trifásico de 10 nodos al instalar capacitores., en la red de distribución.

Sistema trifásico de 10 nodos con capacitores.

1 Capacitor 600 KVAR en nodo 5.

	Fase A	Fase B	Fase C
Factor Pot.	0.7961	0.7921	0.7917
Áng. Volt. N2	29.8295	-90.1701	149.8297
Áng. Corr. IL1	-7.412	-127.7858	112.1773

2 Capacitor 600 KVAR en nodo 5 y nodo 8.

	Fase A	Fase B	Fase C
Factor Pot.	0.8198	0.8198	0.8158
Áng. Volt. N2	29.8295	-90.1701	149.8297
Áng. Corr. IL1	-4.285	-125.4517	114.495

3 Capacitor 600 KVAR en nodo 5, 8 y nodo 10.

	Fase A	Fase B	Fase C
Factor Pot.	0.8436	0.8407	0.8401
Áng. Volt. N2	29.8296	-90.17	149.8298
Áng. Corr. IL1	-2.6451	-122.9554	116.9773

6 Capacitor 600 KVAR en nodo 3,4, 5,6,7 y 8, y banco de 3600 KVAR en el nodo 10.

	Fase A	Fase B	Fase C
Factor Pot.	0.9999	0.9999	0.9998
Áng. Volt. N2	29.83	-90.1698	149.8301
Áng. Corr. IL1	28.942	-90.9977	148.7892

La Figura 4.15 muestra una gráfica del voltaje nodal de la fase A perteneciente al sistema trifásico de 10 nodos; exponiendo los diferentes casos en los que se instalan bancos de capacitores de capacidad predeterminada en los nodos.

Caso1: Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y carga uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado.

Caso 2: Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodo 5.

Caso 3: Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5 y 8.

Caso 4: Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5, 8 y 10.

Caso 5: Sistema trifásico de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 3, 4, 5, 6, 7 y 8. Capacitor de 3,600 KVAR en nodo 10

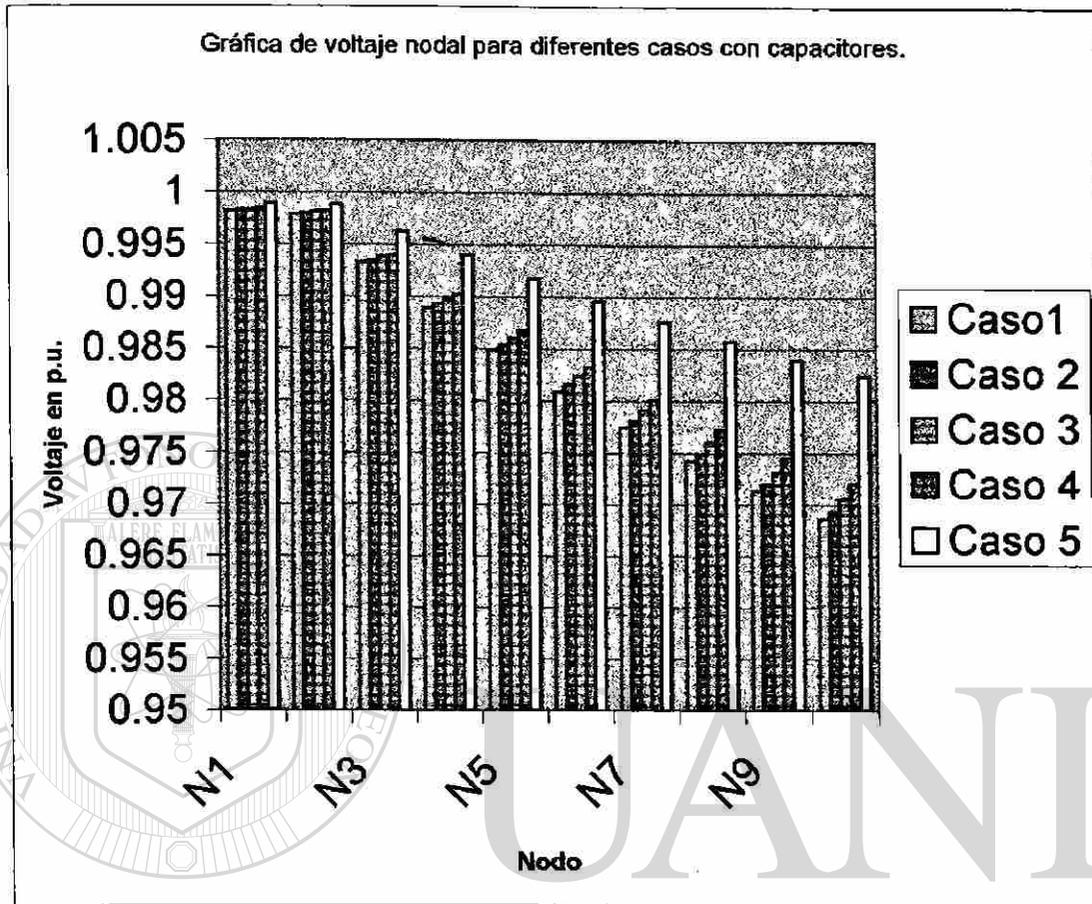


Figura 4.15 Gráfica del voltaje nodal de la fase A para el sistema trifásico de 10 nodos; se presentan diferentes casos.

La Tabla 4.22 muestra como disminuyen las pérdidas en el sistema trifásico de 10 nodos; se presenta los casos al instalar capacitores de capacidad predeterminada en los nodos.

Tabla 4.22 Pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para diferentes casos en que se instalan bancos de capacitores en diferentes nodos.

Pérdidas(S)	Caso1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
10 nodos	2.50700564	2.45793594	2.36635089	2.24746847	0.87970568
Pérdidas(P)	Caso1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
10 nodos	1.93022	1.87238	1.76686	1.6328	0.87262
Pérdidas(Q)	Caso1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
10 nodos	1.59979	1.59237	1.57411	1.54437	1.11429

4.4. Necesidades de capacitores.

De la Tabla 4.19 se determina que el valor requerido de capacitores a instalar en el sistema trifásico de 10 nodos y es de 7,200 KVAR; debido a que en este caso el circuito ya se encuentra operando a un factor de potencia unitario.

De la Tabla 4.20 se puede concluir que para este caso de estudio el valor obtenido da el menor valor de pérdidas para el circuito, aún cuando no se presenta el caso para ubicar los capacitores en otros nodos diferentes a los sugeridos en este trabajo.

De acuerdo con el procedimiento presentado en este trabajo, primeramente se analizan las condiciones de operación actuales del circuito en estudio, como son los voltajes nodales, las pérdidas y el factor de potencia. Enseguida se analizan las condiciones del circuito al instalar un capacitor de 600 KVAR en un nodo del circuito de distribución; se calculan voltajes nodales, las pérdidas y el factor de potencia a que operar el circuito, con el capacitor instalado. En el siguiente paso se analizan las condiciones de operación al incluir la instalación de un segundo capacitor. Se procede en esta forma hasta obtener un factor de potencia unitario, de esta condición se puede determinar las necesidades máximas de capacitores para tener un factor de potencia unitario en el circuito de distribución. Para resolver el problema de pérdidas mínimas se debe calcular las diferentes combinaciones posibles de capacitores requeridos y nodos del circuito.

4.5. Políticas operativas de los taps.

De acuerdo con la Guía para Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución [12], la regulación del voltaje debe ser menor al 5% para líneas de distribución de media tensión.

De la grafica de la Figura 4.15 se observa que el voltaje en el sistema trifásico de 10 nodos se mantiene a valores menores de 1.05 pu y de la grafica de la Figura 4.16 se concluye

que el voltaje nodal se mantiene a valores mayores de 0.965, lo cual se encuentra dentro de los límites establecidos por la Guía de Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución.

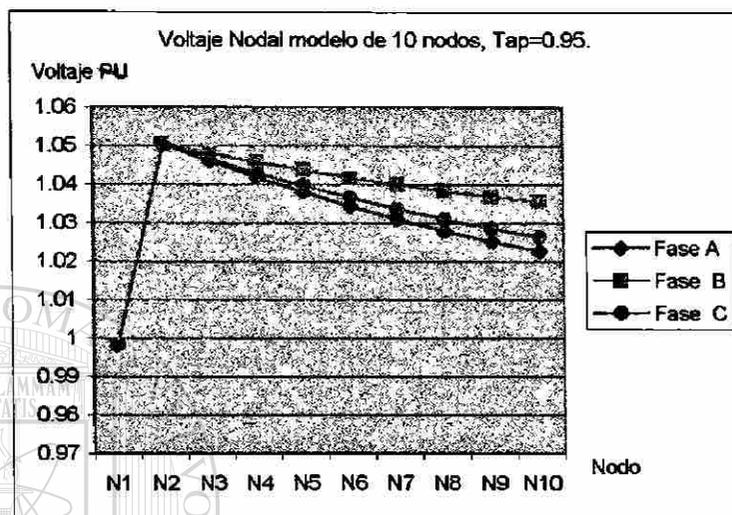


Fig. 4.16 Voltaje nodal para el sistema trifásico de 10 nodos, utilizando cambiador de taps en un valor de 0.95.

Tabla 4.23 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos con tap en valor de 0.95.

Tap=0.95	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	1.0505	1.0505	1.0505
N3	1.0460	1.0481	1.0466
N4	1.0419	1.0458	1.0430
N5	1.0380	1.0437	1.0396
N6	1.0343	1.0418	1.0365
N7	1.0310	1.0400	1.0336
N8	1.0279	1.0383	1.0310
N9	1.0252	1.0369	1.0286
N10	1.0227	1.0355	1.0264

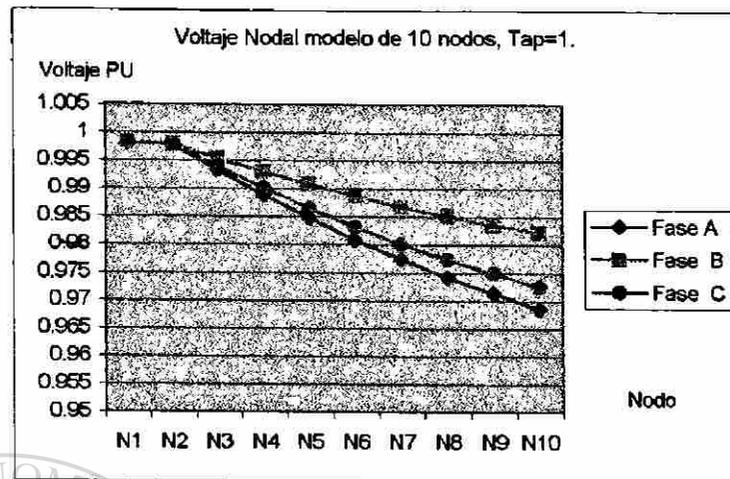


Fig. 4.17 Voltaje nodal para el sistema trifásico de 10 nodos, utilizando cambiador de taps en un valor de 1.0.

Tabla 4.24 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos con tap en valor 1.0.

Tap = 1.0	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9933	0.9954	0.9939
N4	0.9889	0.993	0.9901
N5	0.9848	0.9908	0.9865
N6	0.9809	0.9888	0.9832
N7	0.9774	0.9869	0.9801
N8	0.9742	0.9852	0.9773
N9	0.9713	0.9836	0.9748
N10	0.9686	0.9822	0.9725

4.6 Resumen

En este capítulo se presentó la metodología usada para calcular pérdidas, éstas se calculan para los sistemas trifásicos de cinco, diez y veintidós nodos. También se estudió la reducción de pérdidas mediante el movimiento de taps como variable de control y se analizaron los sistemas de diez y veintidós nodos. Además se planteó la reducción de pérdidas al instalar capacitores en el circuito de distribución. Para ilustrar el procedimiento se trabajó el sistema de diez nodos.

CAPITULO 5

FACTORES DE SENSITIVIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN.

5.1 Introducción.

En el análisis de los sistemas eléctricos operando en estado estable es de gran importancia conocer los efectos sobre el sistema, provocados por pequeños cambios en las variables de control. En este trabajo se estudian "variables de control" como la carga, la modificación de la posición del tap en un transformador de potencia y la conexión o desconexión de capacitores en la red de distribución. Los efectos a analizar serán sobre el voltaje nodal y cómo se afectan las pérdidas en el circuito de distribución. Los sistemas con los que se efectúa este trabajo son: un sistema trifásico de 5 nodos y un sistema trifásico de 10 nodos. Se obtiene el efecto causado en diferentes nodos bajo un cambio pequeño en la variable de control.

El procedimiento que se aplica para obtener los coeficientes de sensibilidad es el siguiente: primero se resuelve un caso base, después se resuelve otro caso con la variable de control modificada. Con la diferencia en los resultados se calculan los coeficientes de sensibilidad. Debido a que el problema de flujos es no lineal los coeficientes obtenidos serán válidos para valores cercanos al punto de operación de estado estable.

5.2 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 5 nodos, perturbando la carga en diferentes nodos.

En la Tabla 5.1 se lista el caso base para el sistema trifásico de 5 nodos, mostrándose los voltajes nodales.

Tabla 5.1 Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos, caso base.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9997	0.9997	0.9997
N2	0.9997	0.9997	0.9997
N3	0.9990	0.9996	0.9993
N4	0.9989	0.9996	0.9993
N5	0.9989	0.9996	0.9993

En la Tabla 5.2 se muestran los resultados del sistema trifásico de 5 nodos para un cambio pequeño de potencia neta (carga) en el nodo 5 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.2 Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos, perturbación P_{neta} en nodo 5.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9997	0.9997	0.9997
N2	0.9997	0.9997	0.9997
N3	0.9990	0.9996	0.9993
N4	0.9989	0.9996	0.9993
N5	0.9989	0.9996	0.9993

En la Tabla 5.3 se muestra los resultados del sistema trifásico de 5 nodos para un cambio de potencia neta (carga) en el nodo 4 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.3 Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos, perturbación P_{neta} en nodo 4.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9997	0.9997	0.9997
N2	0.9997	0.9997	0.9997
N3	0.9990	0.9996	0.9993
N4	0.9989	0.9996	0.9993
N5	0.9989	0.9996	0.9993

De las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se determina que una perturbación de carga de 0.001 pu, equivalente a 0.3 MVA, en los nodos 4 y 5 del sistema trifásico de 5 nodos no tiene efecto sensible en los voltajes nodales debido a que es un circuito con una longitud de 400 metros. Se debe puntualizar que la carga en el nodo 4 es de 3.3 MVA o sea de 0.033 pu trifásicos y en el nodo 5 la carga es de 2.4 MVA, o sea de 0.024 pu trifásicos.

A continuación se presenta en las Tabla 5.4 a 5.6 el caso base para el sistema trifásico de 5 nodos mostrándose los cambios de potencia aparente, las pérdidas de potencia real y los requerimientos de potencia reactiva.

Tabla 5.4 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos; caso base.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.4661	0.3419	0.5798	1.3878
Línea 2	0.0312	0.0229	0.0389	0.0930
Línea 3	0.0165	0.0121	0.0206	0.0492
Pot Apar(S)=	1.43235481	Suma=====		1.53

Tabla 5.5 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos; caso base.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3605	0.2184	0.579	1.1579
Línea 2	0.0242	0.0146	0.0388	0.0776
Línea 3	0.0128	0.0077	0.0205	0.0410
				1.2765

Tabla 5.6 Requerimientos en potencia reactiva para el sistema trifásico de 5 nodos; caso base.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.2955	0.2631	0.03081	0.58941
Línea 2	0.0198	0.0176	0.00206	0.03946
Línea 3	0.0105	0.0093	0.00109	0.02089
				0.64976

En las Tablas 5.7, 5.8 y 5.9 se muestran los resultados para un cambio de potencia neta (carga), en el nodo 5 con un valor de 0.001 pu en el sistema trifásico de cinco nodos.

Tabla 5.7 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.5165	0.3788	0.6425	1.5378
Línea 2	0.0312	0.0229	0.0389	0.093
Línea 3	0.0209	0.0153	0.026	0.0622
Pot Apar(S)=	1.58496442	Suma=====		1.693

Tabla 5.8 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3995	0.2419	0.6416	1.283
Línea 2	0.0242	0.0146	0.0388	0.0776
Línea 3	0.0162	0.0098	0.026	0.052
				1.4126

Tabla 5.9 Requerimientos de potencia reactiva del sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3274	0.2915	0.03397	0.65287
Línea 2	0.0198	0.0176	0.00205	0.03945
Línea 3	0.0133	0.0118	0.00138	0.02648
				0.7188

En las Tablas 5.10, 5.11 y 5.12 muestran los resultados para el sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 4 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.10 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.5165	0.3788	0.6425	1.5378
Línea 2	0.0372	0.0273	0.0463	0.1108
Línea 3	0.0165	0.0121	0.0206	0.0492
Pot Apar(S)=	1.58925366	Suma=====		1.6978

Tabla 5.11 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3995	0.2419	0.6416	1.283
Línea 2	0.0288	0.0174	0.0462	0.0924
Línea 3	0.0128	0.0077	0.0205	0.041
				1.4164

Tabla 5.12 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3274	0.2915	0.03396	0.65286
Línea 2	0.0236	0.021	0.00244	0.04704
Línea 3	0.0105	0.0093	0.00109	0.02089
				0.72079

Con las Tablas 5.4, 5.5 y 5.6 para el caso base del sistema trifásico de 5 nodos, y para el caso de la perturbación de la potencia neta en el nodo 5 las Tablas 5.7, 5.8 y 5.9; y para la perturbación de la potencia en el nodo 4 las Tablas 5.10, 5.11 y 5.11, se presenta un resumen de valores de sensibilidad en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13 Coeficientes de sensibilidad del sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.

Modelo de 5 nodos.	Nodo 5	Nodo 4
$\Delta S^{perd}/\Delta P$	5.0867×10^{-4}	5.2297×10^{-4}
$\Delta P^{perd}/\Delta P$	4.5367×10^{-4}	4.6633×10^{-4}
$\Delta Q^{perdidas}/\Delta P$	2.0113×10^{-4}	2.3677×10^{-4}

5.3 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 5 nodos perturbando la posición del tap del transformador.

Para este estudio se cambiará el valor nominal del tap de 1.00 a 0.99, es decir en un 0.01 del valor de la relación nominal. En la Tabla 5.14 se muestra los voltajes nodales para un valor de tap de 0.99.

Tabla 5.14 Voltaje nodal del modelo de 5 nodos tap de 0.99.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9997	0.9997	0.9997
N2	1.0098	1.0098	1.0098
N3	1.0091	1.0097	1.0094
N4	1.0090	1.0097	1.0094
N5	1.0090	1.0097	1.0094

A continuación se presenta en las Tablas 5.15, 5.16 y 5.17 el caso para perturbación de tap de 0.01 para el sistema trifásico de 5 nodos mostrando las pérdidas de potencia aparente, pérdidas de potencia real y los requerimientos de potencia reactiva.

Tabla 5.15 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, tap en 0.99.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.4568	0.3351	0.5683	1.3602
Línea 2	0.0306	0.0225	0.0381	0.0912
Línea 3	0.0162	0.0119	0.0201	0.0482
Pot Apar(S)=				1.56308036 Suma===== 1.4996

Tabla 5.16 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, tap en 0.99.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.3533	0.2141	0.5675	1.1349
Línea 2	0.0237	0.0143	0.0380	0.0760
Línea 3	0.0125	0.0076	0.0201	0.0402
				1.2511

Tabla 5.17 Pérdidas de potencia reactiva para el sistema trifásico de 5 nodos, tap en 0.99.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-5
Línea 1	0.2896	0.2578	0.3025	0.8499
Línea 2	0.0194	0.0173	0.0203	0.0570
Línea 3	0.0103	0.0091	0.0107	0.0301
				0.9370

Enseguida se presenta el resumen de los coeficientes de sensibilidad para una perturbación del tap de un valor de 0.01 pu. Obteniéndose la información para la perturbación de las Tablas 5.14, 5.15, 5.16 y 5.17. Para el caso base se utiliza las Tablas 5.1, 5.4, 5.5 y 5.6.

Tabla 5.18 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación de tap de -0.01 pu.

$\Delta V_2/\Delta tap$	9.82
$\Delta V_3/\Delta tap$	10.1
$\Delta V_4/\Delta tap$	1.01
$\Delta V_5/\Delta tap$	1.01
$\Delta S^{perd}/\Delta tap$	-1.3073×10^{-4}
$\Delta P^{perd}/\Delta tap$	2.5400×10^{-5}
$\Delta Q^{perd}/\Delta tap$	2.87240×10^{-4}

5.4 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 10 nodos perturbando la carga en diferentes nodos.

A continuación se presenta el caso base para el sistema trifásico de 10 nodos, en la Tabla 5.19 se muestra los voltajes nodales.

Tabla 5.19 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos caso base.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9933	0.9954	0.9939
N4	0.9889	0.993	0.9901
N5	0.9848	0.9908	0.9865
N6	0.9809	0.9888	0.9832
N7	0.9774	0.9869	0.9801
N8	0.9742	0.9852	0.9773
N9	0.9713	0.9836	0.9748
N10	0.9686	0.9822	0.9725

A continuación se presenta en las Tabla 5.20, 5.21 y 5.22 el caso base para el modelo de 10 nodos mostrando los cambios de potencia aparente, las pérdidas de potencia real y los requerimientos de potencia reactiva.

Tabla 5.20 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos; caso base.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1984	0.1452	0.1957	0.5393
Línea 2	0.1748	0.1276	0.1725	0.4749
Línea 3	0.1526	0.1112	0.1506	0.4144
Línea 4	0.1318	0.0959	0.1302	0.3579
Línea 5	0.1125	0.0817	0.1111	0.3053
Línea 6	0.0947	0.0686	0.0935	0.2568
Línea 7	0.0783	0.0567	0.0774	0.2124
Línea 8	0.0635	0.0460	0.0627	0.1722
Pot Apar(S)= 2.50700564 Suma=====				2.7332

Tabla 5.21 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos; caso base.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1591	0.1442	0.07871	0.38201
Línea 2	0.1402	0.1267	0.06905	0.33595
Línea 3	0.1223	0.1104	0.06005	0.29275
Línea 4	0.1057	0.0952	0.05170	0.2526
Línea 5	0.0902	0.0811	0.04399	0.21529
Línea 6	0.0758	0.0682	0.03693	0.18093
Línea 7	0.0627	0.0564	0.03050	0.1496
Línea 8	0.0508	0.0456	0.02469	0.12109
				1.93022

Tabla 5.22 Requerimientos de potencia reactiva, sistema trifásico de 10 nodos caso base.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1186	0.01753	0.1792	0.31533
Línea 2	0.1045	0.01524	0.1580	0.27774
Línea 3	0.0913	0.01314	0.1381	0.24254
Línea 4	0.0789	0.01123	0.1194	0.20953
Línea 5	0.0673	0.00950	0.1020	0.1788
Línea 6	0.0566	0.00794	0.0859	0.15044
Línea 7	0.0469	0.00653	0.0711	0.12453
Línea 8	0.0380	0.00528	0.0576	0.10088
				1.59979

En la Tabla 5.23 se muestran los resultados del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 4 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.23 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación P_{neta} en nodo 4.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9846	0.9908	0.9864
N6	0.9808	0.9888	0.9831
N7	0.9773	0.9869	0.9800
N8	0.9740	0.9852	0.9772
N9	0.9711	0.9836	0.9747
N10	0.9685	0.9822	0.9724

Para el nodo 2 se tiene de la Tabla 5.23 un voltaje base de 0.9979, el cual es para una perturbación de potencia real de un valor de 0.001. De la Tabla 5.19 se tiene un voltaje nodal de 0.9979 para el caso base. Comparando estos valores se concluye que prácticamente no hay cambio en los voltajes nodales al incrementar la potencia.

En las Tablas 5.24, 5.25 y 5.26 se muestran los resultados de pérdidas para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 4 con un valor de 0.001 pu.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tabla 5.24 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2065	0.1511	0.2035	0.5611
Línea 2	0.1824	0.1331	0.1798	0.4953
Línea 3	0.1527	0.1112	0.1506	0.4145
Línea 4	0.1319	0.0959	0.1302	0.3580
Línea 5	0.1126	0.0817	0.1111	0.3054
Línea 6	0.0947	0.0686	0.0935	0.2568
Línea 7	0.0783	0.0567	0.0774	0.2124
Línea 8	0.0635	0.0459	0.0627	0.1721
Pot Apar(S)=	2.55574355	Suma=====		2.7756

Tabla 5.25 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1620	0.1494	0.08717	0.39857
Línea 2	0.1428	0.1316	0.07700	0.35140
Línea 3	0.1224	0.1104	0.05997	0.29277
Línea 4	0.1057	0.0952	0.05163	0.25253
Línea 5	0.0902	0.0811	0.04393	0.21523
Línea 6	0.0759	0.0682	0.03688	0.18098
Línea 7	0.0628	0.0563	0.03045	0.14955
Línea 8	0.0509	0.0456	0.02466	0.12116
				1.96219

Tabla 5.26 Requerimientos por potencia reactiva para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1281	0.02264	0.1839	0.33464
Línea 2	0.1134	0.02004	0.1625	0.29594
Línea 3	0.0913	0.01311	0.1382	0.24261
Línea 4	0.0789	0.01121	0.1195	0.20961
Línea 5	0.0673	0.00948	0.1021	0.17888
Línea 6	0.0566	0.00792	0.0859	0.15042
Línea 7	0.0469	0.00651	0.0711	0.12451
Línea 8	0.0380	0.00526	0.0577	0.10096
				1.63757

Enseguida las Tablas 5.27, 5.28 y 5.29 muestran los resultados de pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 6 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.27 Pérdidas en potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2066	0.1511	0.2036	0.5613
Línea 2	0.1825	0.1331	0.1799	0.4955
Línea 3	0.1598	0.1163	0.1576	0.4337
Línea 4	0.1385	0.1006	0.1366	0.3757
Línea 5	0.1126	0.0817	0.1112	0.3055
Línea 6	0.0947	0.0686	0.0935	0.2568
Línea 7	0.0784	0.0567	0.0774	0.2125
Línea 8	0.0635	0.0459	0.0627	0.1721
Pot Apar(S)=	2.5988563	Suma=====		2.8131

Tabla 5.28 Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1621	0.1494	0.08713	0.39863
Línea 2	0.1429	0.1316	0.07696	0.35146
Línea 3	0.1249	0.1150	0.06745	0.30735
Línea 4	0.1080	0.0995	0.05859	0.26609
Línea 5	0.0903	0.0811	0.04388	0.21528
Línea 6	0.0759	0.0682	0.03683	0.18093
Línea 7	0.0628	0.0563	0.03041	0.14951
Línea 8	0.0509	0.0456	0.02463	0.12113
				1.99038

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tabla 5.29 Requerimientos de potencia reactiva del sistema trifásico 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1282	0.02259	0.1840	0.33479
Línea 2	0.1135	0.01999	0.1626	0.29609
Línea 3	0.0997	0.01759	0.1424	0.25969
Línea 4	0.0867	0.01537	0.1234	0.22547
Línea 5	0.0673	0.00946	0.1021	0.17886
Línea 6	0.0567	0.00790	0.0860	0.15060
Línea 7	0.0469	0.00650	0.0712	0.12460
Línea 8	0.0380	0.00526	0.0577	0.10096
				1.67106

Tabla 5.30 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación P_{neto} en nodo 6.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9845	0.9908	0.9864
N6	0.9806	0.9888	0.9830
N7	0.9771	0.9869	0.9800
N8	0.9739	0.9852	0.9772
N9	0.9709	0.9836	0.9746
N10	0.9683	0.9822	0.9723

De la Tabla 5.30 se toma el voltaje para una perturbación de potencia real de un valor de 0.001 y de la Tabla 5.19 tenemos el voltaje nodal para el caso base; al comparar estos valores se concluye que para el sistema trifásico de 10 nodos prácticamente no hay cambio en los voltajes nodales al incrementarse la potencia.

Enseguida las Tablas 5.31, 5.32 y 5.33 muestran los resultados de pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 8 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.31 Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2067	0.1511	0.2037	0.5615
Línea 2	0.1826	0.1331	0.1800	0.4957
Línea 3	0.1599	0.1163	0.1577	0.4339
Línea 4	0.1386	0.1006	0.1367	0.3759
Línea 5	0.1188	0.0861	0.1172	0.3221
Línea 6	0.1004	0.0727	0.0991	0.2722
Línea 7	0.0784	0.0567	0.0774	0.2125
Línea 8	0.0635	0.0459	0.0627	0.1721
Pot Apar(S)=	2.63605686	Suma=====		2.8459

Tabla 5.32 Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1621	0.1494	0.08710	0.3986
Línea 2	0.1430	0.1316	0.07693	0.35153
Línea 3	0.1250	0.1150	0.06742	0.30742
Línea 4	0.1081	0.0995	0.05857	0.26617
Línea 5	0.0924	0.0851	0.05035	0.22785
Línea 6	0.0779	0.0718	0.04278	0.19248
Línea 7	0.0628	0.0563	0.03038	0.14948
Línea 8	0.0509	0.0456	0.02459	0.12109
				2.01462

Tabla 5.33 Requerimientos de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1282	0.02255	0.1842	0.33495
Línea 2	0.1136	0.01995	0.1628	0.29635
Línea 3	0.0997	0.01755	0.1425	0.25975
Línea 4	0.0867	0.01533	0.1235	0.22553
Línea 5	0.0746	0.01329	0.1058	0.19369
Línea 6	0.0634	0.01142	0.0894	0.16422
Línea 7	0.0469	0.00649	0.0712	0.12459
Línea 8	0.0380	0.00525	0.0577	0.10095
				1.70003

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Enseguida la Tabla 5.34 muestra los resultados del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 8 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.34 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación P_{neta} en nodo 8.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9845	0.9908	0.9864
N6	0.9806	0.9888	0.9830
N7	0.9770	0.9869	0.9799
N8	0.9737	0.9851	0.9771
N9	0.9708	0.9836	0.9745
N10	0.9681	0.9822	0.9722

Enseguida las Tablas 5.35, 5.36 y 5.37 muestran los resultados de pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia neta (carga) en el nodo 10 con valor de 0.001 pu.

Tabla 5.35 Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2068	0.1511	0.2038	0.5617
Línea 2	0.1827	0.1331	0.1801	0.4959
Línea 3	0.16	0.1163	0.1578	0.4341
Línea 4	0.1387	0.1006	0.1368	0.3761
Línea 5	0.1188	0.0861	0.1173	0.3222
Línea 6	0.1005	0.0727	0.0992	0.2724
Línea 7	0.0836	0.0604	0.0825	0.2265
Línea 8	0.0682	0.0493	0.0673	0.1848
Pot Apar(S)=	2.66724803 Suma=====			2.8737

Tabla 5.36 Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1622	0.1494	0.08707	0.39867
Línea 2	0.1430	0.1316	0.07691	0.35151
Línea 3	0.1250	0.1150	0.0674	0.30740
Línea 4	0.1081	0.0995	0.05854	0.26614
Línea 5	0.0924	0.0851	0.05033	0.22783
Línea 6	0.0779	0.0718	0.04276	0.19246
Línea 7	0.0646	0.0596	0.03582	0.16002
Línea 8	0.0525	0.0486	0.02951	0.13061
				2.03464

Tabla 5.37 Requerimientos de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neto} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1283	0.02252	0.1843	0.33512
Línea 2	0.1136	0.01992	0.1629	0.29642
Línea 3	0.0998	0.01752	0.1427	0.26002
Línea 4	0.0868	0.01531	0.1237	0.22581
Línea 5	0.0747	0.01327	0.1059	0.19387
Línea 6	0.0634	0.01140	0.0895	0.1643
Línea 7	0.0530	0.00969	0.0743	0.13699
Línea 8	0.0435	0.00813	0.0605	0.11213
				1.72466

Tabla 5.38 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación P_{neto} en nodo 10.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9845	0.9908	0.9864
N6	0.9806	0.9888	0.9830
N7	0.9770	0.9869	0.9799
N8	0.9737	0.9851	0.9770
N9	0.9707	0.9836	0.9745
N10	0.9680	0.9822	0.9721

A continuación se presenta la Tabla 5.39, donde se muestra un resumen de coeficientes de sensibilidad del sistema trifásico de 10 nodos cuando la perturbación de potencia real neta es de 0.001 pu. Se usa información de las Tablas 5.24; 5.25, 5.26, 5.27, 5.28, 5.29, 5.30, 5.31, 5.32 y 5.33; para los valores que se obtuvieron dada la perturbación. Las Tablas 5.20, 5.21, 5.22 se usan para el caso base.

Tabla 5.39 Coeficientes de sensibilidad para pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.

	Nodo 4	Nodo 6	Nodo 8	Nodo 10
$\Delta S^{\text{perd}} / \Delta P_{\text{neta}}$	0.0162	3.0613×10^{-2}	0.0430	0.0534
$\Delta P^{\text{perd}} / \Delta P_{\text{neta}}$	1.0657×10^{-2}	2.0053×10^{-2}	0.0281	0.0348
$\Delta Q^{\text{perd}} / \Delta P_{\text{neta}}$	0.0126	0.0238	0.0334	0.0416

A continuación se presenta un resumen de coeficientes de sensibilidad de voltajes nodales para el sistema trifásico de 10 nodos, cuando la perturbación de potencia real neta es de 0.001 pu. Se usó para la perturbación la información de las Tablas 5.34; 5.38 y para los datos del caso base se usó la Tabla 5.19.

Tabla 5.40 Coeficientes de sensibilidad de voltajes nodales para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.

	Nodo 8	Nodo 10
$\Delta V_5 / \Delta P_{\text{neta}}$	-0.1	-0.1
$\Delta V_9 / \Delta P_{\text{neta}}$	-0.1667	-0.1333

En el caso de la perturbación en el nodo 8 para el sistema trifásico de 10 nodos, el nodo 5, el nodo 4 y el nodo 6 tienen un comportamiento similar en la caída de tensión. El nodo 9, el nodo 8 y el nodo 10 tienen un comportamiento similar en la caída de tensión.

En el caso de la perturbación en el nodo 10 para el sistema trifásico de 10 nodos, el nodo 5, el nodo 4 y el nodo 6 tienen un comportamiento similar en la caída de tensión. El nodo 9, el nodo 8 y el nodo 10 tienen un comportamiento similar en la caída de voltaje.

5.5 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 10 nodos, perturbando el tap del transformador.

Enseguida las Tablas 5.41, 5.42 y 5.43 muestran los resultados de pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para un cambio pequeño en la posición del tap del transformador con un valor de 0.01 pu.

Tabla 5.41 Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de tap de un valor de 0.01 pu.

Cambios(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1943	0.1423	0.1916	0.5282
Línea 2	0.1712	0.1251	0.1688	0.4651
Línea 3	0.1494	0.1090	0.1474	0.4058
Línea 4	0.1291	0.0940	0.1274	0.3505
Línea 5	0.1102	0.0801	0.1088	0.2991
Línea 6	0.0927	0.0673	0.0915	0.2515
Línea 7	0.0767	0.0556	0.0757	0.2080
Línea 8	0.0621	0.0450	0.0614	0.1685
Pot Apar(S)=	2.45572844	Suma=====		2.6767

Tabla 5.42 Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación del tap de un valor de 0.01 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1558	0.1413	0.07721	0.37431
Línea 2	0.1372	0.1242	0.06774	0.32914
Línea 3	0.1198	0.1082	0.05891	0.28691
Línea 4	0.1035	0.0933	0.05072	0.24752
Línea 5	0.0883	0.0795	0.04316	0.21096
Línea 6	0.0743	0.0668	0.03623	0.17733
Línea 7	0.0614	0.0552	0.02992	0.14652
Línea 8	0.0498	0.0447	0.02422	0.11872
				1.89141

Tabla 5.43 Requerimientos de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación del tap de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1161	0.01725	0.1753	0.30865
Línea 2	0.1023	0.01500	0.1547	0.2720
Línea 3	0.0893	0.01294	0.1352	0.23744
Línea 4	0.0772	0.01106	0.1169	0.20516
Línea 5	0.0659	0.00936	0.0998	0.17506
Línea 6	0.0554	0.00782	0.0840	0.14722
Línea 7	0.0459	0.00643	0.0696	0.12193
Línea 8	0.0372	0.0052	0.0564	0.0988
				1.56626

Enseguida la Tabla 5.44 muestra los resultados del voltaje nodal para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación del tap con un valor de 0.01 pu.

Tabla 5.44 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, perturbación del tap de 0.01 pu.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	1.008	1.008	1.008
N3	1.0034	1.0055	1.004
N4	0.999	1.0032	1.0002
N5	0.995	1.001	0.9967
N6	0.9912	0.999	0.9934
N7	0.9877	0.9971	0.9904
N8	0.9845	0.9954	0.9876
N9	0.9816	0.9939	0.9851
N10	0.979	0.9925	0.9829

A continuación la Tabla 5.45 presenta un resumen de coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 10 nodos cuando la perturbación del tap es de -0.01 pu. Se usan las Tablas 5.41; 5.42, 5.43,5.44 para obtener los valores correspondientes para la perturbación del tap. Para el caso base se usaron las Tablas 5.20, 5.21, 5.22.

Tabla 5.45 Coeficientes de sensibilidad para las pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de tap de -0.01 pu.

$\Delta S^{\text{perd}}/\Delta \text{tap}$	0.0051
$\Delta P^{\text{perd}}/\Delta \text{tap}$	0.0039
$\Delta Q^{\text{perd}}/\Delta \text{tap}$	0.0034
$\Delta V_2/\Delta \text{tap}$	-1.01
$\Delta V_5/\Delta \text{tap}$	-1.02
$\Delta V_8/\Delta \text{tap}$	-1.03
$\Delta V_{10}/\Delta \text{tap}$	-1.4

5.6 Coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 10 nodos, perturbando la potencia reactiva.

Enseguida las Tablas 5.46, 5.47 y 5.48 muestra los resultados de pérdidas para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva neta (carga) en el nodo 5 con un valor de 0.001 pu (capacitiva).

Tabla 5.46 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2065	0.1511	0.2035	0.5611
Línea 2	0.1824	0.1331	0.1799	0.4954
Línea 3	0.1597	0.1163	0.1575	0.4335
Línea 4	0.1319	0.0959	0.1302	0.358
Línea 5	0.1126	0.0817	0.1111	0.3054
Línea 6	0.0947	0.0686	0.0935	0.2568
Línea 7	0.0784	0.0567	0.0774	0.2125
Línea 8	0.0635	0.0459	0.0627	0.1721
Pot Apar(S)=	2.57781488	Suma=====		2.7948

Tabla 5.47 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1620	0.1494	0.08715	0.39855
Línea 2	0.1429	0.1316	0.07698	0.35148
Línea 3	0.1248	0.1150	0.06747	0.30727
Línea 4	0.1058	0.0952	0.05160	0.25260
Línea 5	0.0902	0.0811	0.04391	0.21521
Línea 6	0.0759	0.0682	0.03685	0.18095
Línea 7	0.0628	0.0563	0.03043	0.14953
Línea 8	0.0509	0.0456	0.02464	0.12114
				1.97673

Tabla 5.48 Requerimientos de potencia reactiva para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1281	0.02262	0.1839	0.33462
Línea 2	0.1135	0.02001	0.1625	0.29601
Línea 3	0.0996	0.01761	0.1423	0.25951
Línea 4	0.0789	0.01120	0.1195	0.20960
Línea 5	0.0673	0.00947	0.1021	0.17887
Línea 6	0.0566	0.00791	0.0860	0.15051
Línea 7	0.0469	0.00651	0.0711	0.12451
Línea 8	0.0380	0.00526	0.0577	0.10096
				1.65459

Enseguida la Tabla 5.49 muestra los resultados del voltaje nodal para una perturbación de potencia reactiva neta (carga) en el nodo 5 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.49 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación Q_{neta} en nodo 5.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9845	0.9908	0.9864
N6	0.9807	0.9888	0.9831
N7	0.9772	0.9869	0.9800
N8	0.9740	0.9852	0.9772
N9	0.9710	0.9836	0.9747
N10	0.9684	0.9822	0.9724

Enseguida las Tablas 5.50, 5.51 y 5.52 muestran los resultados de pérdidas para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva neta (carga) en el nodo 8 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.50 Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(S) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.2067	0.1511	0.2037	0.5615
Línea 2	0.1826	0.1331	0.1800	0.4957
Línea 3	0.1599	0.1163	0.1577	0.4339
Línea 4	0.1386	0.1006	0.1367	0.3759
Línea 5	0.1188	0.0861	0.1172	0.3221
Línea 6	0.1004	0.0727	0.0991	0.2722
Línea 7	0.0784	0.0567	0.0774	0.2125
Línea 8	0.0635	0.0459	0.0627	0.1721
Pot Apar(S)=				2.63605686 Suma===== 2.8459

Tabla 5.51 Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(P) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1621	0.1494	0.08710	0.39860
Línea 2	0.1430	0.1316	0.07693	0.35153
Línea 3	0.1250	0.1150	0.06742	0.30742
Línea 4	0.1081	0.0995	0.05857	0.26617
Línea 5	0.0924	0.0851	0.05035	0.22785
Línea 6	0.0779	0.0718	0.04278	0.19248
Línea 7	0.0628	0.0563	0.03038	0.14948
Línea 8	0.0509	0.0456	0.02459	0.12109
				2.01462

Tabla 5.52 Pérdidas de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.

Pérdidas(Q) PU	Fase A	Fase B	Fase C	PU*e-3
Línea 1	0.1282	0.02255	0.1842	0.33495
Línea 2	0.1136	0.01995	0.1628	0.29635
Línea 3	0.0997	0.01755	0.1425	0.25975
Línea 4	0.0867	0.01533	0.1235	0.22553
Línea 5	0.0746	0.01329	0.1058	0.19369
Línea 6	0.0634	0.01142	0.0894	0.16422
Línea 7	0.0469	0.00649	0.0712	0.12459
Línea 8	0.0380	0.00525	0.0577	0.10095
				1.70003

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Enseguida la Tabla 5.53 muestra los resultados del voltaje nodal en el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva neta (carga) en el nodo 8 con un valor de 0.001 pu.

Tabla 5.53 Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación Q_{neta} en nodo 8.

Voltaje PU	Fase A	Fase B	Fase C
N1	0.9982	0.9982	0.9982
N2	0.9979	0.9979	0.9979
N3	0.9932	0.9954	0.9938
N4	0.9887	0.9930	0.9900
N5	0.9845	0.9908	0.9864
N6	0.9806	0.9888	0.9830
N7	0.9770	0.9869	0.9799
N8	0.9737	0.9851	0.9771
N9	0.9708	0.9836	0.9745
N10	0.9681	0.9822	0.9722

A continuación se presenta un resumen de coeficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva de 0.001 pu. Se usan información de las Tablas 5.46; 5.47, 5.48, 5.49, 5.50, 5.51, 5.52, 5.53, 5.32 y 5.33 para obtener valores correspondientes para la perturbación. Para los datos del caso base se usaron las Tablas 5.19, 5.20, 5.21, 5.22.

Tabla 5.54 Coeficientes de sensibilidad para pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva neta de 0.001 pu (capacitiva).

	Nodo 5	Nodo 8
$\Delta S^{perd}/\Delta Q_{neta}$	0.0236	0.0412
$\Delta P^{perd}/\Delta Q_{neta}$	0.0155	0.0281
$\Delta Q^{perd}/\Delta Q_{neta}$	0.0183	0.0334
$\Delta V_g/\Delta Q_{neta}$	-0.1	-0.1
$\Delta V_s/\Delta Q_{neta}$	-0.1	-- -0.1666

5.7 Resumen.

En el presente capítulo, se mostraron los efectos al modificarse variables como la carga, la posición del tap del transformador y los reactivos en los sistemas de distribución. Utilizando para estos estudios el sistema trifásico de cinco nodos y el sistema trifásico de diez nodos. Obteniendo en forma individual los diferentes coeficientes de sensibilidad para el voltaje nodal y pérdidas en los diferentes sistemas para la condición de operación presentada en los casos bases.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Logros y Aportaciones

El objetivo presentado en esta tesis es el estudiar y el analizar diferentes estrategias para la reducción de pérdidas en un sistema trifásico de distribución, manteniendo dentro de un valor preestablecido las variables de control y el perfil del voltaje en el circuito de distribución, el control del voltaje en el bus de la subestación; sujeto a cumplir con la demanda requerida.

El análisis del comportamiento de la red de distribución se realiza usando un modelo de carga de potencia constante, se calculan las pérdidas en los conductores en media tensión que forman la red trifásica del circuito de distribución. Se usa la impedancia de la red de distribución considerando los acoplamientos mutuos y el retorno por tierra. Con las consideraciones citadas se presenta una metodología para cálculo de pérdidas en redes eléctricas de distribución.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La reducción de pérdidas se sujeta a mantener el voltaje en la subestación dentro de un rango establecido de 0.9 a 1.05 en pu en cada una de las fases. Para la red de distribución se establece un voltaje mínimo de 0.9 por unidad en el extremo más alejado del ramal [12]. El método utilizado para la reducción de pérdidas, presentado en este trabajo, es primeramente determinar el valor de las pérdidas de potencia para el sistema trifásico de distribución y posteriormente aplicar la estrategia más conveniente para la reducción de pérdidas en el sistema de distribución.

El efecto de mantener el voltaje de la barra de la subestación dentro de un rango especificado, es estudiado para determinar las pérdidas que se presentan en la red y su efecto en el perfil del voltaje en el circuito. En la tesis se presentó un estudio para cambio de taps en transformadores de potencia, analizando su condición operativa en temporada de alta demanda y temporada de baja demanda. También se estudió la reducción de pérdidas mediante el movimiento de taps como variable de control, para este problema se analizaron los sistemas trifásicos de diez y de veintidós nodos. Se comprueba que al operar el circuito de distribución con voltajes cercanos al máximo superior presentan un valor mínimo de pérdidas en los conductores de media tensión.

El determinar la longitud del circuito, de acuerdo con sus condiciones operativas, se obtiene al establecer la re-configuración de los circuitos de distribución con una metodología de análisis a fin de reducir las pérdidas eléctricas. La operación en malla de dos circuitos en paralelo, es analizada para determinar el punto de terminación del circuito. La re-configuración de alimentadores es útil para la reducción de pérdidas, siendo éste es un problema de optimización y la solución del problema involucra una búsqueda sobre la configuración del circuito de distribución. El sistema trifásico de veintidós nodos se usa para analizar dos circuitos mallados, y como resultado se sugiere el nodo donde conviene separar los circuitos. Se comprueba que al tener la carga balanceada y uniformemente distribuida aquel nodo en que se separan los circuitos es el nodo que resulta en dos circuitos idénticos.

Después de determinar el comportamiento actual del sistema trifásico se busca reducir los reactivos en la red de distribución, recomendándose la ubicación y dimensionamiento de los bancos de capacitores. El procedimiento utilizado fue el calcular el factor de potencia del sistema de distribución para determinar los reactivos a compensar y operar la red de distribución con un factor de potencia dentro de un rango de 0.95 atrasado y un factor unitario. Posteriormente se procede a ubicar bancos de capacitores de acuerdo con los requerimientos de reactivos en diferentes nodos, para finalmente analizar los valores de pérdidas que se presentan, bajo esta condición, en el sistema trifásico de distribución.

En este trabajo se estudiaron "variables de control" como la carga, la modificación de la posición del tap en el transformador de potencia y la conexión-desconexión de capacitores en la red de distribución. Las variables o efectos a analizar fueron el voltaje nodal y las pérdidas en el sistema trifásico de distribución. Finalmente se analizaron los coeficientes de sensibilidad para cambios de potencia aparente, en los requerimientos de potencia reactiva y pérdidas de potencia real en los sistemas de cinco, diez y veintidós nodos.

El criterio aplicado para encontrar el valor mínimo de pérdidas, en los casos presentados en esta tesis, fue por medio de una enumeración exhaustiva, dado que las redes de distribución son trifásicas desbalanceadas y no son de gran dimensión.

6.2 Recomendaciones para Desarrollos Futuros

Los sistemas eléctricos usados en este trabajo se consideraron trifásicos en toda la configuración, pero se pueden incluir elementos monofásicos en el un análisis del sistema de distribución, o configuraciones de dos fases. La carga se considero balanceada y de potencia constante, pero bien puede incluirse elementos desbalanceados.

La reducción de pérdidas por medio de instalación de capacitores se planteo solamente para carga balanceada, pero bien se puede obtener para un modelo con carga desbalanceada. En el cálculo de las pérdidas solamente se consideraron las que se presentan en los conductores de media tensión, pero puede incluirse un modelado más detallado para los transformadores de distribución y así obtener valores que combinen las pérdidas, tanto en conductores como en transformadores.

6.3 Aplicaciones prácticas

Al obtener las pérdidas por sección del circuito de distribución, se determina la sección que presenta las mayores pérdidas. Este resultado puede sugerir una modificación del calibre y del tipo del conductor para que presente menores pérdidas. Este trabajo de esta

tesis da lugar a una herramienta para efectuar el análisis de necesidades de capacitores en un circuito, a fin de reducir las pérdidas que se presentan en los conductores y para determinar la mejor ubicación de los bancos de capacitores.

Con la herramienta desarrollada y la experiencia obtenida se puede determinar el valor de carga en el cual es más conveniente operar, en un valor determinado del tap del transformador. Como aplicación importante se tiene la posibilidad del análisis de circuitos mallados, y los procedimientos desarrollados pueden servir como herramienta para determinar el punto más conveniente en dónde terminar un circuito.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

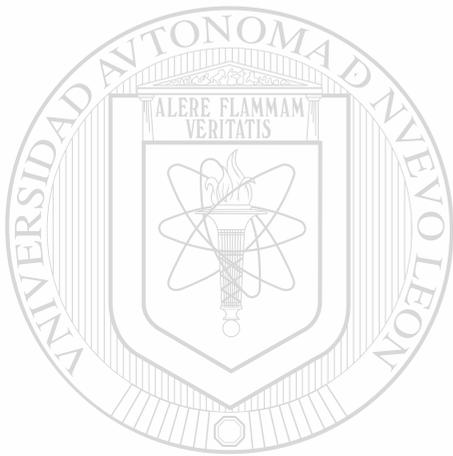


REFERENCIAS

- [1] S. Acha Daza, R. R. Shoults, Mo-Shing Chen, "Estudio de Flujos para Sistemas de Distribución en Bajo Voltaje," *IEEE Sección México, Reunión de Verano, Acapulco 90*, 22 al 27 de Julio de 1990, pag. 140-146.
- [2] *MATLAB*® Edición de Estudiante, Versión 4, Guía de Usuario, 1996, Prentice-Hall.
- [3] Florencio Aboytes Editor, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Monterrey, N. L., México, Febrero 1990, Centro Nacional de Control de la Energía, CFE.
- [4] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*, 1996, McGraw-Hill/Interamericana de México, S. A. de C. V.
- [5] Salvador Acha D., José Izquierdo Franco, "Métodos de solución Aplicada al Problema de Flujos de Potencia en Sistemas de Distribución," Reporte de Investigación UANL-FIME-DIE, Agosto 2001.
- [6] Salvador Acha Daza, "Análisis Nodal para Sistemas Desbalanceados, Estudio de Flujos para Sistemas de Distribución y Corrientes de Falla," UANL-FIME-DIE, Seminario de Investigación, Abril, 2001.
-
- [7] Turan Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering*, 1986, McGraw-Hill, Inc.
- [8] J. Arrillaga, C. P. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*, 1990, John Wiley & Sons Ltd.
- [9] M. H. Haquei, "Capacitor placement in radial distribution systems for loss reduction," *IEE Proc-Gener, Transm, Distrib.*, Vol. 146, no. 5, September 1999, pp. 501-505.
- [10] M. A. Kashem, G. B. Jasmon, V. Ganapathy, "A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization" *M. A. Kashem et al. / Electrical Power and Energy Systems* 22, 2000, 269-276.
- [11] H. Lee Willis, "Power Distribution Planning Reference Book," Marcel Dekker.
- [12] "Curso para Ingenieros de Planeación", CFE, Lerma, Campeche, Campeche, 1999.

[13] Yebra Morón, “Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos,” Mc-Graw Hill.

[14] Instructivo de operación del Omnipotenciometro OPH-03/C junio 1997



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APENDICE A

INFORMACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

APENDICE A

INFORMACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La Tabla A.1 muestra los parámetros del alimentador de la red de distribución denominado IMSS y con interruptor FUG4130 perteneciente a la subestación Félix U. Gómez. La Tabla A.2 muestra los parámetros del alimentador de la red de distribución denominada Cervecería y con interruptor UNI4215 perteneciente a la subestación Universidad.

Tabla A.1 Resumen de parámetros relevantes, interruptor FUG4130 del circuito de distribución IMSS.

	KVA	KVC	IA	IC
Maximo	14.59	14.55	83.80	81.20
Fecha	2001/02/18	2001/02/18	2001/04/04	2001/04/04
Hora	07:30:00	07:30:00	12:00:00	12:00:00
Minimo	13.69	13.67	30.20	30.10
Fecha	2001/04/04	2001/04/04	2001/03/22	2001/03/22
Hora	16:15:00	16:15:00	04:15:00	04:30:00
Promedio	14.15	14.12	48.64	47.57
%SobreVoltaje	5.72%	5.44%		
%CaídaVoltaje	-0.81%	-0.98%		
Factor de Carga	60.47%			
Tiempo Estimado Fuera de Servicio		0	minutos	
Energía Dejada de Vender		0.00	MWH	

KVA Kilovolts de la fase A.
 KVC Kilovolts de la fase C.
 IA Corriente de la fase A.
 IC Corriente de la fase C.

Tabla A.1 (Continuación)

	MW_3F	MVAR_3F	MVA_3F	FP_3F
Máximo	1.86	0.56	1.94	1.00
Fecha	2001/04/04	2001/04/03	2001/04/04	2001/02/12
Hora	11:30:00	20:15:00	11:30:00	06:30:00
Mínimo	1.02	0.00	1.02	0.94
Fecha	2001/02/12	2001/02/12	2001/02/12	2001/04/14
Hora	17:00:00	06:15:00	17:00:00	07:00:00
Promedio	1.12	0.20	1.15	0.98

MW_3F Megawatts trifásicos del circuito.

MVAR_3F Megavoltamperes-reactivos trifásicos del circuito.

MVA_3F Megavoltamperes trifásicos del circuito.

FP_3F Factor de potencia trifásico del circuito

Tabla A.2 Resumen de parámetros relevantes interruptor UNI4215 para circuito de distribución Cervecería.

	KVA	KVC	IA	IC
Máximo	14.18	14.24	299.10	303.30
Fecha	2001/02/05	2001/02/05	2001/02/03	2001/02/03
Hora	11:00:00	11:00:00	00:00:00	00:30:00
Mínimo	13.21	13.32	19.50	20.10
Fecha	2001/02/28	2001/02/28	2001/02/05	2001/02/05
Hora	19:15:00	19:15:00	12:15:00	12:15:00
Promedio	13.69	13.79	152.07	154.86
%Sobre Voltaje	2.74%	3.18%		
%Caida Voltaje	-4.28%	-3.50%		
Factor de Carga	51.75%			
Tiempo Estimado Fuera de Servicio		0	minutos	
Energía Dejada de Vender		0.00	MWH	

KVA Kilovolts de la fase A.

KVC Kilovolts de la fase C.

IA Corriente de la fase A.

IC Corriente de la fase C.

Tabla A.2 (Continuación)

	MW_3F	MVAR_3F	MVA_3F	FP_3F
Máximo	6.46	2.90	7.08	1.00
Fecha	2001/02/03	2001/02/03	2001/02/03	2001/03/21
Hora	00:00:00	00:00:00	00:00:00	14:30:00
Mínimo	1.02	1.02	1.02	0.74
Fecha	2001/02/05	2001/02/04	2001/03/21	2001/02/05
Hora	11:15:00	03:30:00	08:45:00	11:30:00
Promedio	3.34	1.36	3.62	0.93

MW_3F Megawatts trifásicos del circuito.

MVAR_3F Megavoltamperes-reactivos trifásicos del circuito.

MVA_3F Megavoltamperes trifásicos del circuito.

FP_3F Factor de potencia trifásico del circuito

En la Tabla A.3 se muestra la forma de la información obtenida en medidor Kitrón, instalado en la medición del interruptor 4130, subestación Félix U. Gómez (FUG4130).

Tabla A.3 Información proporcionada por un medidor Kitrón.

FECHA	KVA	KVC	IA	IC	FPA	FPC
2001/03/18 03:30:00	14.34400	14.30200	36.40000	35.40000	0.77280	0.91020
2001/03/18 03:45:00	14.37100	14.32900	36.40000	35.60000	0.76880	0.91360
2001/03/18 04:00:00	14.34700	14.30800	36.10000	35.40000	0.77660	0.91020
2001/03/18 04:15:00	14.33200	14.29200	35.90000	35.30000	0.77940	0.90900
2001/03/18 04:30:00	14.36200	14.32100	36.70000	35.80000	0.77040	0.91520
2001/03/18 04:45:00	14.34600	14.31000	36.60000	35.70000	0.76820	0.91620
2001/03/18 05:00:00	14.35700	14.31700	36.20000	35.40000	0.77860	0.91080
2001/03/18 05:15:00	14.33100	14.29000	36.00000	35.10000	0.78580	0.90440
2001/03/18 05:30:00	14.33300	14.29400	36.70000	35.80000	0.76900	0.91540
2001/03/18 05:45:00	14.34900	14.30800	37.10000	36.20000	0.76120	0.92220

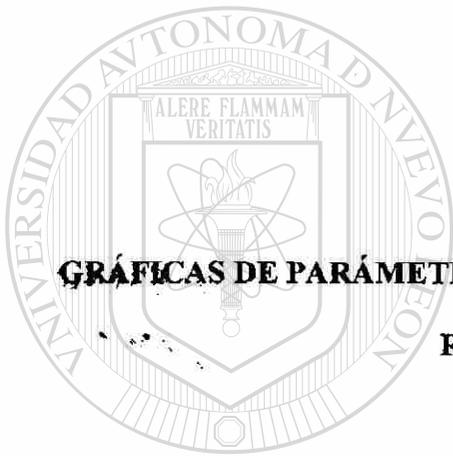
2001/03/18 06:00:00	14.38500	14.34300	37.20000	36.20000	0.75900	0.92380
2001/03/18 06:15:00	14.37400	14.33500	36.90000	36.00000	0.76580	0.91620
2001/03/18 06:30:00	14.38600	14.35000	37.80000	37.10000	0.74760	0.93060
2001/03/18 06:45:00	14.38300	14.34600	38.80000	38.10000	0.74400	0.92900
2001/03/18 07:00:00	14.40300	14.37300	38.10000	37.20000	0.74740	0.92420

Tabla A.3. 2 de 3 (Continuación)

FECHA	MW 3F	MVAR 3F	MVA 3F	FP 3F	FRECUENCIA
2001/03/18 03:30:00	0.86000	0.10000	0.86000	0.98980	59.96800
2001/03/18 03:45:00	0.86000	0.12000	0.86000	0.98920	60.00500
2001/03/18 04:00:00	0.86000	0.10000	0.86000	0.99080	59.97700
2001/03/18 04:15:00	0.84000	0.10000	0.86000	0.99100	59.89800
2001/03/18 04:30:00	0.86000	0.12000	0.88000	0.98860	59.99500
2001/03/18 04:45:00	0.86000	0.12000	0.88000	0.98839	59.97500
2001/03/18 05:00:00	0.86000	0.10000	0.86000	0.99060	60.03500
2001/03/18 05:15:00	0.84000	0.10000	0.86000	0.99220	59.98900
2001/03/18 05:30:00	0.86000	0.12000	0.88000	0.98860	59.94900
2001/03/18 05:45:00	0.88000	0.14000	0.88000	0.98620	59.97700
2001/03/18 06:00:00	0.88000	0.14000	0.88000	0.98560	60.00900
2001/03/18 06:15:00	0.86000	0.12000	0.88000	0.98800	59.96400
2001/03/18 06:30:00	0.90000	0.16000	0.90000	0.98300	59.92900
2001/03/18 06:45:00	0.92000	0.16000	0.92000	0.98280	60.02400
2001/03/18 07:00:00	0.90000	0.14000	0.90000	0.98420	60.08200

Tabla A.3 (Continuación)

FECHA	THDVA	THDVC	THDIA	THDIC	
2001/03/18 03:30:00	0.04300	0.04140	0.04260	0.06500	
2001/03/18 03:45:00	0.04400	0.04240	0.04300	0.06560	
2001/03/18 04:00:00	0.04260	0.04120	0.04180	0.06380	
2001/03/18 04:15:00	0.04340	0.04180	0.04260	0.06480	
2001/03/18 04:30:00	0.04300	0.04160	0.03920	0.06180	
2001/03/18 04:45:00	0.04280	0.04160	0.03740	0.06000	
2001/03/18 05:00:00	0.04380	0.04180	0.03900	0.06160	
2001/03/18 05:15:00	0.04240	0.04060	0.03980	0.06220	
2001/03/18 05:30:00	0.04280	0.04100	0.03700	0.05920	
2001/03/18 05:45:00	0.04180	0.04000	0.03440	0.05660	
2001/03/18 06:00:00	0.04300	0.04080	0.03340	0.05680	
2001/03/18 06:15:00	0.04320	0.04100	0.03400	0.05740	
2001/03/18 06:30:00	0.04500	0.04220	0.03420	0.05660	
2001/03/18 06:45:00	0.04320	0.04040	0.03160	0.05320	
2001/03/18 07:00:00	0.04320	0.04080	0.03340	0.05580	



APENDICE B

GRÁFICAS DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN ALIMENTADORES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Gráfico del día de Demanda Máxima 2001/05/09 Demanda Máxima = 8.32 MW
interruptor FUG4130

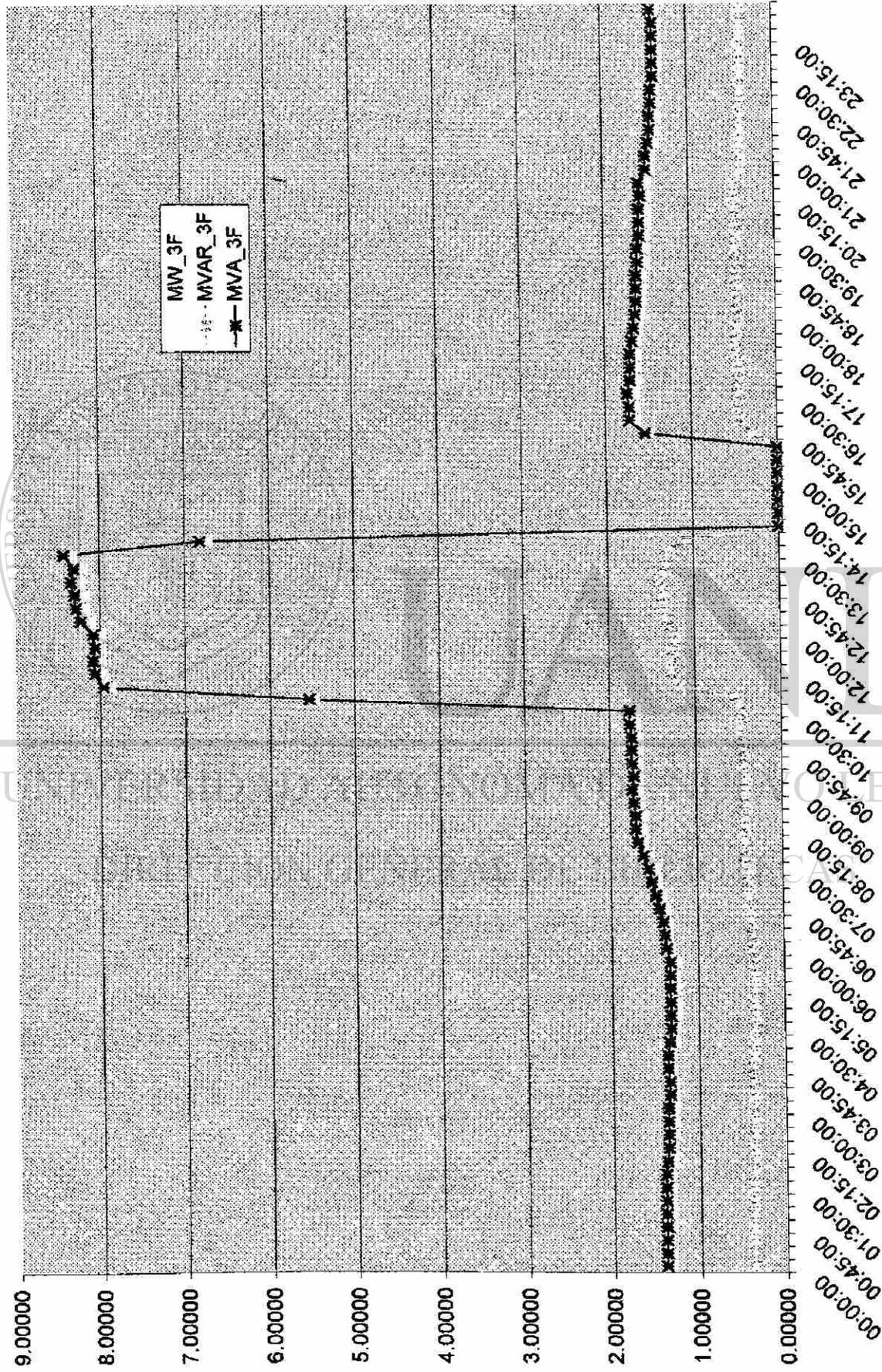


Figura B.1 Gráfico del día de demanda máxima, interruptor FUG4130.

Grafico del dia de Mínima Demanda 2001/03/19 Demanda Mínima = 1.02 MW
 interruptor FUG4130

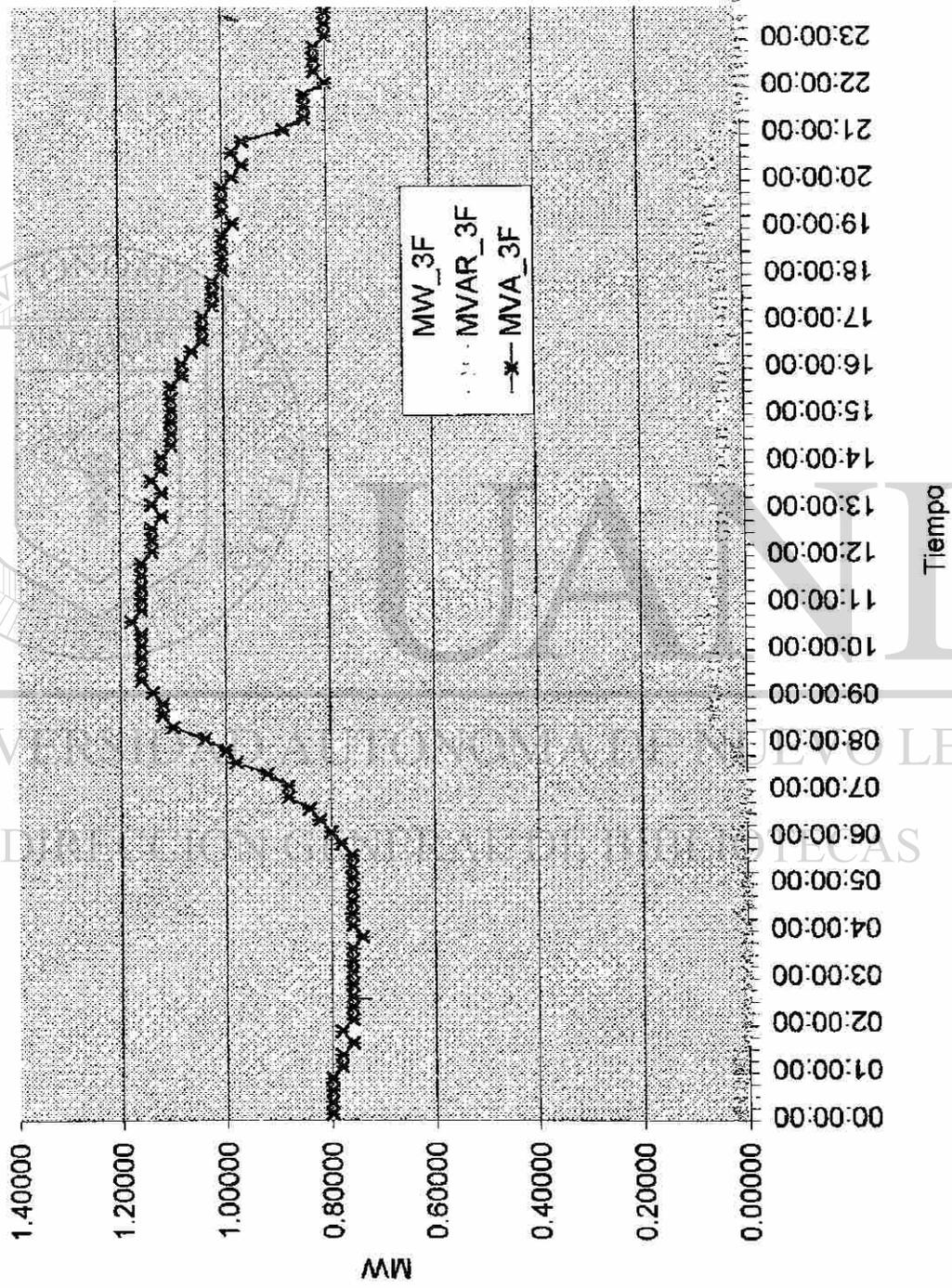


Figura B.2 Gráfico del día de demanda mínima del alimentador FUG4130 IMSS.

Gráfico del día de Máximo Voltaje 2001/03/21 Voltaje Máximo = 14.46 kV interruptor FUG4130

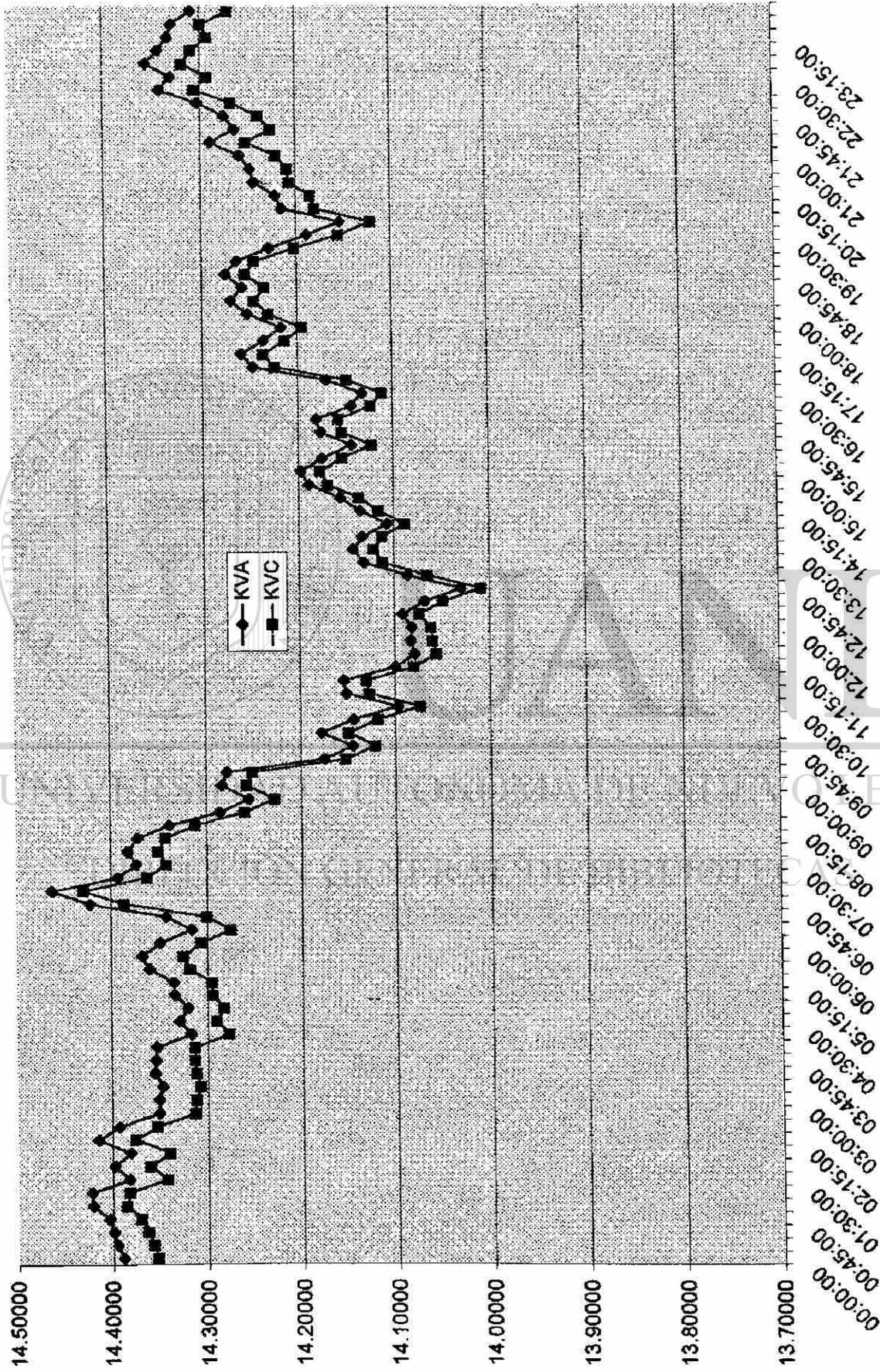


Figura B.3 Gráfico del día de máximo voltaje del interruptor FUG4130.

Gráfico del día de Mínimo Voltaje 2001/05/21 Mínimo Voltaje = 13.55 kV interruptor FUG4130

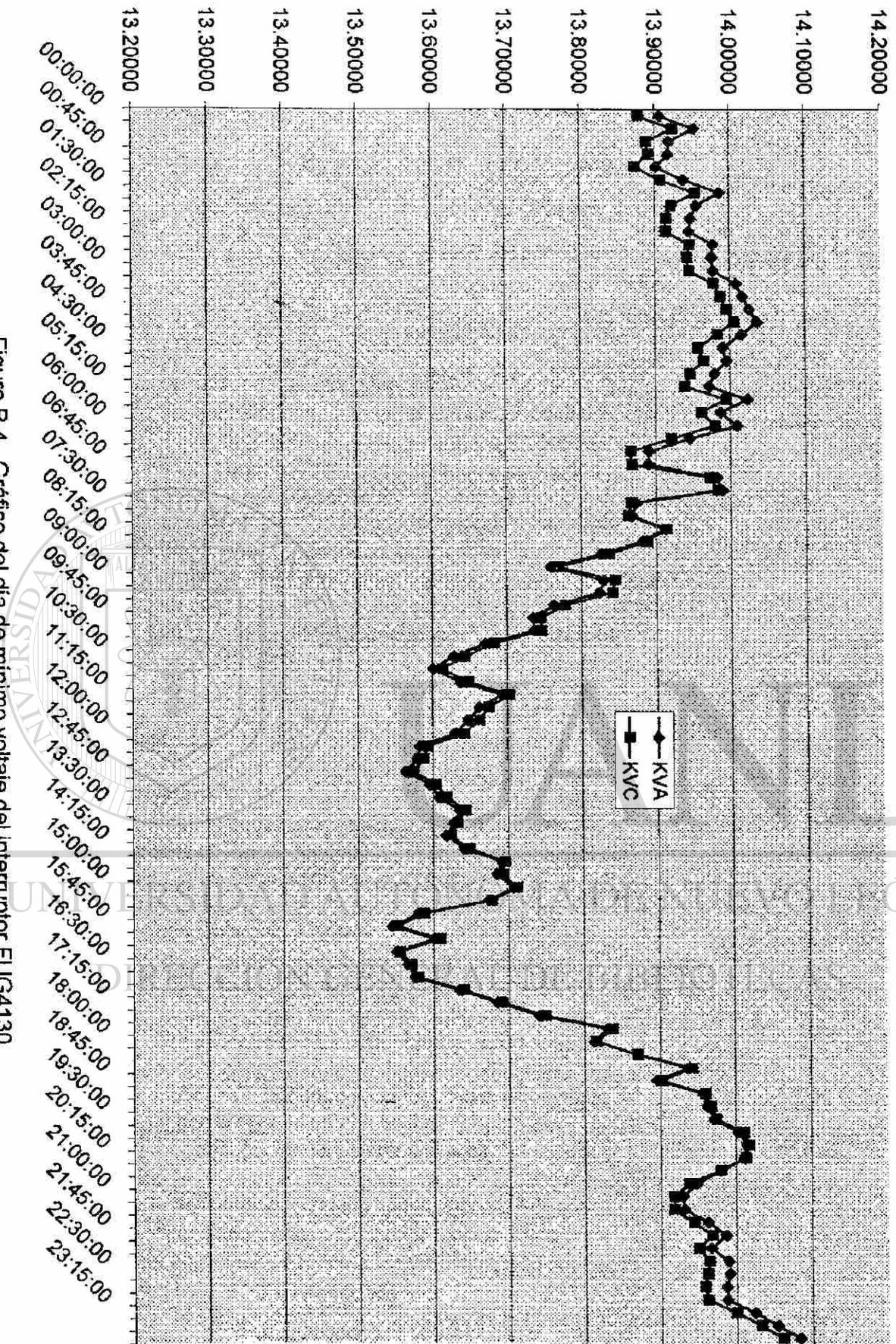


Figura B.4 Gráfico del día de mínimo voltaje del interruptor FUG4130.

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO 2

2.1	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 1.	29
2.2	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 2.	30
2.3	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 3.	30
2.4	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 4.	31
2.5	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 5.	31
2.6	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 6.	32
2.7	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 7.	32
2.8	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 8.	33
2.9	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 9.	33
2.10	Curva de demanda obtenida por el equipo de medición No 10.	34

CAPITULO 3

3.1	Equivalente del sistema o equivalente Thévenin.	38
3.2	Equivalente serie de la línea de distribución.	41
3.3	Representación de un sistema eléctrico simple	44
3.4	Representación trifásica de sistema eléctrico simple.	44
3.5	Diagrama trifilar de 3 nodos.	46
3.6a	Vector de voltajes iniciales.	47
3.6 b	Corrientes nodales para el proceso iterativo.	47
3.7	Diagrama trifilar de 5 nodos.	51
3.8	Perfil del Voltaje Nodal en un circuito balanceado de 5 nodos.	52
3.9	Ángulo del Voltaje Nodal en un circuito balanceado de 5 nodos.	53
3.10	Pérdidas en las líneas de un circuito balanceado de 5 nodos.	53
3.11	Perfil del Voltaje Nodal en un circuito de 10 nodos.	60
3.12	Ángulo del Voltaje Nodal de la fase A en un circuito de 10 nodos.	61
3.13	Ángulo del Voltaje Nodal de la fase B en un circuito de 10 nodos.	61
3.14	Ángulo del Voltaje Nodal de la fase C en un circuito balanceado de 10 nodos.	62
3.15	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con 12 MVA y fp 0.9.	65
3.16	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con 12 MVA y fp 0.9.	66
3.17	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap en 1.05.	67
3.18	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap en 0.95.	68
3.19	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.0.	69

INDICE DE FIGURAS (continuación)

3.20	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga de 6 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.0.	70
3.21	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 1.05.	71
3.22	Voltaje Nodal de un circuito balanceado de 10 nodos, con carga de 4 MVA uniformemente distribuida; tap en 0.95.	72
3.23.1	Voltaje Nodal de dos circuitos de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.	75
3.24	Diferencia del Voltaje Nodal, fase A de dos circuitos de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.	75
3.25	Diferencia del Voltaje Nodal fase B de dos circuitos de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.	76
3.26	Diferencia del Voltaje Nodal fase C de dos circuitos de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; tap en 1.00.	76
3.27	Voltaje Nodal de dos circuitos balanceados de 22 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap 1 en 1.05 y tap 2 en 0.95.	77
3.28	Diferencia del Voltaje Nodal fase A de dos circuitos balanceados de 22 nodos, con carga uniformemente distribuida; tap 1 en 1.05 y tap 2 en 0.95.	78

CAPITULO 4

4.1	Circuito trifásico de cinco nodos.	81
4.2	Pérdidas de potencia real en las líneas de un circuito balanceado de 5 nodos.	82
4.3	Pérdidas de potencia reactiva en las líneas de un circuito de 5 nodos con carga balanceada.	83
4.4	Circuito de diez nodos trifásicos.	84
4.5	Pérdidas de potencia real en las líneas de un circuito balanceado de 10 nodos, carga uniformemente distribuida.	85
4.6	Potencia reactiva en las líneas de circuito de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida.	86
4.7	Circuito de veintidós nodos trifásicos.	87
4.8	Pérdidas de potencia real en las líneas de un circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida y tap en un valor de 0.95.	91
4.9	Comparativo de pérdidas de potencia real en las líneas de un circuito 10 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida al cambiar tap.	93
4.10	Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado.	96

INDICE DE FIGURAS (continuación)

4.11	Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodo 5.	98
4.12	Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5 y 8.	100
4.13	Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 5,8 y 10.	103
4.14	Circuito de 10 nodos carga balanceada y uniformemente distribuida en nodos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 con un valor de 6 MVA, factor de potencia de 0.8 atrasado. En el nodo 10 se presenta una carga de 6 MVA con un factor de potencia de 0.8 atrasado. Capacitor de 600 KVAR en nodos 3,4,5,6,7 y 8. Capacitor de 3600 KVAR en nodo 10.	105
4.15	Gráfica del voltaje nodal de la fase A para el sistema trifásico de 10 nodos; donde se exponen los diferentes casos.	110
4.16	Voltaje nodal para el modelo de 10 nodos, utilizando cambiador de taps en un valor de 0.95.	112
4.17	Voltaje nodal para el modelo de 10 nodos, utilizando cambiador de taps en un valor de 1.0.	113

APÉNDICE B

B.1	Gráfico del día de demanda máxima del alimentador FUG4130 IMSS.	151
B.2	Gráfico del día de mínima demanda del alimentador FUG4130 IMSS.	152
B.3	Gráfico del día de máximo voltaje del alimentador FUG4130 IMSS.	153
B.4	Gráfico del día de mínimo voltaje del alimentador FUG4130.	154

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 2

2.1	Clasificación por tipo de usuarios según nivel de demanda.	27
2.2	Localidades base donde esta instalado equipo d medición.	28

CAPITULO 3

3.1	Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 1.	54
3.2	Efecto en la potencia por corriente en el nodo 1.	55
3.3	Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 2.	56
3.4	Efecto en la potencia por corriente en el nodo 2.	56
3.5	Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 5.	57
3.6	Efecto en la potencia por corriente en el nodo 5.	58
3.7	Efecto en los voltajes nodales por corriente en el nodo 4.	59
3.8	Efecto en la potencia por corriente en el nodo 4.	59
3.9	Ángulo Nodal en circuito de diez nodos.	62
3.10	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, con 12 MVA en el nodo 2.	63
3.11	Ángulo Nodal en circuito de diez nodos, con 12 MVA en el nodo 2.	64
3.12	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, con 6 MVA en el nodo 10 y 2 MVA en los 5, 7 y 9.	64
3.13	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, con 6 MVA en el nodo 10 y 1.333 MVA en los 5, 7 y 9.	65
3.14	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, tap de 1.05.	67
3.15	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos, tap de 0.95.	68
3.16	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos balanceado, con tap de 1.0 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.	69
3.17	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos balanceado, con tap de 1.0 con carga 6 MVA uniformemente distribuida.	70
3.18	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos balanceado, con tap de 1.05 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.	71
3.19	Voltaje Nodal en circuito de diez nodos balanceado, con tap de 0.95 con carga 4 MVA uniformemente distribuida.	72
3.20	Voltaje Nodal de dos circuitos de veintidós nodos balanceados, con tap de 1.0, carga uniformemente distribuida.	74
3.21	Voltaje Nodal de dos circuitos de veintidós nodos balanceados, con tap 1 de 1.05 y tap 2 de 0.95 con carga uniformemente distribuida.	77

INDICE DE TABLAS (continuación)

CAPITULO 4

4.1	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito con carga balanceado de 5 nodos.	83
4.2	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito balanceado de 5 nodos.	84
4.3	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 10 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida.	86
4.4	Potencia reactiva por fase y total por línea circuito de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida.	87
4.5	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; y dos fuentes de alimentación	88
4.6	Potencia reactiva por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 22 nodos, con carga balanceada y uniformemente distribuida; y dos fuentes de alimentación.	90
4.7	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; y tap en un valor de 0.95.	92
4.8	Comparativo de pérdidas de potencia real por línea de un circuito de 10 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; al modificar la posición del tap.	93
4.9	Pérdidas de potencia real por fase en las líneas y total por línea de un circuito de 22 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; tap1 y tap2 en un valor de 0.95.	94
4.10	Comparativo de pérdidas de potencia real por línea de un circuito de 22 nodos, carga balanceada y uniformemente distribuida; al modificar el tap.	95
4.11	Voltaje Nodal, factor de potencia de modelo de 10 nodos sin capacitores en la red de distribución	97
4.12	Pérdidas de potencia del modelo de 10 nodos sin capacitores en la red de distribución.	97
4.13	Voltaje Nodal, factor de potencia de modelo de 10 nodos con capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 de la red de distribución.	99
4.14	Pérdidas de potencia del modelo de 10 nodos con capacitor de 600 KVAR en el nodo 5 de la red de distribución.	99
4.15	Voltaje Nodal, factor de potencia de modelo de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5 y el nodo 8 de la red de distribución.	101
4.16	Pérdidas de potencia del modelo de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5 y nodo 8 de la red de distribución.	101
4.17	Voltaje Nodal, factor de potencia de modelo de 10 nodos.	103
4.18	Pérdidas de potencia del modelo de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 5, nodo 8 y nodo 10 de la red de distribución.	104

INDICE DE TABLAS (continuación)

4.19	Voltaje Nodal, factor de potencia de modelo de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5, 6, 7, y 8; capacitor de 3600 KVAR en el nodo 10 de la red de distribución.	106
4.20	Pérdidas de potencia del modelo de 10 nodos con capacitores de 600 KVAR en el nodo 3, 4, 5,6, y 8;en nodo 10 se encuentra un capacitor de 3,600 KVAR.	106
4.21	Incremento del factor de potencia del circuito al instalar capacitores., en la red de distribución.	108
4.22	Pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para diferentes casos en que se instalan bancos de capacitores en diferentes nodos.	110
4.23	Voltaje nodal del modelo de 10 nodos con tap en valor de 0.95.	112
4.24	Voltaje nodal del modelo de 10 nodos con tap en valor 1.0.	113

CAPITULO 5

5.1	Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos caso base.	115
5.2	Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación P_{neta} en nodo 5.	115
5.3	Voltaje nodal del sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación P_{neta} en nodo 4.	115
5.4	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, caso base.	116
5.5	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, caso base.	116
5.6	Pérdidas por potencia reactiva para el sistema triásico de 5 nodos, caso base.	116
5.7	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	116
5.8	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	117
5.9	Pérdidas por potencia reactiva del sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	117
5.10	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	117
5.11	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	117
5.12	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	118
5.13	Coefficientes de sensibilidad del sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.	118
5.14	Voltaje nodal del modelo de 5 nodos tap de 0.99.	118
5.15	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 5 nodos tap en valor 0.99.	119
5.16	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 5 nodos tap en valor de 0.99.	119

INDICE DE TABLAS (continuación)

5.17	Pérdidas de potencia reactiva para el sistema trifásico de 5 nodos tap en valor de 0.99.	119
5.18	Coefficientes de sensibilidad para el sistema trifásico de 5 nodos para una perturbación de tap de -0.01 pu.	120
5.19	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos caso base.	120
5.20	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos caso base.	121
5.21	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos caso base.	121
5.22	Pérdidas por potencia reactiva para el sistema trifásico de 10 nodos caso base.	121
5.23	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación P_{neta} en nodo 4.	122
5.24	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	122
5.25	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	123
5.26	Pérdidas por potencia reactiva para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 4 de un valor de 0.001 pu.	123
5.27	Potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.	124
5.28	Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.	124
5.29	Pérdidas por potencia reactiva del sistema trifásico 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 6 de un valor de 0.001 pu.	124
5.30	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación P_{neta} en nodo 6.	125
5.31	Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	125
5.32	Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	126
5.33	Pérdidas por potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	126
5.34	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación P_{neta} en nodo 8.	127
5.35	Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.	127
5.36	Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.	128
5.37	Pérdidas por potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de P_{neta} en el nodo 10 de un valor de 0.001 pu.	128
5.38	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación P_{neta} en nodo 10.	128

INDICE DE TABLAS (continuación)

5.39	Coeficientes de sensibilidad para pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.	129
5.40	Coeficientes de sensibilidad de voltajes nodales para el sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia real neta de 0.001 pu.	129
5.41	Pérdidas de potencia aparente del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de tap de un valor de 0.01 pu.	130
5.42	Pérdidas de potencia real del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación del tap de un valor de 0.01 pu.	130
5.43	Pérdidas de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación del tap de un valor de 0.001 pu.	131
5.44	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos con perturbación del tap de 0.01 pu.	131
5.45	Coeficientes de sensibilidad para las pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de tap de -0.01 pu.	132
5.46	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	132
5.47	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	133
5.48	Pérdidas de potencia reactiva para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 5 de un valor de 0.001 pu.	133
5.49	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación Q_{neta} en nodo 5.	134
5.50	Pérdidas de potencia aparente para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	134
5.51	Pérdidas de potencia real para el sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	135
5.52	Pérdidas de potencia reactiva del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación de Q_{neta} en el nodo 8 de un valor de 0.001 pu.	135
5.53	Voltaje nodal del sistema trifásico de 10 nodos, para una perturbación Q_{neta} en nodo 8.	136
5.54	Coeficientes de sensibilidad para pérdidas del sistema trifásico de 10 nodos para una perturbación de potencia reactiva neta de 0.001 pu (capacitiva).	136

APÉNDICE A

A.1	Resumen de parámetros relevantes, interruptor FUG4130 del circuito de distribución IMSS.	145
A.2	Resumen de parámetros relevantes interruptor UNI4215 para circuito de distribución Cervecería.	146
A.3	Información proporcionada por un medidor Kitrón.	147

TM
Z5853
.M2
FIME
2002
.C4

ALFONSINA BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

FT

1020149010

CERDA JUAREZ, José Luis.

Título

Estrategia de optimización y -
sensitividad en redes ...

Vencimiento Nombre del Lector



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
CAPILLA ALFONSINA
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



