



Instituto Politécnico Nacional

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**PLANEACIÓN A CORTO PLAZO DE
LA EXPANSIÓN DE REDES DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA AÉREAS
MINIMIZANDO PÉRDIDAS TÉCNICAS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

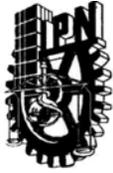
PRESENTA

NORBERTO POSADA TÉLLEZ



MÉXICO, D.F.

2003



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:00 horas del día 17 del mes de Marzo del 2003 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

**“PLANEACION A CORTO PLAZO DE LA EXPANSION DE REDES DE DISTRIBUCION
ELECTRICA AEREAS MINIMIZANDO PERDIDAS TECNICAS”**

Presentada por el alumno:

POSADA
Apellido paterno

TELLEZ
materno

NORBERTO
nombre(s)

Con registro:

0	0	0	2	9	9
---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

DR. JOSE ALBERTO GOMEZ HERNANDEZ

M. EN C. JESUS REYES GARCIA

DR. JAIME ROBLES GARCIA

M. EN C. DOMITILLO LIBREROS

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



DEDICATORIAS

A DIOS

Porque antes de ti no hay nada, por ser mi amigo y mi fortaleza en los momentos más difíciles, porque solo tú eres la verdad, tuyo es el poder y a través de mí haces tu obra por tu buena voluntad.

“Porque yo Jehová soy tu Dios, quién te sostiene de tu mano derecha y te dice: No temas yo te ayudo”. Isaías 41.13

A MIS PADRES

Por el gran esfuerzo que han realizado para darme la oportunidad de conseguir mis objetivos, por su comprensión y apoyo incondicional en todos los aspectos de mi vida que me han impulsado a seguir siempre adelante.

A MI HERMANA

Por entregarme tu ayuda desinteresada cuando más le necesite que me permitió continuar con mis estudios y alcanzar mis anhelos.

AGRADECIMIENTOS

Hago patente mi más profunda gratitud a todos mis profesores por brindarme sus conocimientos y experiencias sin los cuales no hubiese sido posible la realización de este trabajo.

A la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional por darme la oportunidad de crecer en mi vida profesional.

A todos mis compañeros y amigos con quienes compartí alegrías y tristezas significando un apoyo importante, dándome su ayuda de la manera más sincera.

RESUMEN

Aunque el problema de las pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule (I^2R) también conocidas como pérdidas técnicas no es algo que sea nuevo, ha tomado gran importancia la reducción de este tipo de pérdidas principalmente en los sistemas de distribución debido al voltaje con el que operan (13.8 KV, 23 KV, 34.5 KV) haciendo que las pérdidas sean más altas en comparación con los sistemas de transmisión y subtransmisión implicando que en la actualidad representen costos elevados por el hecho de que cada vez es más cara la generación de electricidad lo que provoca una falta de ingresos en la compañía suministradora por la energía no facturada que repercute en un incremento en los precios de venta.

La presencia de pérdidas eléctricas conlleva a un deterioro en las instalaciones y en los equipos que al verse sobrecargados por la necesidad de satisfacer la creciente demanda de carga eléctrica presentan un rápido envejecimiento lo que hace necesario tener estrategias de planeación para el adecuado control y reducción de dichas pérdidas.

En este trabajo se presentan los aspectos fundamentales en la cuantificación de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución que tiene que ver con conceptos en el crecimiento de la demanda, teniendo como objetivo el desarrollo de una metodología de planeación que toma en cuenta diferentes alternativas de reducción de pérdidas a través de la modificación en la topología de un sistema de distribución (localización óptima de capacitores, reconfiguración óptima de alimentadores, construcción de nuevos circuitos, localización de reguladores de voltaje y el uso de transformadores de alta eficiencia) haciendo uso de programas computacionales como herramienta para los respectivos análisis.

Por la razón de que las pérdidas de energía eléctrica significan un gasto económico, en la metodología también se incluye el uso de los costos de inversión de cada una de las alternativas, necesarios para una evaluación de costo a valor presente, con la finalidad de obtener una solución de planeación que minimice las pérdidas y que presente la mayor rentabilidad.

ABSTRACT

Although the problem of electric energy losses due to the Joule effect (I^2R) also known as technical losses is not anything new, the reduction of this kind of loss mainly in the distribution systems has taken a lot of importance due to low voltage they operate (13.8 KV, 23 KV, 34.5 KV) making the losses increase in comparasion with the transmission and subtransmission systems entailing that at present time they represent high costs for the fact that the generation of electricity is more expensive evrytime which causes a lack of income in the supplier company for the not billed energy that it implies an increase in the sales prices.

The presence of electric losses involves the deterioration in the installantions and in the equipment that when overcharged because of the necessity to satisfy the increased demand of electric charge, show fast aging which makes it necessary to have planning strategies for the adequate control and reduction of these losses.

In this project the fundamental aspects in the quantification of the technical losses in the distribution systems are presented which are related to the concepts of the increasing demand, having as the objective the development of a methodology of planning that takes into account different alternatives to reduce the losses by means of modifying the topology in a system of distribution (optimum location of capacitors, optimum reconfiguration of feeders, construction of new circuits, location of voltage regulators and the use of high efficiency transformers) using computational programs as a tool for the respective analysis.

For the reason that the electric energy losses mean financial expenses, it is also included in the methodology the use of the investment costs of each alternative, necessary for a cost evaluation at present value, with the aim of getting a planning solution that minimize the losses and presents the highest profitiability.

ÍNDICE

Dedicatorias	Pág. III
Agradecimientos	IV
Resumen	V
Abstract	VI
Índice	VII
Índice de figuras.	X
Índice de tablas.	XII
Nomenclatura.	XIV

**CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN**

1.1 Introducción al problema.	1
1.1.1 Pérdidas técnicas.	1
1.1.2 Pérdidas no técnicas.	2
1.2 Estado del arte.	2
1.3 Objetivo de la tesis.	5
1.4 Objetivos particulares	5
1.5 Justificación de la tesis	5
1.6 Aportación de la tesis.	6
1.7 Estructura de la tesis.	6

**CAPÍTULO 2
EL CRECIMIENTO DE LA RED EN FUNCIÓN DEL INCREMENTO EN
LA DEMANDA**

2.1 Introducción.	7
2.2 Áreas típicas de carga.	8
2.2.1 Clases de consumidores.	8
2.2.2 Análisis de carga en forma regionalizada.	9
2.2.3 Densidad de carga.	9
2.3 Curvas de carga o de demanda.	10
2.3.1 Definiciones usadas en la planeación de sistemas de distribución.	11
2.4 Pronóstico de la demanda.	13
2.4.1 Métodos de tendencia.	13
2.4.2 Índice de crecimiento.	14
2.5 Factor de pérdidas.	14
2.5.1 Relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga.	16
2.5.2 Evaluación de las pérdidas.	20
2.5.3 Costo anual de las pérdidas.	21

	Pág.
CAPÍTULO 3	
CRITERIOS ÓPTIMOS DE PLANEACIÓN	
3.1 Introducción.	25
3.2 Reconfiguración de alimentadores de distribución.	26
3.2.1 Reconfiguración en estado estacionario.	26
3.2.2 El problema de la reconfiguración.	27
3.3 Cambio del calibre del conductor en líneas ya existentes.	29
3.3.1 Selección óptima de conductores.	29
3.3.2 Capacidad de corriente en conductores de distribución	31
3.4 Construcción de nuevos circuitos	33
3.5 Reducción de pérdidas por el uso de capacitores.	35
3.5.1 Efecto del factor de potencia en los alimentadores de distribución.	35
3.5.2 Aplicación de capacitores en los sistemas de distribución.	36
3.5.3 Localización óptima de capacitores.	38
3.5.4 Consideraciones en la localización de capacitores.	41
3.5.5 Influencia de los capacitores en los niveles de armónicas.	41
3.6 Transformadores y reguladores.	41
3.6.1 Pérdidas en transformadores.	42
3.6.2 Uso de transformadores de núcleo amorfo.	44
3.6.3 Reguladores de voltaje en líneas.	46

CAPÍTULO 4
METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN PARA LA MINIMIZACIÓN DE
PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

4.1 Introducción.	50
4.2 Criterios de operación en los sistemas de distribución.	50
4.3 Principales costos de inversión.	51
4.4 Metodología de planeación para minimización de pérdidas.	53
4.5 Los alimentadores 4140 y 4160 de la red Querétaro.	58
4.5.1 Cambio de transformadores existentes en los alimentadores 4140 y 4160	61
4.5.2 Minimización de pérdidas en líneas en los alimentadores 4140 y 4160.	62
4.5.3 Resumen de minimización de pérdidas en líneas.	77

CAPÍTULO 5
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.	81
5.2 Recomendaciones para trabajos futuros	83

REFERENCIASPág.
84**APÉNDICE A
FUNDAMENTOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO**

A.1 Introducción.	88
A.2 Valor del dinero en el tiempo.	88
A.3 Primer costo equivalente.	89
A.4 Comparación de diagramas de flujo y tasa de retorno de la inversión.	90
A.5 Otro tipo de cargos.	91
A.6 El crecimiento de la carga.	92

**APÉNDICE B
ANÁLISIS BÁSICO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN**

B.1 Introducción.	95
B.2 Términos usados en confiabilidad.	95
B.3 Fundamentos básicos de análisis de confiabilidad.	96
B.4 Confiabilidad en los sistemas de distribución.	99
B.5 Valores de tasa de falla y tiempos de reparación.	101

**APÉNDICE C
ESTUDIOS REALIZADOS CON EL PROGRAMA SYNERGEE**

C.1 Introducción.	106
C.2 Estudios utilizados.	107
C.2.1 Estudio de flujos de potencia.	107
C.2.2 Estudio de localización óptima de capacitores.	109
C.2.3 Estudio de reconfiguración óptima de alimentadores.	109
C.2.4 Estudio de confiabilidad en sistemas radiales.	109
C.2.5 Datos necesarios para utilizar el programa Synergee®.	110

**APÉNDICE D
RESULTADOS DE COSTOS**

D.1 Principales resultados de costos a valor presente.	115
--	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Número de figura	Descripción	Pág.
1.1	Pérdidas típicas en un sistema eléctrico de potencia.	4
1.2	Pérdidas que se presentan en los sistemas de distribución.	4
2.1	Curva de demanda para el periodo de un día.	11
2.2	Curva de carga de datos discretos.	15
2.3	Curva de carga idealizada.	16
2.4	Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.	19
2.5	Alimentador radial.	22
3.1	Ejemplo de un sistema de distribución con puntos de enlace.	27
3.2	Diagrama de árbol para una reconfiguración óptima.	29
3.3	Selección del calibre más económico en una línea.	30
3.4	Factores que afectan la selección de un conductor.	31
3.5	Expansión de un alimentador debido a la adición de nuevas áreas de carga.	34
3.6	Estructura con doble circuito.	34
3.7	Diagrama fasorial y triángulo de potencias.	35
3.8	Corrección del factor de potencia en un alimentador.	36
3.9	Efecto del uso de un capacitor en derivación en los perfiles de voltaje.	37
3.10	Distribución de capacitores fijos y desconectables de acuerdo a la curva de carga.	38
3.11	Reducción de pérdidas como función de la localización de un solo banco de capacitores.	39
3.12	Modelo de estado de programación dinámica.	40
3.13	Curva de histéresis convencional - amorfo.	45
3.14	Ejemplo de un alimentador con regulador.	48
3.15	Perfil de voltaje en un alimentador con regulador de tensión en el punto L.	49
4.1	Diagrama de flujo de la metodología de planeación para minimizar pérdidas.	56
4.2	Zona geográfica de los alimentadores 4140 y 4160.	59
4.3	Diagrama unifilar de los alimentadores 4160 y 4140.	60
4.4	Perfil de voltaje a carga pico del caso base del alimentador 4160.	63
4.5	Perfil de voltaje a carga pico del caso base del alimentador 4140	63
4.6	Perfil de voltaje a carga pico del caso con reconfiguración, recalibración de conductores y ubicación de capacitores del alimentador 4140.	68
4.7	Escenario que contempla reconfiguración, recalibración y capacitores en el alimentador 4140.	70
4.8	Perfil de voltaje a carga pico del caso con nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores del alimentador 4140.	73

Número de figura	Descripción	Pág.
4.9	Perfil de voltaje a carga pico del caso con nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores del nuevo circuito.	73
4.10	Escenario que contempla nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y capacitores en el alimentador 4140.	74
4.11	Perfil de voltaje a carga pico del caso con reconfiguración, recalibración de conductores y ubicación de capacitores del alimentador 4160.	77
4.12	Modificaciones de los alimentadores 4160 y 4140 para minimizar pérdidas.	78
4.13	Pérdidas de energía promedio anual al año 5 (caso base).	79
4.14	Pérdidas de energía promedio anual al año 5 (caso con pérdidas minimizadas).	79
4.15	Costos totales a valor presente para el tiempo de vida de 25 años.	80
A.1	Diagrama de flujo económico.	89
A.2	Comparación de diagramas de flujo económico.	90
B.1	Ciclo promedio del proceso de operación – falla – operación.	97
B.2	Componentes en serie.	98
B.3	Componentes en paralelo.	99
B.4	Alimentador radial con enlace.	102
C.1	Proceso hacia arriba y hacia abajo para el análisis de flujos de potencia.	107
C.2	Diagrama de bloques para el estudio de flujos de potencia.	111
C.3	Diagrama de bloques para la localización óptima de capacitores.	112
C.4	Diagrama de bloques para la reconfiguración óptima.	113
C.5	Diagrama de bloques para el estudio de confiabilidad.	114

ÍNDICE DE TABLAS

Número de tabla	Descripción	Pág.
2.1	Datos necesarios para el estudio de flujos de potencia.	20
2.2	Datos del ejemplo (2.1).	23
2.3	Resultados del ejemplo (2.1).	24
3.1	Capacidades de corriente en conductores aéreos ACSR.	31
3.2	Pérdidas en diferentes calibres para el ejemplo (3.1).	32
3.3	Costos de construcción para el ejemplo (3.1).	32
3.4	Resultados para la selección del calibre de conductor del ejemplo (3.1).	33
3.5	Pérdidas típicas de transformadores convencionales y de núcleo amorfo.	45
3.6	Pérdidas típicas en reguladores de tensión $\pm 10\%$ de regulación.	49
4.1	Costos de inversión de construcción y equipo.	51
4.2	Datos de carga generales para los alimentadores 4140 y 4160.	58
4.3	Datos de capacidad instalada y carga pico en los alimentadores 4140 y 4160.	58
4.4	Resultados de cambio de transformadores en los alimentadores 4140 y 4160.	61
4.5	Resumen de resultados del caso base de los alimentadores 4140 y 4160.	62
4.6	Resumen de resultados de la reconfiguración óptima en los alimentadores 4140 y 4160.	64
4.7	Resumen de resultados de la reconfiguración en el alimentador 4140.	65
4.8	Resumen de resultados para el caso con reconfiguración y mejor caso de recalibración en secciones para el alimentador 4140.	66
4.9	Resumen de resultados para el caso con reconfiguración, recalibración y mejor caso de capacitores en el alimentador 4140.	67
4.10	Resumen de resultado para el caso con reconfiguración, recalibración en secciones, ubicación de capacitores y regulador de tensión en el alimentador 4140.	68
4.11	Resumen de reconfiguración y mejor caso con nuevo circuito para el alimentador 4140.	69
4.12	Resumen de resultados de reconfiguración, nuevo circuito y mejor caso de recalibración en el alimentador 4140.	71
4.13	Resumen de resultados para el caso con reconfiguración, nuevo circuito, recalibración y mejor caso de capacitores para el alimentador 4140.	72
4.14	Comparación entre el escenario que incluye nuevo circuito y el escenario que no lo incluye para el alimentador 4140.	73
4.15	Resumen de resultados de la reconfiguración en el alimentador 4160.	75
4.16	Resumen de resultados de la reconfiguración y mejor caso de recalibración en el alimentador 4160.	75

Número de tabla	Descripción	Pág.
4.17	Resumen de resultados de la reconfiguración, recalibración y mejor caso de ubicación de capacitores en el alimentador 4160.	76
4.18	Resultados de costos del caso base y el caso con pérdidas minimizadas en los alimentadores 4140 y 4160.	79
A.1	Resultados de ejemplo (A.2).	93
B.1	Índices de falla y de reparación en sistemas de distribución.	101
B.2	Datos de confiabilidad del ejemplo (B.1)	102
B.3	Resultados de índices de falla, tiempos de reparación e indisponibilidad del ejemplo (B.1).	104
C.1	Datos para el uso del programa Synergee®.	110
D.1	Resumen de resultados de costos a valor presente.	115

NOMENCLATURA

Nomenclatura	Descripción
ACSR	Cable de aluminio reforzado con acero.
ASAI	Índice promedio de disponibilidad de servicio.
AWG	Sistema americano de designación.
B	Densidad de campo magnético.
C	Costo.
CA	Costo anual.
CAIDI	Índice de duración de interrupciones promedio por usuario.
Cap.	Capacidad.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CGB	Costo de energía base.
CGP	Costo de energía punta.
CI	Costo inicial o de inversión.
cto.	Circuito.
c/u	Cada uno.
D	Distancia.
d_i	Decisión en nodo i .
EDP	Electricidade de Portugal.
e_i	Variable de estado en un nodo.
Fd	Factor de demanda.
Fc	Factor de carga.
Fh	Factor de diversidad
Fr	Factor de responsabilidad de pico.
Fp	Factor de pérdidas.
H	Intensidad de campo magnético.
I	Corriente.
i	Tasa de interés
IC	Índice de crecimiento.
KEPCO	Korea Electric Power Corporation.
Km	Kilómetro.
Km^2	Kilómetro cuadrado.
KV	Kilovolt.
KVA	Kilovolt ampere.
KVAR	Kilovolt ampere reactivo.
KW	Kilowatt.
KWh	Kilowatt hora.
MVA	Megavolt ampere.
MWh	Megawatt hora.
P	Potencia o pérdidas reales.
p.u.	Por unidad.
Q	Potencia reactiva.

Nomenclatura	Descripción
QRO-4140	Alimentador 4140 de la red Querétaro.
QRO-4160	Alimentador 4160 de la red Querétaro.
R	Resistencia.
r	Tiempo medio de reparación.
RECI	Rural Electrification Corporation of India.
S	Potencia aparente.
SAIDI	Índice de frecuencia de interrupción promedio por usuario.
SAIFI	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.
t	Tiempo.
U	Indisponibilidad.
USAID	U.S. Agency for International Development.
V	Voltaje.
WAPDA	Pakistan Water and Power Development Authority.
X	Reactancia.
Z	Impedancia.
λ	Tasa o índice de probabilidad de falla.
μ	Tasa de reparación.
°C	Grados centígrados.
\$	Pesos.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA

Las pérdidas de potencia en la entrega de energía a los consumidores representan un gasto significativo para las empresas suministradoras, por lo que es de suma importancia poder cuantificar sus consecuencias con el objetivo de establecer medidas de corrección tanto técnicas como políticas de manera que se tenga un mejor control de dichas pérdidas.

Un control deficiente de las pérdidas que se presentan en un sistema de distribución tiene principalmente dos efectos, estos son el deterioro en las instalaciones y en los equipos, lo que conlleva en inversiones para poder renovar aquellas partes del sistema que debido a las pérdidas no tienen una buena operación o que presentan un rápido envejecimiento, como el caso de los cables en el que una gran cantidad de energía disipada provoca un aumento mayor en su resistencia eléctrica ocasionando severas caídas de tensión con lo que la compañía se ve obligada a sobredimensionar el sistema con la finalidad de soportar el incremento en la demanda, también la presencia de altas pérdidas en la red de distribución provoca una falta de ingresos por la energía no facturada que repercute en un aumento en los costos de venta.

Dado que el índice de pérdidas siempre presenta una mayor aceleración en su tasa de crecimiento que las acciones tomadas en cuenta para su correspondiente reducción por el hecho de que a las compañías suministradoras les es más importante conectar a los nuevos usuarios o reparar los diferentes tipos de fallas que se tienen, se presenta un aumento en las pérdidas que puede llevar a otro tipo de problemas como es en el orden social, ya que al verse la empresa impotente para poder obtener una buena reducción en sus pérdidas de energía termina por imponer una cierta indiferencia en este aspecto lo que hace más fácil aun la degradación del sistema dando lugar a acciones poco éticas como es el robo de energía que en ocasiones es encubierta por los propios integrantes de la compañía, originando en los usuarios una sensación de impunidad para hacerse de la energía en forma ilícita lo cual perjudica económicamente a la empresa [1,2].

1.1.1 Pérdidas técnicas

Estas pérdidas se presentan por las condiciones en que se encuentran las instalaciones y del manejo de la potencia eléctrica que se dé en ellas, la causa de que este tipo de pérdidas ocurran es por la circulación de la corriente eléctrica a través de los elementos del sistema

por lo que también se les conoce como pérdidas I^2R o por efecto Joule debido a la resistencia asociada con los materiales de los que están contruidos cada uno de los componentes del sistema, este tipo de pérdidas están presentes a lo largo de toda la red, desde la subestación de distribución hasta los servicios de acometidas a los usuarios.

Dado que las pérdidas técnicas están en función de la resistencia de los materiales, la expresión general para calcular las pérdidas dada en Watts es la siguiente:

$$P = (I^2) (R) \quad (1.1)$$

Donde:

I = Corriente que depende de la carga o demanda del sistema.

R = Resistencia eléctrica que existe entre los puntos de entrega y recepción.

Como se aprecia en la ecuación anterior las pérdidas se incrementan en forma cuadrática con respecto al aumento de la corriente, dicho de otra forma, las pérdidas eléctricas aumentan con el cuadrado del aumento de la carga, por lo que sí se tiene un aumento considerable en la demanda se pueden tener pérdidas bastante elevadas si no se tiene un control adecuado de éstas.

1.1.2 Pérdidas no técnicas

Existe otro tipo de pérdidas llamadas pérdidas no técnicas, éstas se pueden obtener al calcular el balance de energía del sistema es decir, son la diferencia entre las pérdidas totales en el sistema y aquellas calculadas dentro de las consideradas como pérdidas técnicas, aunque no son pérdidas eléctricas propiamente dichas, representan un gasto para la compañía suministradora, ya que es energía que no se factura, por lo tanto es energía que no se vende, la principal causa de este tipo de pérdidas es el uso en forma ilícita de la energía por parte de los usuarios que al tratar de ahorrarse dinero al no pagar la energía, se conectan a la red en forma ilegal, lo que a su vez puede llevar a conexiones y empalmes no adecuados que también son causa de pérdidas eléctricas [3]. Se puede tomar a las condiciones socioeconómicas de los usuarios como la parte más importante en este tipo de prácticas por lo que se generan programas orientados a reducir el robo de energía que contemplan aspectos como inspecciones y revisiones continuas a los usuarios y el cuidado de regularizar a aquellos asentamientos irregulares que también consumen energía [2]. Puesto que este tipo de pérdidas no se tratan en este trabajo, cuando se hable de pérdidas se dará por entendido que se menciona a pérdidas técnicas.

1.2 ESTADO DEL ARTE

El problema de las pérdidas en los sistemas de distribución a cobrado importancia en la actualidad por la necesidad de ahorrar energía dado los costos que se tiene en el consumo de combustible para la generación así como en la razón de hacer más rentables y eficientes los sistemas ya existentes.

Así se tiene por ejemplo que en Portugal, la Electricidade de Portugal (EDP) en conjunto con el Instituto Superior Tecnico ha desarrollado de 1992 a 1994 una herramienta computacional llamada Dplan para el apoyo en la planeación de la operación de los sistemas de distribución. Dicha herramienta se basa en encontrar los perfiles de carga más confiables y con menos pérdidas a través de la evaluación de miles de alternativas de apertura y cierre de interruptores por medio de estudios de flujos de potencia generando varias posibles soluciones dejando que el operador seleccione aquella que es mejor de acuerdo a su experiencia [4].

Por su parte a la compañía Korea Electric Power Corporation (KEPCO) le ha llevado los últimos diez años reducir sus pérdidas técnicas dentro de los cuales registró índices de pérdidas del 18.17% al principio y de 7.4% al final, lo cual se logró a través de uniformar el voltaje primario a 22.9 KV, reemplazando instalaciones viejas, reforzando las líneas de distribución, visitas a los sitios de alto consumo para mediciones de prueba, promoción y desarrollo de transformadores de pérdidas bajas y mejoras en las caídas de voltaje [5].

En Pakistan la Pakistan Water and Power Development Authority (WAPDA) inició desde 1986 a la fecha un programa para reducir los niveles de pérdidas en sus sistemas de distribución a niveles aceptables, el cual fue patrocinado por la U. S. Agency For International Development (USAID) por medio de asistencia técnica. Este programa se basa en el entrenamiento de personal para desarrollar técnicas y hacer estudios económicos con la finalidad de evaluar alternativas que incluyen la mejora del factor de potencia y la confiabilidad para la rehabilitación y expansión de las redes de distribución. En la actualidad las pérdidas se han reducido alrededor del 20% [3].

Por otro lado en la India en 1993 se investigó el efecto de las pérdidas en sus sistemas de distribución que ocasionan los transformadores encontrando que alrededor del 5% de toda la energía generada son pérdidas en transformadores instituyendo en 1994 un programa piloto a través de la Rural Electrification Corporation of India (RECI) que consistió en la instalación de 3000 transformadores de metal amorfo subsidiando la diferencia en costos con respecto a los transformadores convencionales lo que inició un aumento en la producción de tales transformadores y que debido a la alta eficiencia de los transformadores de núcleo amorfo se espera hoy en día tenga mayor aplicación en las redes de distribución logrando ahorros considerables de energía [6].

Durante el año 2000 en Australia se han hecho estudios de sus pérdidas técnicas por medio de la Australian Greenhouse Office elaborando registros de datos más confiables con la finalidad de obtener factores de carga que reflejen una evaluación de pérdidas con mayor exactitud además ha desarrollado estándares más estrictos en la construcción de transformadores que imponen a los constructores porcentajes menores de pérdidas en el núcleo de los transformadores [7].

En los Estados Unidos la Tennessee Valley Public Power Association en 1994 y la American Public Power Association en 1997 han hecho manuales y guías de operación para el adecuado control de las pérdidas técnicas basándose en el reconocimiento de los principales componentes productores de pérdidas en un sistema de distribución y en estudios a valor presente así como en la experiencia de los operadores de este tipo de redes.

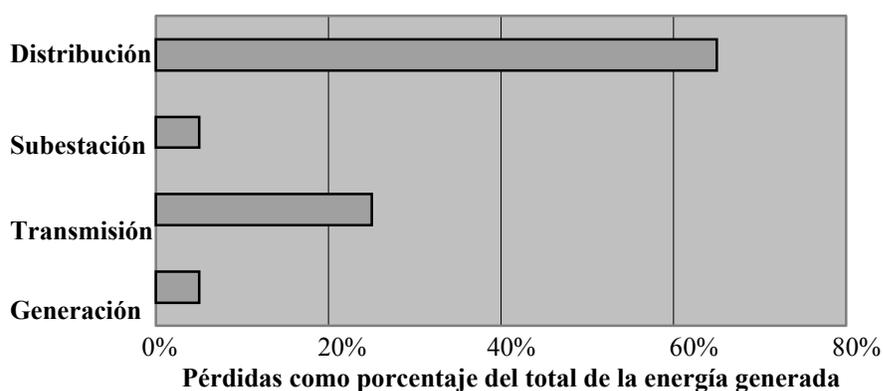


Figura 1.1. Pérdidas típicas en un sistema eléctrico de potencia.

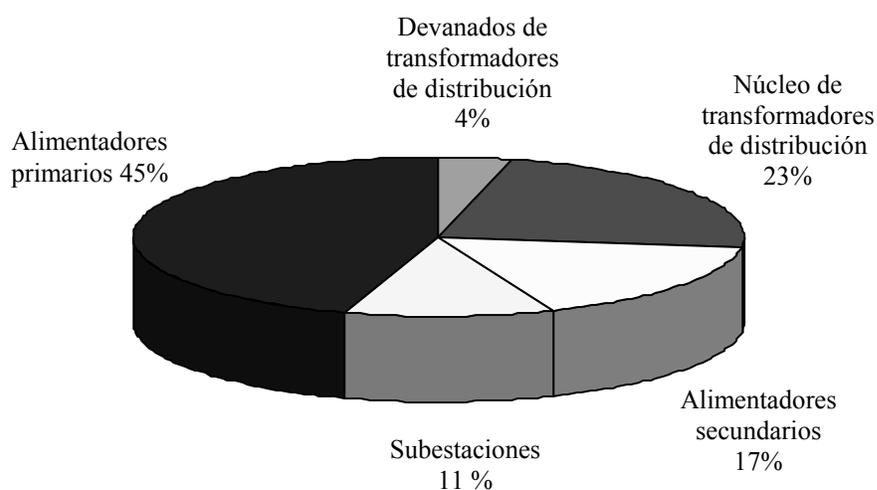


Figura 1.2. Pérdidas que se presentan en los sistemas de distribución.

También han hecho estudios registrando el valor de las pérdidas técnicas en diferentes sistemas de distribución los resultados se muestran en las figuras (1.1) y (1.2) [1,8].

De acuerdo a esto es de notar en la figura (1.1) que en la parte de distribución las pérdidas son mucho más altas que en cualquier otra etapa del sistema, lo que sugiere que una reducción produciría ahorros importantes. En la figura (1.2) se observan los componentes que contribuyen en forma significativa a la producción de pérdidas siendo estos transformadores y líneas de distribución primaria y secundaria.

Tanto la Tenesse Valley Public Power Association como la Distribution System Performance Improvement Guide proponen en sus respectivas guías la reducción pérdidas en líneas y en transformadores mediante la ubicación estratégica de capacitores, el uso adecuado de reguladores de voltaje y la utilización de transformadores con bajas pérdidas en su núcleo teniendo como principal criterio de decisión el económico.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Dado que en México no se tiene una adecuada planeación en las redes de distribución en el aspecto de hacerlas más eficientes, el objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología de planeación desde el punto de vista de las pérdidas técnicas y la configuración topológica de la red que permita la minimización y control de este tipo de pérdidas en la expansión de aquellas redes ya existentes.

1.4 OBJETIVOS PARTICULARES

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Conocimiento de aspectos fundamentales en la planeación de un sistema eléctrico (factor de carga, factor de coincidencia, factor de demanda, factor de responsabilidad de pico de carga e índice de crecimiento).
- Evaluación de las pérdidas técnicas en una red de distribución así como su cuantificación en costo que éstas representan.
- Estudio y utilización de diferentes criterios para la reducción de pérdidas técnicas (ubicación óptima de capacitores, reconfiguración óptima de alimentadores, aumento del calibre de conductores, construcción de nuevos circuitos, aplicación de reguladores de voltaje y uso de transformadores de núcleo amorfo).
- Uso de costos de inversión y estudio del método de valor presente que permita encontrar las soluciones más económicas.

1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

En la actualidad en México no se hace mucho en cuanto a la planeación de sistemas de distribución en voltajes de distribución primaria (34.5 KV, 23 KV y 13.8 KV), en lo que se refiere a redes ya existentes desde el punto de vista de la minimización de pérdidas técnicas que debido al crecimiento en la demanda que tienen por la adición de nuevas cargas y la llegada de nuevas tecnologías provoca que con el tiempo se vuelvan muy ineficientes convirtiéndose en redes que presentan un alto porcentaje de pérdidas. Puesto que las pérdidas representan un gasto económico el problema de las pérdidas es asunto de primera importancia que debe resolverse además de que se tienen otros beneficios que están relacionados con el tiempo de vida de los equipos, mejoramiento del nivel de regulación de voltaje, corrección del factor de potencia, mayor seguridad en la operación de las redes así como el aspecto ambiental, ya que la reducción de pérdidas en los sistemas de distribución se traduce en menos uso de combustibles necesarios para generar la energía, que además de ser caros e irrenovables, producen emisiones de partículas contaminantes al medio ambiente.

1.6 APORTACIÓN DE LA TESIS

Se propone una metodología de minimización de pérdidas para la planeación de la expansión de redes de distribución a través de un procedimiento que evalúa los principales criterios de reducción de pérdidas considerando los méritos de las diferentes alternativas propuestas de acuerdo a su capacidad de reducción de pérdidas, experiencia en su aplicación de acuerdo a la investigación y análisis a valor presente.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Esta tesis esta conformada por cinco capítulos en los que se describe el trabajo realizado y resultados, así como cuatro apéndices que son de utilidad para mejor comprensión en el desarrollo de dicho trabajo.

En el capítulo 1 se presenta la introducción general, antecedentes importantes y los objetivos principales del presente trabajo.

En el capítulo 2 se presentan los aspectos fundamentales que tienen que ver con el incremento en la demanda, conceptos necesarios para la planeación de cualquier sistema eléctrico de distribución y la evaluación de las pérdidas técnicas.

En el capítulo 3 se presenta una descripción de los diferentes criterios de reducción de pérdidas los cuales son la compensación reactiva en líneas, reconfiguración de alimentadores, el refuerzo de las líneas, construcción de nuevos circuitos, utilización de reguladores de voltaje y promoción del uso de transformadores de núcleo amorfo.

En el capítulo 4 se presenta la metodología propuesta y los resultados de su aplicación en dos alimentadores radiales que forman parte de la red eléctrica del estado de Querétaro (alimentadores QRO-4140, QRO-4160).

En el capítulo 5 se presentan las principales conclusiones y recomendaciones.

El apéndice A presenta los conocimientos generales para una evaluación económica a través del método de valor presente.

El apéndice B presenta de una manera básica la evaluación de la confiabilidad en redes de distribución radiales.

El apéndice C muestra las características más importantes de la herramienta computacional utilizada.

El apéndice D muestra los resultados de costos a valor presente más significativos obtenidos del análisis hecho en este trabajo.

CAPÍTULO 2

EL CRECIMIENTO DE LA RED EN FUNCIÓN DEL INCREMENTO EN LA DEMANDA

2.1 INTRODUCCIÓN

La expansión de la distribución se hace basándose en la planeación que, a diferencia de otras partes del sistema como la generación y la transmisión, tiene un escenario a corto plazo de cinco años máximo[9,10], ya que generalmente la respuesta de la planeación está en función de los servicios que se solicitan teniéndose como los más importantes los siguientes:

- Fraccionamiento de casas habitación.
- Centros comerciales.
- Industrias.
- Alumbrado, etc.

La cantidad y tipo de demanda de energía eléctrica y el valor de cada consumidor en lo que se refiere a la confiabilidad y la calidad de la energía entregada generalmente definen al sistema eléctrico en cuanto a límites en los equipos que serán aplicados en su diseño, por lo que la planeación toma en cuenta otros factores adicionales como son:

- Muestreos de carga. En el cual se consideran la solicitud de clientes, la tasa de crecimiento de la carga, la densidad de carga regionalizada (MVA ó KVA / Km²).
- El pronóstico de la demanda. Basándose en el resultado de los muestreos de carga y la tasa histórica de crecimiento global (como sistema).

Entre los objetivos de una buena alternativa de planeación de la red de distribución se encuentran los siguientes [11]:

- Cumplir con las expectativas de los clientes de la compañía suministradora (regulación de tensión, continuidad y buena calidad en el servicio).
- Garantizar la gestión de los Sistemas Eléctricos de Distribución con costos mínimos, rentabilidad a largo plazo y una infraestructura en armonía con el entorno.

-
- De ser posible hacer uso de nuevas tecnologías siempre que se cumpla el marco legal normativo.
 - Optimizar los recursos para lo que se hace necesario una evaluación económica de cada uno de los proyectos de inversión que se realicen.

2.2 ÁREAS TÍPICAS DE CARGA

Un primer factor a considerar cuando se habla de expansión de la red de distribución es el de la demanda de energía que se refiere a la magnitud del consumo eléctrico por los usuarios y que involucra aspectos como son, donde, cuando y como será entregada la energía, esto define la potencia de carga que el sistema debe suministrar, así como la carga diaria, por mes, o por temporada y otras características como factor de potencia y sensibilidad de voltaje.

2.2.1 Clases de consumidores

En una red de distribución existen diferentes tipos de usuarios, entre los cuales tienen necesidades tanto diferentes como comunes así como distintos patrones de comportamiento, de esta manera un gran negocio comercial puede tener algunos usos de energía eléctrica similares al de uno pequeño o incluso al de consumidores residenciales, pero en su mayoría tienen usos distintos, sobre todo cuando se da servicio a industrias cuyos procesos de fabricación son diferentes, como resultado la carga en un sistema eléctrico de distribución puede ser caracterizada por la cantidad y tipo de consumidores que están comprando energía y su finalidad.

Se debe hacer un análisis de los diferentes usos de la energía clasificando a los consumidores de acuerdo al tipo de carga, según las normas de distribución de Comisión Federal de Electricidad (CFE) [12], en México las principales zonas de carga características son:

- Residenciales (Fraccionamientos y conjuntos habitacionales).
- Comerciales.
- Industriales.
- Turísticos.
- Rurales.

Cada uno de estos tipos de zona de carga debe subdividirse a su vez en grupos de acuerdo a las necesidades y patrones de carga, con la finalidad de comprender mejor como satisfacer las necesidades del consumidor.

2.2.2 Análisis de la carga en forma regionalizada

Este análisis consiste en dividir en tantas regiones geográficas y de modos de consumo como se requiera considerando los índices históricos del comportamiento de la demanda y la evolución regional por tipo de consumo (zonas de consumo residencial pueden incrementar la demanda comercial o industrial, etc.) con la finalidad de realizar un muestreo en los patrones de carga.

Este muestreo se basa en obtener de áreas típicas o zonas bajo estudio una muestra representativa de información que contenga el número de consumidores, consumo máximo en KW mensual entre otros datos los cuales deben tener registros de por lo menos cinco años antes del estudio [13] para que exista un buen grado de confianza en el índice de crecimiento.

La ventaja de estudiar pequeñas áreas de consumo es que se puede conseguir un mejor comportamiento del patrón de carga para una pequeña área que en la mayoría de los casos es diferente al del sistema en su totalidad, ya que mientras a nivel de sistema, el comportamiento de la carga tiende a ser en crecimiento, para una pequeña área se tienen tres etapas o características típicas que son las siguientes:

- Periodo inactivo. Este es el tiempo antes de que se presente el crecimiento de carga en la pequeña área de estudio.
- Periodo de crecimiento. Durante este periodo se presenta un rápido crecimiento en la carga debido a la construcción de nuevos edificios o casas habitación que se encuentran ubicadas dentro del área en estudio.
- Periodo de saturación. Aquí es cuando la pequeña área se ha llenado de usuarios y aunque puede continuar el crecimiento este se da de una manera lenta en comparación con el periodo anterior.

Cuando el área total de servicio se divide en pequeños cuadrantes, se puede tener una idea de donde esta localizada la carga, así mismo cada pequeña área tendrá su propio historial de crecimiento en la demanda.

Otra razón que hace importante el estudio de pequeñas zonas de consumo es la capacidad de analizar saltos en el patrón de carga como es el caso de una área cubierta de casas habitación en la cual llega un nuevo centro comercial o se construye un nuevo parque.

2.2.3 Densidad de carga

Este concepto se establece como la carga en KVA ó en MVA por unidad de área (Km^2) a partir del muestreo de carga antes mencionado para posteriormente obtener la demanda máxima diversificada por usuario que será aplicada por los electrificadores en la construcción de nuevos fraccionamientos [13] como sigue:

-
- Se seleccionan por lo menos cinco tipos de áreas o zonas en lo que se refiere a su nivel socioeconómico como son colonias rurales, de interés social (FOVISSTE, etc.) colonias populares, de clase media y de clase alta.
 - Se seleccionan como mínimo 5 áreas saturadas urbanas y electrificadas de cada nivel socioeconómico con cuando menos cinco años de estar en operación
 - En temporada de alto consumo de energía eléctrica obtener la densidad de carga de cada zona para posteriormente calcular la demanda máxima diversificada por usuario ó KVA/usuario que servirá para el cálculo de transformadores y conductores.

2.3 CURVAS DE CARGA O DE DEMANDA

En los sistemas eléctricos la demanda es variable, ya que cambia con las horas del día para la operación diaria, también cambia con la estación del año para la operación anual, para esto se utilizan las denominadas curvas de demanda, que son diagramas de la carga como función del tiempo.

Las más comunes, presentan muestreos de consumo por cada hora, aunque también pueden hacerse para periodos de tiempo de muestreo más pequeños como cada 15 minutos, o menos dependiendo de la exactitud requerida [10].

De una curva de carga se puede obtener información muy importante para la planeación y que tiene que ver con los siguientes conceptos:

- La variación de la carga durante las horas del día.
- El área bajo la curva de carga.
- El pico de la curva que representa el pico de demanda en ese día, mes o año y el instante en que ocurre.
- El promedio de la carga, que es el área de la curva dividida entre el número de horas totales.

Típicamente el valor que más interesa al planeador del sistema es la carga pico anual, que es la demanda máxima vista durante el año. Este pico es importante porque representa la máxima cantidad de potencia que debe ser entregada, y esto define directa o indirectamente la capacidad requerida por los equipos. Cuando un sistema está en crecimiento, el pico de carga crece año con año, por lo que las subestaciones y alimentadores dentro del sistema también se incrementan anualmente con relación al incremento de carga. Un ejemplo de una curva de carga se muestra en la figura (2.1).

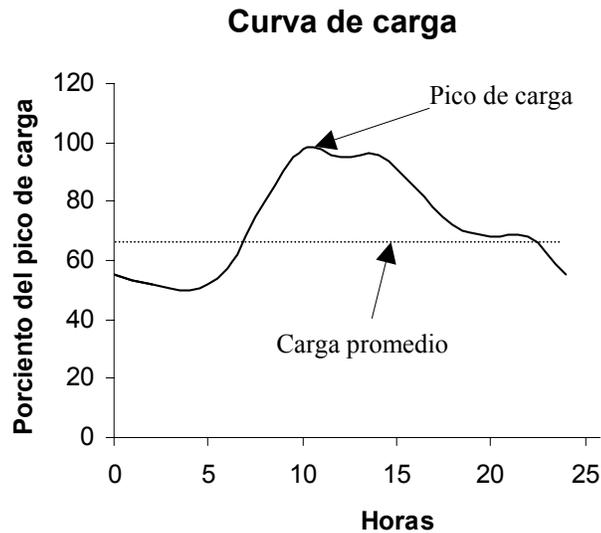


Figura 2.1 Curva de demanda para el periodo de un día.

2.3.1 Definiciones usadas en la planeación de sistemas de distribución

Dentro de la planeación de los sistemas eléctricos de distribución a menudo se usan algunos conceptos para interpretar la información obtenida de los muestreos de carga, a continuación se escriben algunas de las principales definiciones.

- Carga instalada. Es la suma de todas las potencias nominales de los equipos que se encuentran conectados ya sea en una área o en un nodo específico.
- Demanda. Es la potencia que consume una carga expresada principalmente en KVA, KW ó en Amperes a un factor de potencia determinado.
- Demanda máxima. Durante la operación de los sistemas no es necesario que todas las cargas estén conectadas durante un periodo de operación determinado de manera que una curva de demanda es variable para un cierto lapso de tiempo medido en minutos, en horas, o para un lapso de tiempo que puede ser de días, semanas, meses o años. El valor máximo promedio de corto tiempo medido para una curva de demanda se conoce como la demanda máxima.
- Factor de demanda. Es la relación de la máxima demanda del sistema a la carga total y es una cantidad menor que la unidad, en donde la carga conectada es la suma de todas las capacidades de operación de los equipos eléctricos conectados en la fuente de suministro.

$$\text{Factor de demanda (Fd)} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}} \quad (2.1)$$

- Carga promedio. Es la energía suministrada en un cierto periodo de tiempo dividida por el número de horas, el periodo puede ser de un día, un mes o un año.

$$\text{Promedio de carga diario} = \frac{\text{KWh suministrados al día}}{24 \text{ horas}} \quad (2.2)$$

$$\text{Promedio de carga mensual} = \frac{\text{KWh suministrados al mes}}{30 \times 24 \text{ horas}} \quad (2.3)$$

$$\text{Promedio de carga anual} = \frac{\text{KWh suministrados en el año}}{365 \times 24 \text{ horas}} \quad (2.4)$$

- Factor de carga. Es la relación de la carga promedio a la demanda máxima durante un cierto periodo de tiempo que puede ser de un día, un mes ó un año, como generalmente la demanda promedio es menor que la demanda máxima el factor de carga es menor que la unidad.

$$\text{Factor de carga (Fc)} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad (2.5)$$

- Factor de diversidad. Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales en las distintas partes de un sistema y la demanda máxima del sistema completo.

$$\text{Factor de diversidad (Fh)} = \frac{\text{Suma de la demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima del sistema}} \quad (2.6)$$

- Factor de coincidencia. Cuantifica el efecto de cada consumidor dentro de un grupo de consumidores.

$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{\text{Carga pico observada por los usuarios}}{\text{Suma de los picos de carga individuales}} \quad (2.7)$$

- Factor responsabilidad de pico (Fr). Estima la carga en un componente individual en el momento en el que ocurre el pico de carga del sistema.

$$\text{Fr} = \frac{\text{Carga del componente en el picode carga del sistema}}{\text{Carga pico del componente}} \quad (2.8)$$

2.4 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA

El pico de la demanda y la energía utilizada dentro de un sistema eléctrico tiende a crecer principalmente por dos razones, una de ellas es la adición de nuevos consumidores que compren energía a la compañía suministradora, como puede ser la llegada de un nuevo centro comercial o una fábrica, lo que implica la construcción de nuevos alimentadores y quizás nuevas subestaciones, otra razón por la que puede presentarse un incremento es por el uso de nuevas aplicaciones de la energía eléctrica así como el aumento del nivel de vida de la población, lo que provocará un aumento en la compra de más electricidad con el consecuente incremento en el pico de carga anual.

La etapa de pronóstico de la demanda es fundamental en el proceso de planeación, debido a que el planeador debe conocer cuanta cantidad de energía se espera se entregue en los próximos años y donde deberá ser entregada dicha energía, pero no sólo esto, el pronóstico de la demanda determina la forma de crecimiento y la incorporación de elementos para satisfacer la nueva carga, de la exactitud que se tenga en el pronóstico de la demanda dependerá si el sistema se subinstala o sobreinstala con su correspondiente impacto en los programas de inversión.

2.4.1 Métodos de tendencia

Uno de los problemas importantes a resolver en la planeación, es la determinación de la demanda o consumo de electricidad a un año determinado que lo fija el escenario de planeación, para hacer esto se hace uso de los métodos de tendencia.

Los métodos de tendencia extrapolan los patrones de carga que ocurrieron en el pasado para poder predecir la carga que se tendrá en el futuro.

Los pronósticos de crecimiento de la demanda son generalmente complejos ya que no sólo inciden factores económicos, se deben considerar también en forma importante otros como el crecimiento poblacional, las innovaciones tecnológicas en aparatos del hogar, la automatización de procesos, los aspectos ambientales y estacionales, así como las decisiones políticas, etcétera.

Existen dos ramas en el enfoque que se da a los pronósticos de demanda los cuales son [9,14]:

- El pronóstico económico y demográfico. Este se refiere al aspecto de crecimiento económico de un país, en el que se consideran generalmente variables económicas como son el producto interno bruto, la inflación, el tipo de cambio y sus expectativas a futuro, la influencia del cambio tecnológico y el consumo de energía, el costo financiero, las expectativas de evolución de las tasas de interés, el crecimiento demográfico.

- El pronóstico de uso de energía eléctrica. Basado en técnicas de microplaneación, hace uso de consumos históricos, las solicitudes de servicio a corto y mediano plazo así como de las observaciones que se tienen en las variaciones de los consumos.

2.4.2 Índice de crecimiento

Una vez que se ha determinado la demanda para cada área típica a un año dado en el futuro, se puede usar una ecuación sencilla para obtener el crecimiento de la carga para cada año, y expresarla como un porcentaje de crecimiento anual, a esta ecuación también se le llama ecuación de crecimiento y tiene la forma [1,9,14]:

$$P_n = P_0 (1 + IC)^n \quad (2.9)$$

Donde: P_n = carga al final del año n.
 P_0 = carga inicial.
 IC = índice de crecimiento de carga anual.
 n = número de años.

Esta ecuación es muy utilizada para ejemplificar el crecimiento de la carga a un año n (cinco años en la planeación de la distribución), si se resuelve para IC se puede calcular el índice de crecimiento anual como sigue:

$$IC = \left(\frac{P_0}{P_n} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (2.10)$$

El índice de crecimiento también es muy utilizado para determinar las pérdidas a un determinado año de planeación.

2.5 FACTOR DE PÉRDIDAS

Como se mencionó en la sección 2.3, de una curva de carga se puede obtener información importante, algunos de los datos obtenidos se utilizan en la evaluación de las pérdidas en un sistema eléctrico, tal es el caso del “factor de carga” dado por la ecuación (2.5), este valor es importante porque las pérdidas se incrementan con la corriente de carga (I^2), por lo que hace necesario calcularlas cuando se presenta el pico por el hecho que el costo de las pérdidas en ese momento es más alto, la información del pico de carga y la carga promedio esta contenida precisamente en el factor de carga antes mencionado.

Para estudiar lo correspondiente a las pérdidas, se debe partir de un concepto importante que se conoce como el “factor de pérdidas” y que esta definido como la relación de las pérdidas promedio a las pérdidas de carga pico para un periodo de tiempo específico.

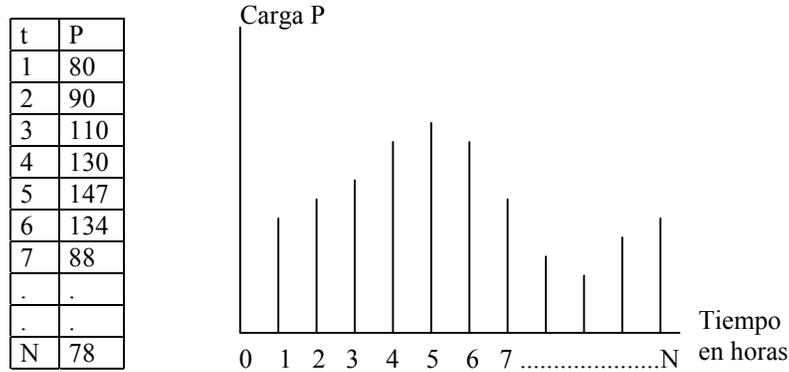


Figura 2.2. Curva de carga de datos discretos.

$$\text{Factor de pérdidas (Fp)} = \frac{\text{Pérdidas promedio}}{\text{Pérdidas en el pico de carga}} \quad (2.11)$$

Si se tiene una curva de carga como la que se muestra en la figura (2.2) entonces el factor de carga y el factor de pérdidas están determinados por las ecuaciones (2.12) y (2.13).

El factor de carga se calcula como

$$\text{Factor de carga (Fc)} = \frac{\left(\frac{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_N}{N} \right)}{P_{\text{pico}}} \quad (2.12)$$

Tomando en cuenta que las pérdidas que ocurren son el cuadrado de la carga, el factor de pérdidas se obtiene de una manera similar como sigue

$$\text{Factor de pérdidas (Fp)} = \left(\frac{\frac{P_1^2 + P_2^2 + P_3^2 + \dots + P_N^2}{N}}{P_{\text{pico}}^2} \right) \quad (2.13)$$

Como se observa, el factor de pérdidas es fácil de conseguir cuando se tienen los datos discretos de una curva de carga.

2.5.1 Relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga

El factor de pérdidas depende de manera específica en la forma en que la carga varía como una función del tiempo y se presenta como una función no lineal del factor de carga, por lo que en lo general el factor de pérdidas no puede ser determinado del factor de carga, sin embargo es posible encontrar la relación de los límites que existen entre ellos, para esto se considera la figura (2.3) que muestra una curva de carga idealizada, con sus correspondientes pérdidas.

Sean Pd_1 las pérdidas que se presentan fuera del pico de carga P_1 , Pd_2 las pérdidas que ocurren durante el pico de carga P_2 y Pd_m y P_m las correspondientes pérdidas y potencia promedio respectivamente, entonces de la ecuación (2.5) el factor de carga es

$$F_c = \frac{P_m}{P_2} \quad (2.14)$$

De la figura (2.3) se tiene que la potencia promedio P_m es

$$P_m = \frac{(P_2)(t) + (P_1)(T - t)}{T} \quad (2.15)$$

Sustituyendo la ecuación (2.15) en la ecuación (2.14) se tiene

$$F_c = \frac{(P_2)(t) + (P_1)(T - t)}{(P_2)(T)} \quad (2.16)$$

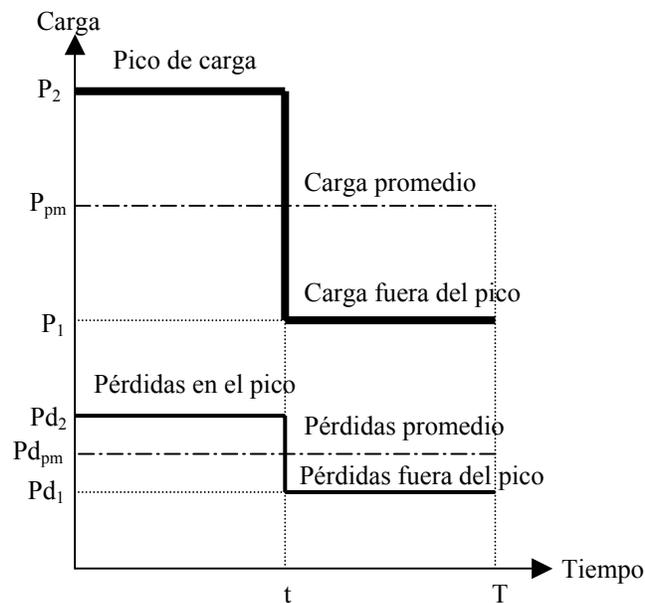


Figura 2.3. Curva de carga idealizada.

Separando los sumandos la ecuación (2.16) toma la siguiente forma

$$F_c = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2} \right) \left(\frac{T-t}{T} \right) \quad (2.17)$$

De la misma manera a partir de la ecuación (2.11) el factor de pérdidas es

$$F_p = \frac{Pd_m}{Pd_2} \quad (2.18)$$

De la figura (2.3) las pérdidas promedio se calculan como sigue

$$Pd_m = \frac{(Pd_2)(t) + (Pd_1)(T-t)}{T} \quad (2.19)$$

Sustituyendo la ecuación (2.19) en la ecuación (2.18) entonces el factor de pérdidas está representado por (2.20).

$$F_p = \frac{(Pd_2)(t) + (Pd_1)(T-t)}{(Pd_2)(T)} \quad (2.20)$$

Donde: t = tiempo de duración del pico de carga.

$T - t$ = tiempo de duración de la carga fuera del pico.

Como las pérdidas son el cuadrado de la potencia se puede decir lo siguiente

$$Pd_1 = k P_1^2 \quad (2.21)$$

$$Pd_2 = k P_2^2 \quad (2.22)$$

Donde k es una constante, de esta manera si se sustituyen las ecuaciones (2.21) y (2.22) en la ecuación (2.20) se tiene que el factor de pérdidas es

$$F_p = \frac{(k P_2^2)(t) + (k P_1^2)(T-t)}{(k P_2^2)(T)} \quad (2.23)$$

Escrito de otra forma se tiene que

$$F_p = \left(\frac{t}{T} \right) + \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^2 \left(\frac{T-t}{T} \right) \quad (2.24)$$

Para encontrar los límites del factor de pérdidas en relación con el factor de carga se analizan tres casos diferentes.

Caso 1. Cuando la carga que se presenta fuera del pico es completamente cero, si se observa la figura (2.3), $Pd1 = 0$, esto es porque la potencia $P1$ también es igual a cero por lo tanto las ecuaciones (2.17) y (2.24) son iguales teniendo que el factor de carga es igual al factor de pérdidas.

$$F_c = F_p = \frac{t}{T} \quad (2.25)$$

Caso 2. Cuando la carga pico se da durante un tiempo muy corto, en este caso, de la figura (2.3) el tiempo t sería muy pequeño, dicho de otra forma $t \rightarrow 0$ por lo que de las ecuaciones (2.17) y (2.24) se tiene

$$\frac{T-t}{T} \rightarrow 1.0$$

Por consiguiente

$$F_p \rightarrow (F_c)^2 \quad (2.26)$$

Como se ve el valor del factor de pérdidas tiende a ser el cuadrado del factor de carga.

Caso 3. Cuando la carga se mantiene constante. En este caso el tiempo t tiende a ser igual a T ya que la diferencia entre ambos es insignificante por lo que el factor de pérdidas también tiende a ser igual al factor de carga.

$$F_p \rightarrow F_c \quad (2.27)$$

De las ecuaciones (2.25), (2.26) y (2.27) es posible notar que los valores límites del factor de pérdidas en función del factor de carga son los siguientes.

$$F_c^2 < F_p < F_c \quad (2.28)$$

Por lo tanto el factor de pérdidas no puede ser determinado directamente del factor de carga, la razón es que como se mencionó antes, el factor de pérdidas es obtenido de las pérdidas como una función del tiempo y éstas son proporcionales al cuadrado de la carga que también es una función del tiempo.

A menudo se estima rápidamente el factor de pérdidas a partir del factor de carga tomando en cuenta la ecuación (2.28). Para ilustrarlo se consideran dos tipos de carga, figura (2.4).

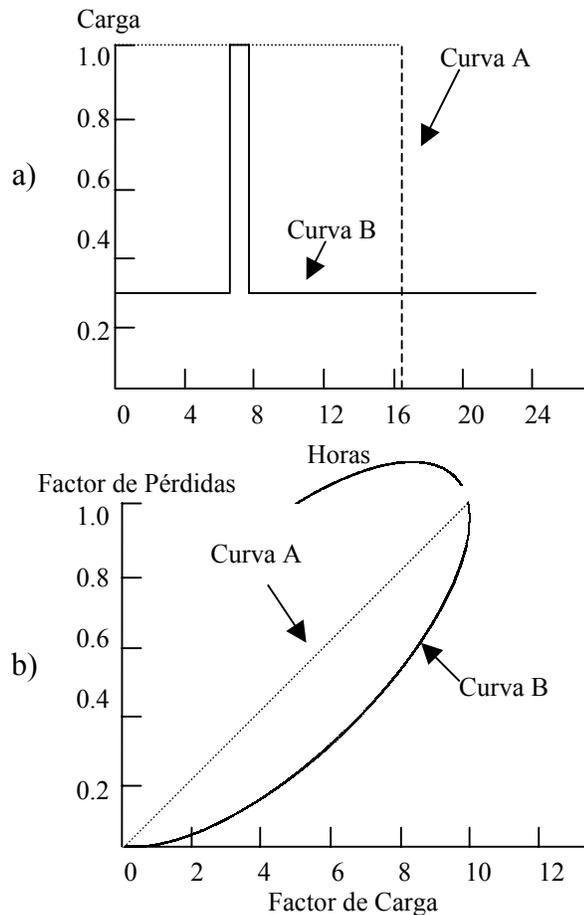


Figura 2.4. Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

La carga tipo A, donde la demanda es siempre el 100% ó 0%, el factor de pérdidas en este tipo de carga es siempre igual al factor de carga y se muestra en la figura (2.4 b).

La carga tipo B es constante para un periodo de tiempo grande excepto para un pequeño periodo de tiempo como se muestra en la figura (2.4 a) que es el momento en el que alcanza el valor pico. En esta curva el factor de pérdidas es el cuadrado del factor de carga como se ve en la figura (2.4 b).

Lo anterior es importante cuando se requiere estimar en una forma aproximada el factor de pérdidas a partir del factor de carga, la curva A sería similar a la de un sistema en el que la demanda se presenta de una manera casi constante, mientras que en la curva B representaría un sistema en el que la carga varía demasiado durante el pico en relación con la demanda en el resto del tiempo.

Aunque el factor de pérdidas no puede ser estimado a partir del factor de carga, se pueden relacionar a partir de una ecuación empírica la cual fue sugerida por Buller y Woodrow, dos ingenieros de General Electric Company cuyos trabajos fueron complementados por H. F. Hobel en 1959 [15,16]. La ecuación que ellos propusieron, es una fórmula aproximada que tiene como objetivo encontrar el factor de pérdidas a partir del

factor de carga, esta ecuación es cuadrática tomando en cuenta que las pérdidas son el cuadrado de la demanda.

La expresión tiene la forma siguiente:

$$F_p = (a)(F_c) + (1 - a)(F_c)^2 \quad (2.29)$$

Donde: F_p = Factor de pérdidas.

F_c = Factor de carga.

a = Constante.

En esta ecuación “ a ” varia entre 0 y 1, el valor que se le asigne a esta constante está basado en un estudio de las condiciones del sistema, sin embargo de la práctica se ha encontrado que los valores típicos de “ a ” son 0.15 y 0.20 para sistemas de distribución [8], teniendo entonces

$$F_p = (0.15)(F_c) + (0.85)(F_c)^2 \quad (2.30)$$

$$F_p = (0.20)(F_c) + (0.80)(F_c)^2 \quad (2.31)$$

Ambas ecuaciones dan resultados razonables en la evaluación de las pérdidas en sistemas de distribución. El conocer el factor de pérdidas es de suma importancia cuando se calculan las pérdidas promedio generalmente en forma anual y con ello cuantificar el gasto que representan.

2.5.2 Evaluación de las pérdidas

La evaluación de las pérdidas en KW en un sistema de distribución debe hacerse a través de un estudio de flujos de potencia tomando en cuenta las características de carga durante el pico en cada uno de los puntos de consumo. Los datos de carga necesarios para el estudio de flujos de potencia se dan en la tabla (2.1).

Tabla 2.1. Datos necesarios para el estudio de flujos de potencia

Componente	Datos
Nodos de carga	Carga instalada en KVA, carga máxima en KVA, factor de potencia, factor de responsabilidad de pico de carga, factor de coincidencia, índice de crecimiento, desbalance, temperatura de operación.
Secciones	Distancia media geométrica, datos de calibres de conductores, nivel de voltaje, longitud.
Subestación	Factor de carga.
Capacitores	Capacidad en KVAR, tipo de conexión, factor de potencia máximo a corregir.
Transformadores y Reguladores	Datos de impedancia en por ciento, relación R/X, capacidad en KVA, relación de transformación

Como en este trabajo solo se contemplan redes de distribución aéreas, todos los estudios se hacen para configuraciones radiales puesta que es la forma en la que operan [17,18,19]. El estudio debe hacerse para el pico de carga por lo que es necesario tener todos los datos de carga de cada uno de los nodos, lo que en la práctica en ocasiones resulta difícil, ya que estos datos se obtienen de mediciones y muestreos en los centros de consumo como se mencionó en la sección 2.2 que en ocasiones no se hacen con mucha exactitud. Cuando el factor de pico de carga de los nodos no se conoce, el estudio debe hacerse en términos del factor de coincidencia [6], el resultado entregará las pérdidas en KW durante el pico de carga. En el apéndice C se presenta a grandes rasgos el método de flujos de potencia empleado por la herramienta computacional Synergiee utilizada en este trabajo.

2.5.3 Costo anual de las pérdidas

El costo de las pérdidas en KWh ó MWh de energía debe ser un costo que refleje las muchas formas en que la compañía suministradora paga por esta energía. Un estimado del costo de la energía se obtiene considerando un costo promedio en \$/MWh que resulta de dividir los gastos de producción en \$ entre el total de MWh generados así se tiene lo siguiente [8]:

$$\text{Costo de energía promedio en } \$/\text{MWh} = \frac{\text{Total de gastos de producción en } \$}{\text{Total de energía generada en MWh}} \quad (2.32)$$

El costo de la energía debe incluir los costos de las principales fuentes de generación. En México la Comisión Federal de Electricidad ha realizado estudios para determinar el costo de la energía promedio durante un año el cual se obtiene de acuerdo a la ecuación (2.33) [20].

$$\text{Costo de energía promedio en } \$/\text{KWh} = (7716 \text{ horas})(\text{CGB}) + (1044 \text{ horas})(\text{CGP}) \quad (2.33)$$

Donde: CGB = Costo de la generación base (Térmica).
CGP = Costo de la generación punta.

Puesto que se desea obtener el costo de la energía promedio en la etapa de distribución, esta debe incluir todos los gastos necesarios para transmitirla, de información suministrada por CFE [21] se tienen los siguientes costos de energía promedio en las diferentes etapas del sistema de potencia.

- Costo de la energía promedio (generación) = 3.6 centavos de dólar / KWh.
- Costo de la energía promedio (transmisión) = 4.2 centavos de dólar / KWh.
- Costo de la energía promedio (distribución) = 5.6 centavos de dólar / KWh.

Por tratarse de estudios en la fase de distribución, el último costo es el que se considera en este trabajo con una equivalencia del dólar de 10.50 pesos por dólar. El costo de las pérdidas se evalúa según la ecuación (2.34) [8].

$$\text{Costo de las pérdidas} = (\text{Pérdidas promedio})(\text{Costo de la energía promedio}) \quad (2.34)$$

De acuerdo a esto es necesario conocer las pérdidas promedio durante un año, para esto se toma en cuenta el pico de carga ya que es en este momento cuando se tiene la máxima potencia demandada y por consiguiente las pérdidas máximas que se presentan. Con el factor de carga del sistema, la ecuación (2.30) ó (2.31), y las pérdidas en el pico de carga, es posible conocer las pérdidas promedio durante el lapso de un año a través de una sencilla ecuación como se muestra a continuación [1,5,6,8,20,22].

$$C_{\text{anual}} = P_{\text{pico}} (8760)(F_p)(C_{\text{energía}}) \quad (2.35)$$

Donde: C_{anual} = Costo anual de las pérdidas en \$/año.

P_{pico} = Pérdidas en KW en el pico de carga.

$C_{\text{energía}}$ = Costo de la energía promedio en la etapa de distribución en \$/KWh.

F_p = Factor de pérdidas.

8760 = número de horas durante un año.

Como se observa, el factor de pérdidas convierte las pérdidas pico en pérdidas promedio sobre un total de 8760 horas, el valor en Kilowatt de las pérdidas pico se obtienen mediante un estudio de flujos de potencia con las condiciones que se tienen del sistema durante el pico de carga.

Ejemplo 2.1 Se tiene un alimentador trifásico cuyas condiciones de carga son las que se muestran en la figura (2.5) y en la tabla (2.2), el voltaje del alimentador es de 13.8 KV.

Cada sección tiene un calibre de conductor de 336 ACSR, el factor de carga del alimentador se considera de 0.70 en promedio.

De acuerdo al dato de tipo de conductor se obtienen la resistencia y reactancia inductiva en serie para cada sección, para esto se hace uso de las correspondientes distancias, y de tablas de conductores [6,28].

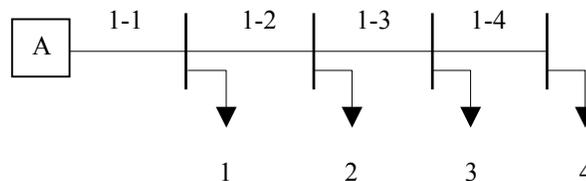


Figura 2.5. Alimentador radial

Tabla 2.2. Datos del ejemplo (2.1).

Punto de carga	Distancia con respecto a la fuente (Km.)	Longitud de la sección (Km.)	Carga (KW)	Carga en (KVAR)	Factor de responsabilidad de pico (Fr)
1	1.5	1.5	1980.0	958.0	0.95
2	3.1	1.6	2760.0	1564.0	0.83
3	4.6	1.5	3712.0	3274.0	0.98
4	5.5	0.9	1817.0	774.0	0.96

El espaciamento entre las fases es de 60 cm. entre la fase A y la B, y de 120 cm, entre la fase B y C, la distancia equivalente es

$$D = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}} = \sqrt[3]{(0.6)(1.2)(1.80)} = 1.138 \text{ mts.} = 3.7349 \text{ pies.}$$

La reactancia inductiva se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$X_L = 0.05292 \log\left(\frac{1}{\text{RMG}}\right) + 0.05292 \log(D) = 0.0843 + 0.05292 \log(3.7349)$$

$$X_L = 0.1145 \text{ } \Omega/1000 \text{ pies} = 0.3756 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Para la resistencia, se toma la temperatura ambiente de 35 °C, se tiene entonces de tablas que para el conductor 336 ACSR

$$R = 0.0555 \text{ } \Omega/1000 \text{ pies} = 0.1804 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

Como cada sección usa el mismo conductor, únicamente se multiplican los valores anteriores de X_L y R por la longitud de cada sección para determinar la impedancia.

$$Z_{1-1} = (0.1804 + j0.3756 \text{ } \Omega/\text{Km})(1.5 \text{ Km}) = 0.2706 + j0.5634 \text{ } \Omega$$

$$Z_{1-2} = (0.1804 + j0.3756 \text{ } \Omega/\text{Km})(1.6 \text{ Km}) = 0.2886 + j0.6009 \text{ } \Omega$$

$$Z_{1-3} = (0.1804 + j0.3756 \text{ } \Omega/\text{Km})(1.5 \text{ Km}) = 0.2706 + j0.5634 \text{ } \Omega$$

$$Z_{1-4} = (0.1804 + j0.3756 \text{ } \Omega/\text{Km})(0.9 \text{ Km}) = 0.1623 + j0.3380 \text{ } \Omega$$

Se calculan ahora las potencias de cada uno de los nodos durante el pico de carga del sistema utilizando sus respectivos factores de responsabilidad pico. Cuando el factor de responsabilidad de pico no se conoce, la carga pico debe afectarse entonces por el factor de coincidencia, cuando la carga pico en cada nodo no se conoce, entonces las pérdidas se estiman con la carga instalada en cada nodo [5].

$$\begin{aligned}
 P_1 &= (1980.0 \text{ KW})(0.95) = 1881.0 \text{ KW} & Q_1 &= (958.9 \text{ KVAR})(0.95) = 910.95 \text{ KVAR} \\
 P_2 &= (2760 \text{ KW})(0.83) = 2290.8 \text{ KW} & Q_2 &= (1564.0 \text{ KVAR})(0.83) = 1298.12 \text{ KVAR} \\
 P_3 &= (3712.0 \text{ KW})(0.98) = 3637.7 \text{ KW} & Q_3 &= (3274.0 \text{ KVAR})(0.98) = 3175.2 \text{ KVAR} \\
 P_4 &= (1744.3 \text{ KW})(0.96) = 1744.3 \text{ KW} & Q_4 &= (774.0 \text{ KVAR})(0.96) = 743.04 \text{ KVAR}
 \end{aligned}$$

Se realiza entonces un estudio de flujos de carga, teniendo los resultados de la tabla (2.3).

Tabla 2.3. Resultados del ejemplo (2.1).

Nombre de la sección	Voltaje al final de la sección (p.u.)	Corriente en la sección (Amperes)	Pérdidas en la sección (KW)
1-1	0.965	511.96	212.78
1-2	0.934	422.49	154.57
1-3	0.913	305.32	75.68
1-4	0.909	87.16	3.70
Pérdidas totales			446.73

Las pérdidas totales, son aquellas que se presentan solamente durante el pico de carga, es necesario obtener las pérdidas promedio durante el periodo de un año, con la ecuación (2.31) encontramos el factor de pérdidas del alimentador considerando su factor de carga de 0.70, como sigue.

$$FP = (0.20)(F_c) + (0.80)(F_c)^2 = (0.20)(0.70) + (0.80)(0.70)^2$$

$$F_p = 0.14 + 0.392 = 0.532$$

Considerando la equivalencia del dólar en 10.50 pesos por dólar, el costo de la energía en distribución es de

$$C_{\text{energía}} = (0.056 \text{ dólares/KWh})(10.50 \text{ pesos/dólar}) = 0.588 \text{ pesos/KWh}$$

Se calcula ahora el costo anual de las pérdidas en el alimentador de acuerdo a la ecuación (2.32) y es

$$C_{\text{anual}} = P_{\text{pico}} (8760)(F_p)(C_{\text{energía}})$$

$$C_{\text{anual}} = (446.73 \text{ KW})(8760)(0.532)(0.588 \text{ pesos/KWh})$$

$$C_{\text{anual}} = 1224159.90 \text{ \$/año}$$

Este es el dinero gastado durante un año por las pérdidas técnicas que se tienen en el alimentador, lo cual significa que una reducción de éstas traería consigo un ahorro económico.

CAPÍTULO 3

CRITERIOS ÓPTIMOS DE PLANEACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

La planeación a corto plazo de las redes de distribución involucra planes de mejoras, refuerzos y cambios que deben hacerse al sistema [10], por lo que es necesario trabajar con componentes normalizados y estándares para equipos, diseño, configuración como es el calibre de conductores y sus materiales, capacidades de transformadores etcétera. Para reducir las pérdidas, es esencial reunir la información o datos relacionados con éstas, que surgen de un análisis previo (capítulo 2), para esto hay que tomar en cuenta en donde se presentan las pérdidas en un sistema de distribución, de estos resultados se deben seguir políticas de corrección para mejorar las instalaciones.

Los criterios de reducción de pérdidas técnicas en sistemas de distribución más aceptados y reconocidos en la investigación se dan a continuación [20,23]:

Reducción de pérdidas en transformadores:

- Uso de transformadores de alta eficiencia particularmente en el caso donde se tienen transformadores con diferente rango de pérdidas que son ofrecidos por diferentes fabricantes.

Reducción de pérdidas en alimentadores primarios:

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

Un buen diseño de una red debe asegurar que todos los costos en su tiempo de vida sean rentables tomando en cuenta el costo de las pérdidas así como el costo de capital de inversión y costos de operación.

La alternativa de mejorar el balance en las fases no se considera ya que se da por hecho que la compañía suministradora debe mantener el balance en sus fases además de que sería difícil determinar el desbalance a un año determinado.

El aumentar el nivel de tensión tampoco se toma en cuenta ya que como se habla de alimentadores existentes o en expansión resultaría poco factible convertir alimentadores completos solo por el hecho de reducir pérdidas. Otro aspecto es que se debe trabajar con el voltaje que ya esta estandarizado por la compañía suministradora.

Al igual que en el desbalance, en el caso de factor de potencia en las cargas se considera que la compañía suministradora debe mantenerlo a 0.90.

3.2 RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

La reconfiguración involucra la apertura y cierre de equipo de enlace y seccionadores con la finalidad de alterar la estructura topológica de los alimentadores de distribución de manera tal que las restricciones de operación y los objetivos se satisfagan.

Aunque la reconfiguración ha sido utilizada en el pasado como una herramienta de control, un buen programa de reconfiguración es capaz de suministrar una gran ayuda en la planeación y diseño de los sistemas.

3.2.1 Reconfiguración en estado estacionario

Se tienen principalmente dos estrategias para decidir la reconfiguración de los alimentadores, una de ellas es ante condiciones de falla o de salidas programadas y la segunda es bajo condiciones normales de operación tomándose en cuenta para el estudio en este trabajo la segunda opción.

Bajo condiciones de operación normal los objetivos son evitar la sobrecarga térmica en los alimentadores y perfiles de voltaje anormales mientras se minimizan las pérdidas de potencia real. Estudios de varias redes de distribución prácticas indican que las pérdidas se reducen desde 20% a un 50% mediante una adecuada reconfiguración [24].

Una estrategia de reconfiguración efectiva toma la ventaja del enorme grado de diversidad de carga que existe en algunos sistemas de distribución dado que los alimentadores de distribución tienen una combinación diferente de cargas residenciales, comerciales e industriales. Estas cargas tienden a variar en el tiempo en periodos de días, semanas, meses y años en el que requieren un pico de carga. La reconfiguración de

alimentadores permite la transferencia de carga de porciones sobrecargadas hacia puntos donde la carga es relativamente ligera [19,25].

3.2.2 El problema de la reconfiguración

Existe una gran variedad de métodos para solucionar el problema de reconfiguración que utilizan algoritmos de búsqueda para explorar varias oportunidades de transferencia de carga. El problema también ha sido clasificado como un problema de optimización discreta pero debido al gran número de seccionadores que habrían de ser seleccionados hace difícil la determinación de los estados de los interruptores en posición abierta o cerrada. Se ha empleado el uso de técnicas de sistemas expertos, a pesar de esto los métodos mas utilizados son los métodos heurísticos, [26,27,28,29,30] que reducen el tamaño de la búsqueda mediante reglas heurísticas desde el punto de vista de la reducción de las pérdidas en las líneas.

La figura (3.1) muestra tres alimentadores con estructura radial con sus respectivos puntos de enlace en la que se observa que con la apertura de un seccionador y el cierre de un enlace se altera la topología con la finalidad de reducir pérdidas sin embargo siempre se debe de tener cuidado de mantener la forma radial de los alimentadores.

Para encontrar la solución de la transferencia de carga primero se realizan los siguientes pasos:

- Se hace un análisis de flujos de carga en su estado base posteriormente se encuentran combinaciones de parejas de dispositivos es decir el estudio consiste del cierre de un solo de enlace y la apertura de un seccionador por dos razones, una es para preservar la estructura radial de los alimentadores y segunda evitar que algún nodo de carga quede sin alimentación.

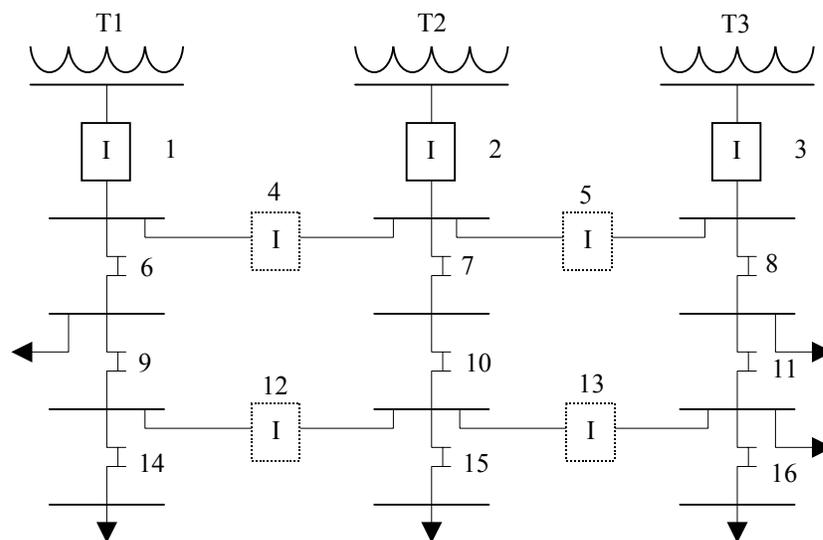


Figura 3.1. Ejemplo de un sistema de distribución con puntos de enlace.

-
- Se identifican los límites de los dispositivos que habrán de proporcionar el enlace entre alimentadores.
 - Aquellos dispositivos de enlace que presenten problemas de límites térmicos deberán ser eliminados como posible opción, esto involucra una simple comparación aritmética entre los KVA de capacidad de la sección normalmente abierta en la que se encuentra el equipo de transferencia, con los KVA de la carga que habrá de ser transferida a través del mismo.
 - Todos los enlaces que no hayan sido eliminados se eligen como candidatos y habrá de considerarse a cada uno de ellos, cerrando uno y abriendo un seccionador para transferir la carga de un alimentador a otro. Si en el estudio del caso base existe algún alimentador con problemas de sobrecarga, este habrá de tomarse en cuenta primero para transferir su respectiva carga.
 - Para ahorrar tiempo en la búsqueda se consideran las caídas de voltaje desde la subestación hacia el final de las secciones que sean de enlace. Si la carga es transferida del lado en que la caída de voltaje es más baja hacia el lado más alto, entonces las pérdidas se incrementarán, por lo tanto las pérdidas se reducirán si se procede en forma contraria [30].
 - La primera reconfiguración óptima será la acción de apertura y cierre que no produzca problemas de sobrecarga y que además tenga la máxima reducción de pérdidas, esto se hace por medio de un estudio de flujos de potencia.
 - Se vuelven a repetir los pasos anteriores pero tomando como estado base la primera reconfiguración óptima y el proceso se sigue hasta que ya no existan más posibilidades como lo muestra la figura (3.2).
 - Si no existe reducción de pérdidas en la segunda reconfiguración, la solución será entonces la primera reconfiguración óptima.
 - El estudio de cada reconfiguración será realizado a través de un programa de flujos de carga para determinar pérdidas y posibles sobrecargas.

La garantía de una solución óptima se obtiene mediante una búsqueda exhaustiva de árbol y todas las ramas de éste deben ser evaluadas, por otro lado, la utilización de las reglas heurísticas reduce el número de caminos que han de ser explorados.

La estrategia de reconfiguración anterior esta basada en la técnica de la mejor primer búsqueda en la que cada nivel del árbol procede de la rama que tiene el mayor potencial de llevar a una solución. La principal ventaja de este método es el ahorro en tiempo de computo y soluciones menos teóricas [30].

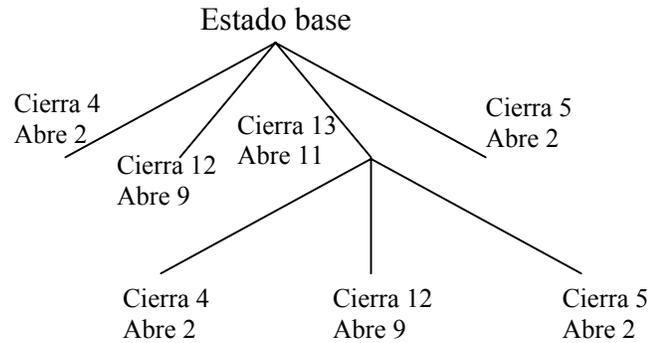


Figura 3.2. Diagrama de árbol para una reconfiguración óptima.

En la figura (3.2) se toma como ejemplo el sistema mostrado en la figura (3.1), como se observa, la configuración óptima se logra después de dos búsquedas de árbol.

El programa utilizado como una herramienta en este trabajo de tesis hace uso del enfoque descrito anteriormente para el estudio de reconfiguración óptima en sistemas de distribución.

3.3 CAMBIO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR EN LÍNEAS YA EXISTENTES

En los sistemas de distribución con un índice de crecimiento alto, el tamaño del conductor en ciertas secciones de los alimentadores puede reforzarse cuando el calibre con el que cuenta ya no tiene la capacidad de transportar la carga adicional o presenta demasiadas pérdidas. Estudios de varios alimentadores de distribución indican que las pérdidas en las primeras 4 o 5 secciones desde la fuente constituyen la mayor parte de las pérdidas en el alimentador y el refuerzo de estas secciones con un tamaño de conductor óptimo reducirá las pérdidas desde un 25% hasta un 50% dependiendo del sistema bajo análisis [24].

Aunque en los cálculos en un alimentador de distribución involucran corriente y voltaje, las pérdidas son sensibles al comportamiento de la temperatura por la dependencia que tiene la resistencia de ésta viéndose afectadas en forma significativa por lo cual es deseable de ser posible estimar la temperatura del conductor especialmente durante el pico de carga y aproximar el valor de la resistencia al valor real lo más cercano posible.

3.3.1 Selección óptima de conductores

Desde un punto de vista gráfico, la selección óptima del tamaño del conductor será como se muestra en la figura (3.3), como se observa para calibres pequeños el costo total es grande ocasionado por el efecto de las altas pérdidas, mientras que a medida que la sección es mayor, el costo disminuye, sin embargo posteriormente aumenta porque el precio del conductor es más alto para calibres mayores, de esta forma aquel calibre que resulte en un costo total menor será la mejor opción.

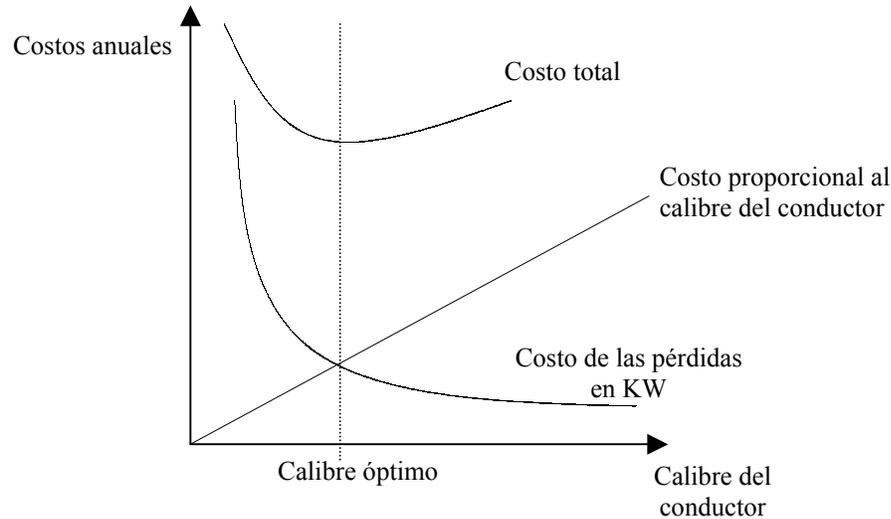


Figura 3.3. Selección del calibre más económico en una línea.

A continuación se mencionan algunos aspectos en la selección de conductores en sistemas de distribución [12,14].

- Los costos de estructuras, aisladores y montaje deberán considerarse en el costo total de inversión cuando se hable de calibres muy grandes ya que estos aumentan con el incremento de la sección del conductor, sin embargo en sistemas de distribución no suele tener un impacto demasiado grande, esto es por los estándares que se manejan en la construcción de alimentadores primarios.
- En distribución no se tienen pérdidas apreciables por efecto corona, como en líneas de transmisión que son de alta y extra alta tensión.
- Como se mencionó antes, la selección del conductor depende en gran medida del índice de crecimiento que se tenga por lo que es necesario estimar un buen pronóstico de la demanda.
- La potencia está limitada por la capacidad de corriente máxima que puede llevar el conductor, sin embargo difícilmente las líneas se operan hasta su máxima capacidad ya que la regulación de voltaje debe mantenerse dentro de los rangos establecidos.

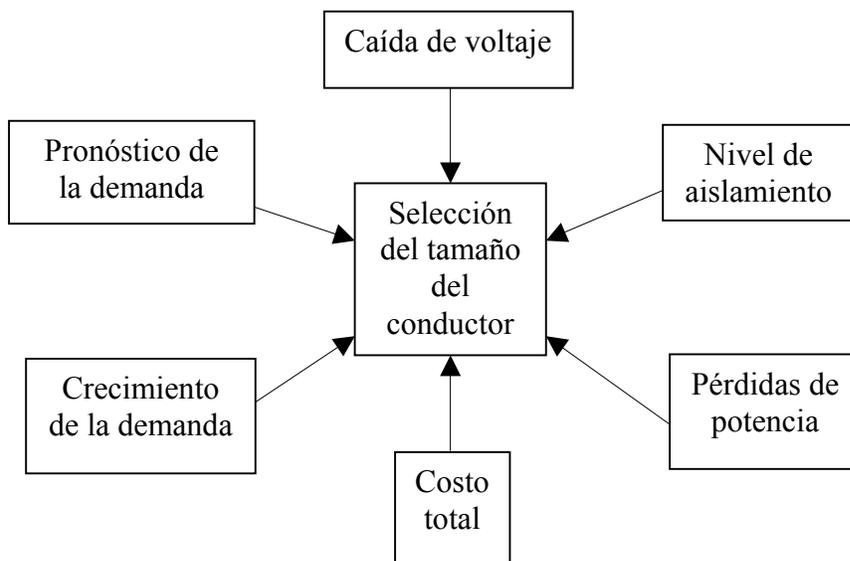


Figura 3.4. Factores que afectan la selección de un conductor.

La figura (3.4) muestra de una manera general los aspectos que involucra la selección de un conductor [19]. Desde un punto de vista puramente económico, la selección del tamaño del conductor dependerá del costo de la línea, de la tasa de interés anual, el valor de la depreciación los costos de mantenimiento que se tengan de la línea, así como de los costos anuales que se tengan por pérdidas de energía todo referido a un valor presente, lo que también se conoce como “primer costo equivalente” [31].

3.3.2 Capacidad de corriente en conductores de distribución

La tabla (3.1) muestra las capacidades máximas aproximadas de corriente que pueden transportar conductores aéreos con temperatura interna de operación de 75°C y diferentes temperaturas ambiente [8,32].

Tabla 3.1 Capacidades de corriente en conductores aéreos ACSR.

Calibre (ACSR)	Temperatura ambiente		
	25°C	35°C	40°C
	Capacidad de corriente con temperatura interna de 75°C (Amperes)		
556	730	710	664
336	530	515	482
266	460	447	418
3/0	300	291	273
2/0	270	263	246
1/0	230	223	209
2	180	173	162
4	140	134	125

Ejemplo 3.1. De un estudio de flujos de potencia se encuentra que el conductor mínimo que puede tener una sección de longitud de 1760 metros es de calibre 3/0 ACSR para evitar que la caída de tensión exceda los límites permitidos, esta sección transportará durante su pico de carga 85 amperes y tiene un índice de crecimiento del 5%. Determinar que calibre de conductor es el más económico para un escenario de 5 años si el factor de carga es de 0.65 y la tasa de interés es del 12%, el costo de la energía es el mismo del ejemplo (2.1).

De análisis de flujos de potencia se encuentran las pérdidas en el pico de carga al año 0 para diferentes calibres de conductor mayores al 3/0, éstas se muestran en la tabla (3.2). Los costos de inversión de construcción para cada uno de los calibres en líneas trifásicas de 13.8 KV se dan en la tabla (3.3) y fueron suministrados por Comisión Federal de Electricidad [33].

Como la sección tiene una longitud de 1760 metros, los costos de construcción para la sección del ejemplo son

Para el calibre 3/0

$$\text{Costo de construcción} = (125799,0 \text{ \$/Km})(1.76 \text{ Km.}) = \$ 221406.0$$

Para el calibre 266

$$\text{Costo de construcción} = (146841.0 \text{ \$/Km})(1.76 \text{ Km.}) = \$ 258440.0$$

Para el calibre 336

$$\text{Costo de construcción} = (160691.0 \text{ \$/Km})(1.76 \text{ Km.}) = \$ 282816.0$$

Para el calibre 556

$$\text{Costo de construcción} = (224352.0 \text{ \$/Km})(1.76 \text{ Km.}) = \$ 394859.0$$

Tabla 3.2. Pérdidas en diferentes calibres para el ejemplo (3.1).

Calibre	Pérdidas (KW)
3/0	13.37
266	10.89
336	6.54
556	4.79

Tabla 3.3. Costos de construcción para el ejemplo (3.1).

Calibre	Costo total de construcción (\\$/Km)
3/0	125799.0
266	146841.0
336	160691.0
556	224352.0

Tabla 3.4. Resultados para la selección del calibre de conductor del ejemplo (3.1).

Conductor ACSR	Costo total de las pérdidas a valor presente (\$)	Costo de construcción (\$)	Costo total equivalente (\$)
3/0	428303.0	221406.0	649709.0
266	355820.0	258440.0	614260.0
336	224920.0	282816.0	507736.0
477	180328.0	394859.0	575187.0

Se calculan los costos anuales de las pérdidas para cada calibre y el costo total a valor presente considerando el índice de crecimiento del 5% como en el ejemplo (A.2), la tabla (3.4) resume los resultados, es posible notar en la segunda columna que es el costo de las pérdidas es menor entre más grande sea el calibre, sin embargo la mejor opción se encuentra de los datos de la columna cuatro que para el ejemplo es el conductor de calibre 336 por ser la alternativa que representa el menor costo equivalente y por tanto será la más rentable.

De la misma forma se procede cuando se trata de reemplazar únicamente el conductor de una línea como una alternativa de reducción de pérdidas, con la diferencia de que en este caso solo se toma en cuenta para el costo de inversión, el costo del conductor y la mano de obra necesaria para reemplazar el conductor existente e instalar el nuevo conductor. El cambio de conductores trae consigo una ventaja adicional que es el mejoramiento de los niveles de voltaje.

3.4 CONSTRUCCIÓN DE NUEVOS CIRCUITOS

El gran incremento en la carga producirá un aumento notable en la caída de voltaje en aquellas cargas nuevas que se adicionen a un alimentador ya existente, sobre todo si éstas se encuentran al final haciendo que las pérdidas se incrementen, una buena alternativa es cambiar la configuración topológica de los alimentadores a través de la construcción de nuevos circuitos troncales que distribuyan mejor la carga, cuando esto se hace, el efecto sobre las pérdidas puede llegar a ser muy significativo.

La construcción de nuevos circuitos troncales es una de las mejores alternativas que se tiene para reducir pérdidas, ya que la presencia de un nuevo alimentador permitirá liberar carga de los alimentadores existentes haciendo que las pérdidas disminuyan hasta en un 50% para un mismo calibre de conductor si se tiene un buen balance de las cargas entre el nuevo circuito y los alimentadores existentes [1]. Otros beneficios asociados con esta alternativa son la presencia de mejores condiciones de operación como regulación de voltaje, corriente en los conductores, mejoras en los índices de confiabilidad y permite una mayor expansión del alimentador, la figura (3.5) muestra un alimentador en expansión con la presencia de un nuevo circuito troncal.

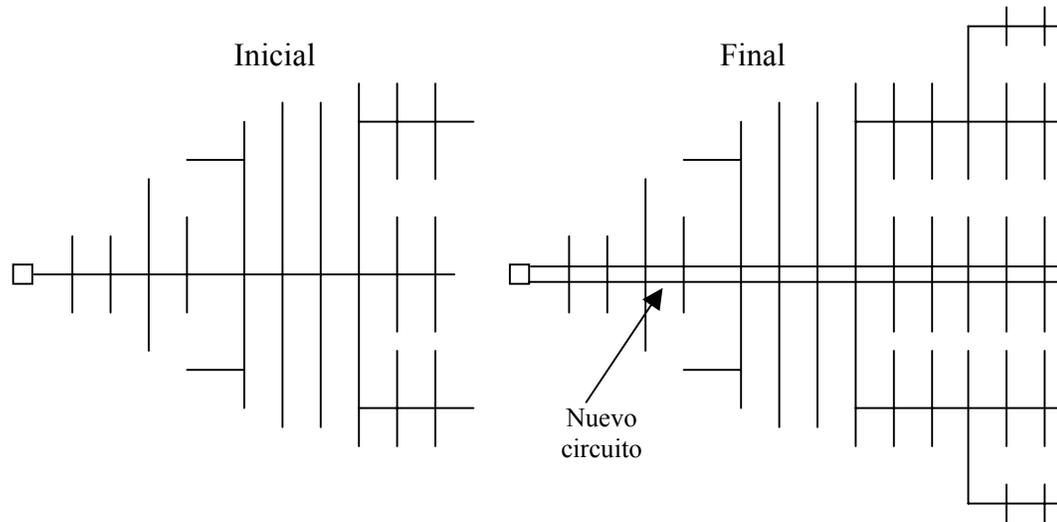


Figura 3.5. Expansión de un alimentador debido a la adición de nuevas áreas de carga.

La principal desventaja de esta alternativa es el costo de inversión que debe realizarse por lo que su justificación se da cuando los alimentadores presentan cargas demasiado grandes que hacen que el ahorro en pérdidas sea suficientemente significativo por lo que es importante verificar cuantos tramos se hacen necesario construir de modo que se tenga el mejor balance en la carga y el mejor costo de construcción.

De acuerdo a normas de Comisión Federal de Electricidad (CFE) [12], en la construcción de nuevos tramos deben revisarse las condiciones propias de la obra en particular desarrollando un proyecto de acuerdo con las condiciones del terreno verificando las disposiciones sobre derecho de vía con las autoridades municipales o con el departamento de obras públicas del estado ya que de ello dependerá de sí se lleva doble circuito sobre un solo poste o por ambos lados de la calle, la figura (3.6) muestra una estructura con doble circuito [1,12], esto último también tendrá influencia en el costo de construcción.

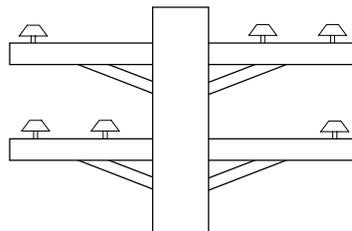


Figura 3.6. Estructura con doble circuito.

3.5 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS POR EL USO DE CAPACITORES

La localización de capacitores en los alimentadores de distribución es una de las mejores opciones ya que aparte de reducir las pérdidas también trae consigo otros beneficios como el de disminuir el bajo factor de potencia y mejorar la regulación de voltaje. Desde el punto de vista de reducción de pérdidas, la ubicación de los capacitores en puntos estratégicos, hará que la disminución de las pérdidas debido a la compensación reactiva sea máxima, aquí no se toman en cuenta los capacitores localizados en las subestaciones, ya que en este punto no se tiene efectos sobre las pérdidas en las líneas por la razón de que la potencia reactiva debe ser enviada desde la subestación hasta las diferentes cargas.

3.5.1 Efecto del factor de potencia en los alimentadores de distribución

Las cargas que tienen un factor de potencia bajo como es el caso de los motores o la reactancia (X) de la línea o cualquier dispositivo que tenga características inductivas absorben potencia reactiva (KVAR) por lo que la potencia aparente será más alta haciendo que la corriente transmitida se eleve, entre más bajo sea el factor de potencia mayor será la corriente que circula provocando sobrecarga en transformadores y en los cables que componen los alimentadores aumentando la caída de voltaje e incrementando por consecuencia las pérdidas tomando en cuenta que éstas son el cuadrado de la corriente.

La figura (3.7) muestra lo que se conoce como triángulo de potencias, en la que al coseno del ángulo θ también se le llama factor de potencia, y como se observa, si θ es grande la corriente será mayor pero también las pérdidas que se presentan debido a la resistencia R, sin embargo θ también depende de la potencia reactiva (KVAR) para una potencia real constante (KW) por lo que la reducción de la primera completa o parcialmente minimizará por consecuencia las pérdidas reales.

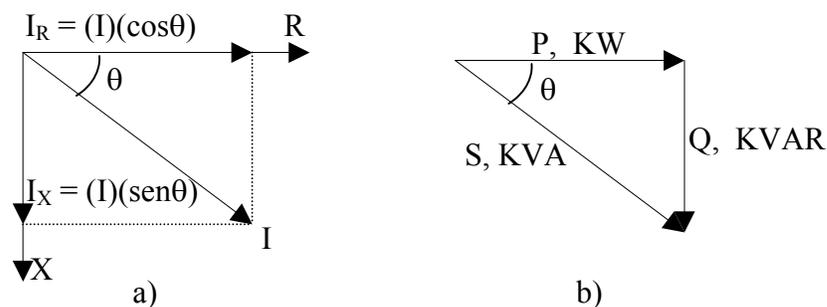


Figura 3.7. a) Diagrama fasorial. b) Triángulo de potencias.

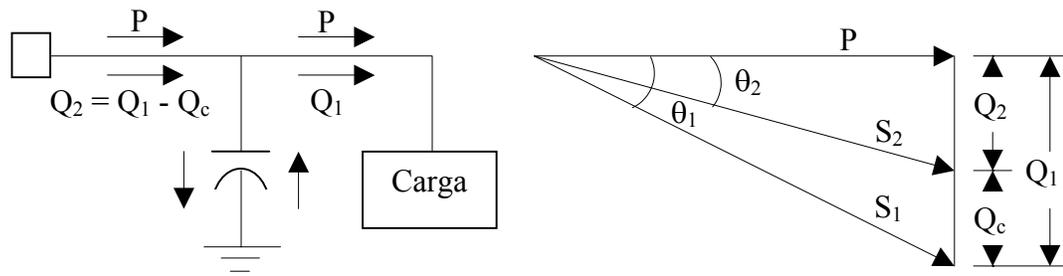


Figura 3.8. Corrección del factor de potencia en un alimentador.

Esto hace necesario contar con una generación de potencia reactiva que pueda ser inyectada al sistema, sin embargo la generación de ésta a través de una planta de potencia no es económicamente factible pero el uso de bancos de capacitores colocados en centros de carga fácilmente suministran la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia en un sistema. En la figura (3.8) se ilustra la manera en que un banco de capacitores corrige el factor de potencia en un sistema dado, también se observa a través de un diagrama fasorial la reducción del ángulo θ que se produce por la aplicación del banco de capacitores cuando este aporta carga reactiva [16].

Es posible ver que la utilización del banco de capacitores reduce el factor de potencia lo cual puede producir ahorros económicos significativos lo que hace el estudio de estos de suma importancia en sistemas de distribución.

3.5.2 Aplicación de capacitores en los sistemas de distribución

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

Los capacitores en derivación modifican las características que tiene una carga inductiva contrarrestando parcial o completamente la corriente en atraso en el punto de instalación, este tipo de capacitores se instalan en las líneas por medio de bastidores montados en los postes o en instalaciones sumergibles en redes subterráneas. La figura (3.9) ilustra la aplicación de estos capacitores en un alimentador de distribución de cargas uniformemente distribuidas y su impacto en el perfil de voltaje del alimentador [16].

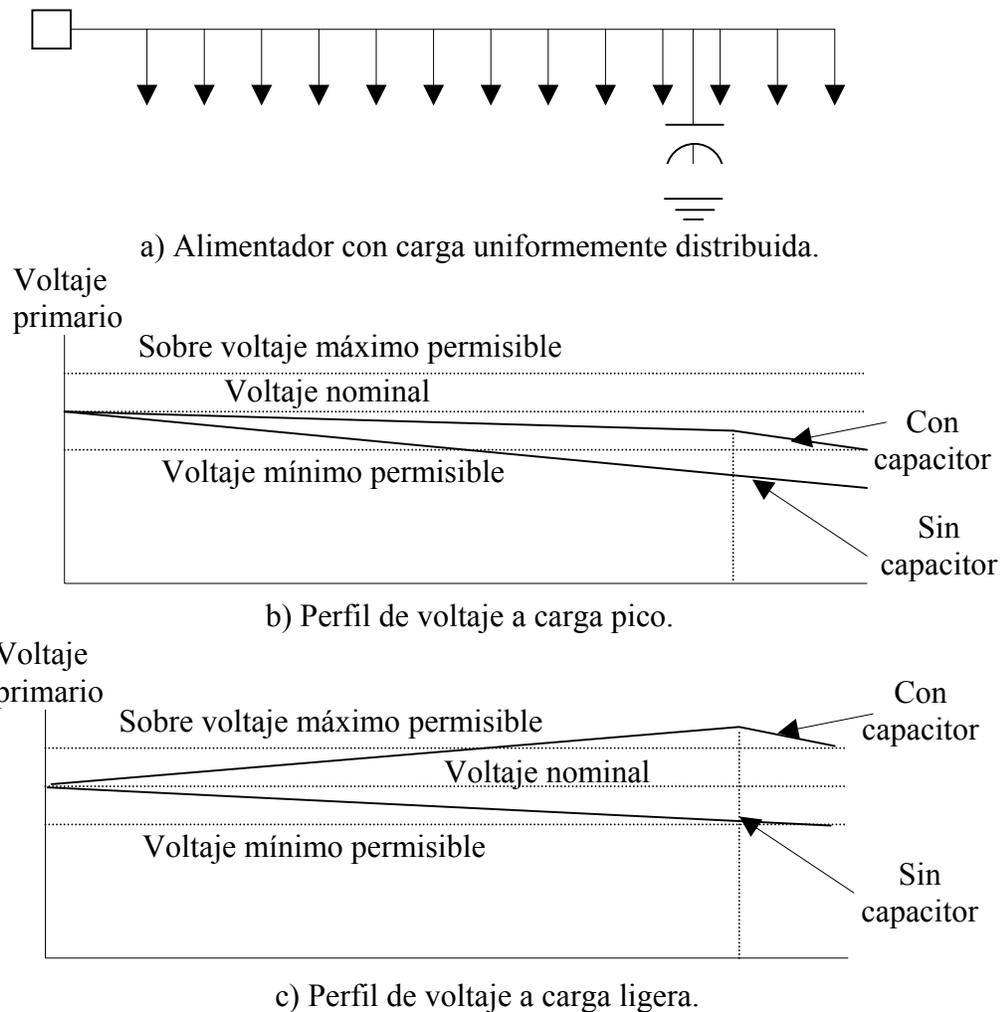


Figura 3.9. Efecto del uso de un capacitor en derivación en los perfiles de voltaje.

En la figura anterior se aprecian los perfiles de voltaje y es de notar que mientras para condiciones de carga pico el uso del capacitor ayuda al nivel de voltaje mínimo, a carga ligera éste puede provocar un aumento en la tensión arriba del máximo permisible por lo cual en ocasiones es necesario utilizar capacitores desconectables para mantener los rangos de voltaje dentro de sus límites. Una forma básica de decidir el tipo de capacitor a instalar es mediante la curva de carga como lo muestra la figura (3.10) [16,34], por lo que cuando se habla de utilización de capacitores se deben hacer estudios a carga mínima para ubicar capacitores fijos y a carga máxima para la ubicación de los capacitores desconectables, teniendo en mente que el primero es para evitar problemas de sobre corrección de factor de potencia y los límites de voltaje y el último será el que se tome en cuenta para la reducción de pérdidas. Si se hace uso de un número mayor de bancos, los perfiles de voltaje a carga pico mejorarán y las pérdidas se reducirán más, sin embargo el número máximo de bancos de capacitores lo determinará el costo total que representen siendo el mejor aquel que más ahorros otorgue.

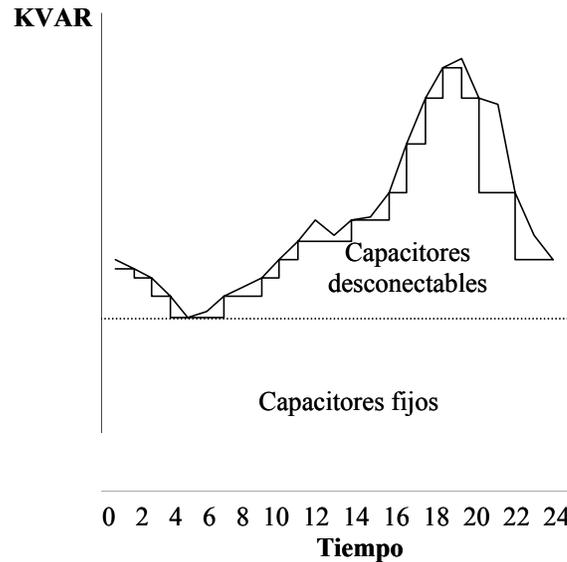


Figura 3.10. Distribución de capacitores fijos y desconectables de acuerdo a la curva de carga.

En la práctica se recomienda que los bancos de capacitores desconectables sean ajustados de acuerdo a las condiciones de una curva de carga diaria. Puesto que los bancos de capacitores desconectables son más caros que los capacitores fijos por razones económicas se manejan en capacidades de 600 KVAR o mayores [12].

3.5.3 Localización óptima de capacitores

Como ya se mencionó, cuando se trata de reducir las pérdidas en un alimentador, es necesario colocar los bancos de capacitores a determinadas distancias de la subestación, lo que hace necesario la localización de los capacitores sin violar los límites de voltaje establecidos. El problema en sí trata de encontrar el punto o puntos óptimos de instalación, en los cuales se tenga el efecto esperado de manera que se mejore el flujo de potencia reactiva, y por tanto se reduzcan lo máximo posible las pérdidas que este en relación con el número de bancos a utilizar.

Cuando se instalan bancos de capacitores es necesario hacerlo de acuerdo con criterios normalizados, como son su capacidad nominal de unidades de 300 KVAR con sobre voltajes de hasta 10% de su voltaje nominal para evitar problemas de aislamiento y de calentamiento. En bancos trifásicos sus configuraciones serán estrella aterrizada estrella flotante [12].

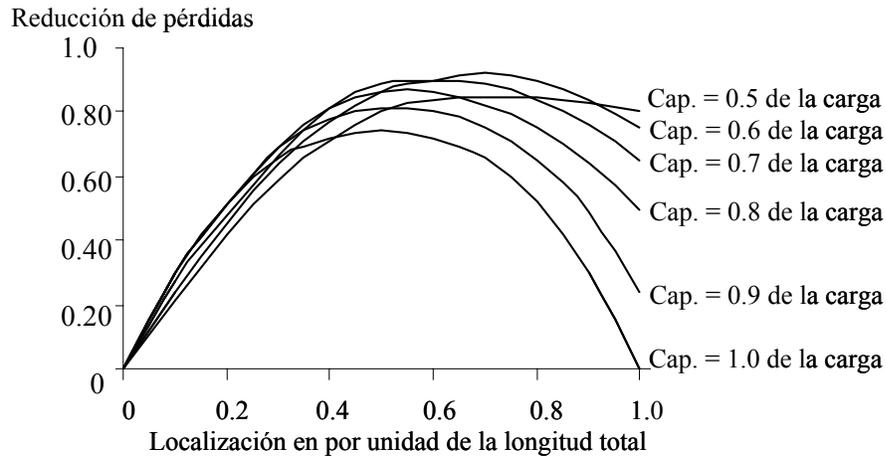


Figura 3.11. Reducción de pérdidas como función de la localización de un solo banco de capacitores.

El efecto de la reducción de pérdidas a través de una adecuada localización de un banco de capacitores se puede apreciar en la figura (3.11) para un alimentador de carga uniformemente distribuida [16].

Como se observa, la máxima reducción de pérdidas se tiene cuando la capacitancia del banco a instalar es 0.6 de la carga ubicado a una distancia de 0.75 de la longitud total del alimentador. De esto último se tiene uno de los métodos más populares para localizar un solo banco de capacitores llamado “regla de los 2/3” empleado cuando se tiene una distribución de la carga suficientemente uniforme que dice lo siguiente:

- El tamaño del banco de capacitores será 2/3 de la carga del alimentador en el momento del pico de demanda.
- El lugar de localización del banco de capacitores estará situado a 3/4 de la longitud del alimentador desde la fuente.

El método de los 2/3 aunque es fácil de comprender e implementar, no es muy exacto por las suposiciones que deben hacerse al tratar al alimentador como de carga uniformemente distribuida, sin embargo a pesar de esto en la actualidad aun existen programas basados en esta regla y algunas fábricas de capacitores aun la listan en sus guías de aplicación [35,36].

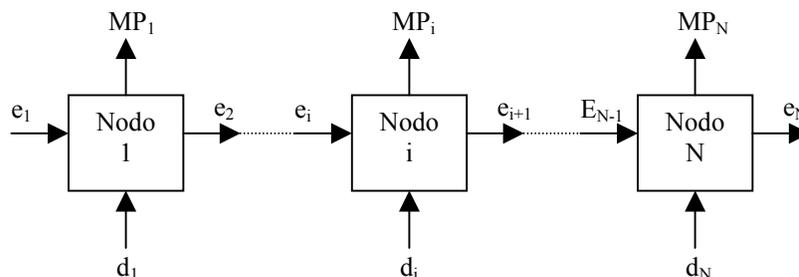
A medida que las computadoras se hicieron más poderosas en capacidad de memoria y sus costos se han vuelto más baratos los métodos de programación numérica cobraron una gran popularidad para resolver problemas de optimización. La programación numérica se basa en técnicas iterativas usadas para maximizar o minimizar una función objetivo de variables de decisión, estas variables deben ajustarse a un conjunto de restricciones.

Para la localización de capacitores, la función de pérdidas debe ser la función objetivo, y el punto de localización, el número de capacitores, los voltajes en los nodos y la corriente en las líneas son las variables de decisión que deben ser satisfechas de acuerdo a las restricciones de operación. Dentro de este enfoque entran los métodos de programación dinámica cuya formulación en una manera general considera la reducción de las pérdidas de energía tomando en cuenta tamaños discretos de capacitores.

En la programación dinámica el problema se resuelve asumiendo que un sistema de distribución radial cuenta con N número de nodos en los que se puede instalar B bancos de capacitores. Cada nodo representa una etapa para la cual debe tomarse una decisión que consiste en determinar cuantos bancos de capacitores habrán de instalarse en cada nodo de manera que se minimicen las pérdidas de energía totales de la red. Para calcular las pérdidas en cada etapa es necesario realizar estudios de flujos de potencia. Las cargas se consideran concentradas en los diferentes nodos, cada capacitor se toma como una inyección de potencia en el nodo correspondiente. El estudio de flujos de potencia también entregará el valor de los distintos voltajes y corrientes que servirán como restricciones al momento de decidir la solución óptima. La figura (3.12) muestra de una forma esquemática el proceso de programación dinámica [37].

Es importante mencionar que el número de bancos a ubicar dependerá del ahorro que se tenga debido a su aplicación y al costo de inversión inicial necesario para comprarlos e instalarlos, esto se hace a través de un estudio de valor presente similar al empleado para determinar el calibre óptimo de un conductor.

También como apoyo de la programación numérica se tienen los llamados “métodos heurísticos”, éstos han sido desarrollados a través de la intuición, la experiencia y el juicio para formar reglas que reduzcan las exhaustivas búsquedas de la programación numérica lo que puede llevar a una solución cercana a la óptima. En el apéndice C se muestra de manera general el diagrama de flujo de este método que es empleado por la herramienta computacional Synergiee.



Donde: MP_i = Minimización de las pérdidas.
 e_i = Variable de estado en el nodo i .
 d_i = Decisión en el nodo i .

Figura 3.12. Modelo de estado de programación dinámica.

Entre otros métodos importantes de optimización se encuentran aquellos basados en la “inteligencia artificial” lo que ha llevado a investigar su uso en el ramo de la ingeniería eléctrica. En particular los algoritmos genéticos, los sistemas expertos, las redes neuronales y la lógica difusa han sido implementados en el problema de la localización de capacitores [35].

3.5.4 Consideraciones en la localización de capacitores

Otra razón importante en la utilización de la localización óptima local a parte de requerir poco tiempo de computo es el hecho de que este método suministra resultados más realistas que la optimización global. Desde un punto de vista práctico los bancos de capacitores se instalan por lo general en el alimentador troncal y no en los ramales por la razón de que las laterales no tienen gran influencia debido a que son de longitud pequeña y menos sensibles al flujo de la potencia reactiva debido a que su impedancia es en mayor medida resistiva. Otra razón importante del porque los bancos capacitivos no se instalan en las laterales es que casi siempre llevan a una sobrecorrección del factor de potencia local en las cargas, además de que existe menos accesibilidad para su mantenimiento [10].

3.5.5 Influencia de los capacitores en los niveles de armónicas

Aunque los capacitores no producen armónicas influyen en las magnitudes de los voltajes y esto a su vez repercuten en las corrientes armónicas de las cargas de los clientes, también es posible que generen problemas de resonancia. Aunque no entra en los alcances de esta tesis, en ocasiones es importante hacer estudios de armónicas para descubrir posibles problemas.

Las siguientes medidas pueden emplearse para solucionar problemas de armónicos [9]:

- Quitar la conexión a tierra.
- Cambiar el tamaño de los bancos.
- Controlar el esquema de operación del capacitor para evitar resonancia.
- Agregar un capacitor filtro.

El problema de las armónicas no es tema de esta tesis, sin embargo es esencial mencionar su existencia ya que debe tenerse en mente al momento de la aplicación de los capacitores en el sistema.

3.6 TRANSFORMADORES Y REGULADORES

Entre las principales fuentes de pérdidas en un sistema de distribución se encuentran aquellas que tienen que ver con los transformadores ya que aunque el transformador es una de las máquinas más eficientes el impacto de sus pérdidas se vuelve importante por la razón del gran número de transformadores que se tienen en un sistema de distribución, esta

situación hace que sea particularmente importante conocer cuales son sus principales tipos de pérdidas, su evaluación económica así como el conocimiento de nuevas tecnologías con las que se cuenta.

3.6.1 Pérdidas en transformadores

Las pérdidas de un transformador pueden describirse en dos categorías que son pérdidas en el núcleo o pérdidas no relacionadas con la carga y pérdidas en los devanados también conocidas como pérdidas relacionadas con la carga.

- Pérdidas en el núcleo. Este tipo de pérdidas se debe a la naturaleza del material magnético y se dividen en dos componentes, “pérdidas por histéresis” y “pérdidas por corrientes de eddy”, las primeras asociadas con la generación de energía térmica causada por la fricción del movimiento de los dominios magnéticos en el material del núcleo así como el esfuerzo realizado para moverlos en dirección contraria de acuerdo al campo magnético alterno aplicado, el segundo tipo de pérdidas se debe a las corrientes inducidas por la característica variante del campo magnético que generan calor de la misma forma en que cualquier corriente que fluye por un conductor lo hará por efecto Joule (I^2R).
- Pérdidas en los devanados. Estas varían con el cuadrado de la carga, se presentan principalmente como resultado de la resistencia de los devanados del transformador y por la cantidad de corriente que fluye por los propios devanados.

Puesto que las pérdidas involucran un gasto es necesario saber como evaluar dicho gasto generalmente en un año de operación del transformador en estudio, para lograrlo deben evaluarse las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en los devanados por separado ya que cada una tiene un comportamiento diferente.

La ecuación (2.32) vista en el capítulo 2 se utiliza para calcular el costo de las pérdidas en el núcleo de un transformador considerando que este tipo de pérdidas permanece constante a voltaje constante y son indiferentes a la cantidad de corriente de carga que fluye a través del transformador por lo que son iguales a las pérdidas en el pico en todo momento y por consiguiente el factor de pérdidas es igual 1 simplificando la ecuación (2.32) a una relación sencilla como sigue:

$$C_{APN} = P_{\text{núcleo}} (C_{\text{energía}})(8760) \quad (3.1)$$

Donde:

- C_{APN} = Costo anual de las pérdidas en núcleo en \$/año.
- $P_{\text{núcleo}}$ = Pérdidas en el núcleo en KW.
- $C_{\text{energía}}$ = Costo de la energía en la etapa de distribución en \$/KWh.
- 8760 = horas totales durante un año.

De la misma forma se obtiene la ecuación para calcular el costo de las pérdidas en los devanados, solo que para esto es necesario conocer el factor de carga del transformador que esta determinado por la ecuación (2.5) para posteriormente calcular el factor de pérdidas que permitirá obtener las pérdidas promedio a lo largo de un año. Al igual que se vio en el capítulo 2, la ecuación que relaciona el factor de pérdidas con el factor de carga es una expresión empírica que tiene la misma forma que (2.29) pero con un valor de “a” de 0.3 que es el más adecuado para transformadores [6].

$$F_p = (0.3)(F_c) + (0.70)(F_c)^2 \quad (3.2)$$

Donde: F_p = Factor de pérdidas.
 F_c = Factor de carga.

Así el costo anual de las pérdidas en un transformador se calcula como:

$$C_{APD} = P_{PT} (8760)(F_p)(C_{energía}) \quad (3.3)$$

Donde: C_{APD} = Costo anual de las pérdidas en los devanados en \$/año.
 P_{PT} = Pérdidas en devanados en el pico de carga del transformador KW.
 $C_{energía}$ = Costo del KWh en la etapa de distribución en \$/KWh.
 8760 = Horas totales durante un año.

La suma del costo de las pérdidas en el núcleo más el costo de las pérdidas en los devanados será el costo total anual de las pérdidas en el transformador.

$$C_{AT} = C_{APN} + C_{APD} \quad (3.4)$$

Ejemplo 3.2. Un transformador de 112.5 KVA de capacidad tiene durante su operación un pico de carga de 90 KVA y un factor de carga de 0.45, de datos de placa se sabe que sus pérdidas en el núcleo son 330 W y en sus devanados de 1200 W a plena carga. Calcular el costo anual que representan dichas pérdidas para la compañía suministradora si el costo en KWh es de 0.588 \$/KWh.

Como primer paso se calcula el costo de las pérdidas en el núcleo del transformador, de la ecuación (3.1) y de los datos de placa del transformador se tiene

$$C_{APN} = P_{núcleo} (C_{energía})(8760)$$

$$C_{APN} = (0.33 \text{ KW})(0.588 \text{ $/KWh})(8760 \text{ horas})$$

$$C_{APN} = 1699.79 \text{ $/año}$$

Se determinan ahora las pérdidas en el transformador en sus devanados durante el pico de carga y como el valor de las pérdidas relacionadas con la carga varía con el cuadrado de los KVA se tiene lo siguiente

$$P_{\text{devanados}} = (1.2 \text{ KW}) \left(\frac{90 \text{ KVA}}{112.5 \text{ KVA}} \right)^2$$

$$P_{\text{devanados}} = 0.768 \text{ KW}$$

Para obtener el factor de pérdidas del transformador se hace uso del factor de carga y de la ecuación (3.2).

$$F_p = (0.3)(F_c) + (0.70)(F_c)^2$$

$$F_p = (0.30)(0.45) + (0.70)(0.45)^2$$

$$F_p = 0.276$$

Se calcula el costo anual de las pérdidas en los devanados como sigue

$$C_{\text{APD}} = P_{\text{PT}} (8760)(F_p)(C_{\text{energía}})$$

$$C_{\text{APD}} = (0.768 \text{ KW})(8760 \text{ horas})(0.276)(0.588 \text{ \$/KWh})$$

$$C_{\text{APD}} = 1091.82 \text{ \$/año}$$

El costo total anual de las pérdidas en el transformador es de

$$C_{\text{AT}} = C_{\text{APN}} + C_{\text{APD}}$$

$$C_{\text{AT}} = (1699.79 \text{ \$/año}) + (1091.82 \text{ \$/año})$$

$$C_{\text{AT}} = 2791.61 \text{ \$/año}$$

Un punto importante es observar que si se tienen muchos transformadores como este a lo largo de una red de distribución el costo que representan en pérdidas es muy alto.

3.6.2 Uso de transformadores de núcleo amorfo

Puesto que las pérdidas en el núcleo son las que tienen mayor impacto por el hecho de que se encuentran presentes en todo momento durante años los fabricantes de transformadores han tenido como propósito producir materiales electromagnéticos más eficientes para la construcción de transformadores de potencia y distribución lo cual ha llevado desde 1950 al desarrollo de aleaciones llamadas de metal amorfo que tienen una extremadamente alta eficiencia comparada con aquellos materiales como el acero al silicio superando incluso a los mejores [38].

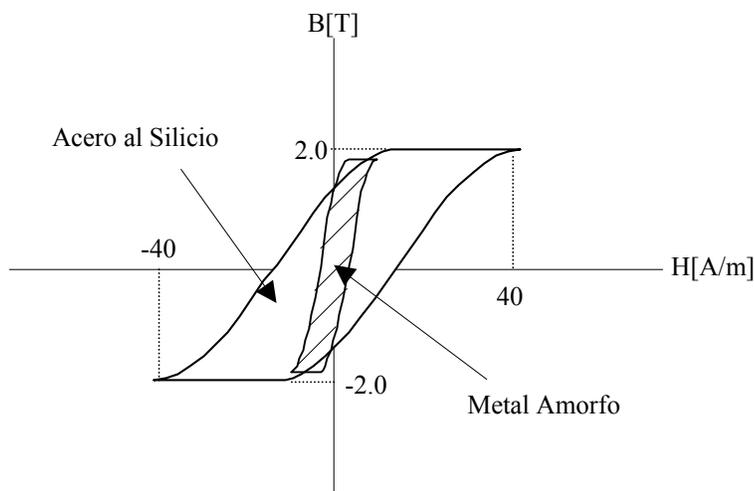


Figura 3.13. Curvas de histéresis convencional – amorfo.

El metal amorfo es una estructura compuesta por una aleación de hierro que contiene 13% de boro y 9% de silicio [39] solidificado a una alta velocidad de enfriado provocando que los átomos del metal se junten al azar obteniendo un arreglo similar al de un cristal, este resultado entrega un conjunto único de propiedades físicas con características de magnetización de gran interés para su aplicación en transformadores logrando una reducción en las pérdidas del núcleo hasta de un 30% o menos de su valor convencional. La figura (3.13) muestra la forma de las curvas de histéresis del material convencional y el metal amorfo [40].

La pequeña curva de histéresis de metal amorfo garantiza bajas pérdidas en el núcleo, este tipo de pérdidas es de hecho proporcional con la superficie que encierra la curva.

Las pérdidas típicas que se tienen en un transformador de núcleo amorfo comparadas con las de un transformador convencional se dan en la siguiente tabla para diferentes capacidades comerciales [1].

Tabla 3.5. Pérdidas típicas de transformadores convencionales y de núcleo amorfo.

Número de fases	Capacidad (KVA)	Pérdidas (Watts)			
		Convencional		Amorfo	
		Devanados	Núcleo	Devanados	Núcleo
1 Fase	10	131	47	131	12
	15	182	62	182	14
	25	282	86	282	17
	37.5	400	114	400	23
	50	490	138	490	30
	75	648	186	648	39
	100	826	235	826	49
	167	1322	365	1322	82

Tabla 3.5. Pérdidas típicas de transformadores convencionales y de núcleo amorfo (continuación).

Número de fases	Capacidad (KVA)	Pérdidas (Watts)			
		Convencional		Amorfo	
		Devanados	Núcleo	Devanados	Núcleo
3 Fases	15	226	88	226	27
	30	397	137	397	36
	45	575	180	575	42
	75	887	255	887	51
	112.5	1247	350	1247	69
	150	1526	450	1526	90
	225	2094	750	2094	117
	300	2734	910	2734	147
	500	4231	1330	4231	246

Las pérdidas en devanados se consideran a carga nominal. Es posible observar que las pérdidas en el núcleo de los transformadores amorfos son mucho más bajas en comparación con los convencionales lo que los hace interesantes cuando se habla de reducción de pérdidas.

Para saber si conviene utilizar transformadores amorfos es necesario hacer un estudio a valor presente similar al del ejemplo (3.1) entre un transformador convencional y su contra parte de núcleo amorfo, ya que este último es más caro en costo (aproximadamente 25% [1]) pero quizás sea más económico por su correspondiente ahorro en pérdidas.

Pocos puntos negativos han sido asociados con los transformadores amorfos, aunque físicamente son de mayor tamaño para la mayoría de las instalaciones esto no representa mayor problema.

También se tiene la interrogante acerca de sí los transformadores de núcleo amorfo pueden mantener una adecuada confiabilidad en varios años de servicio como es el caso de los transformadores convencionales, sin embargo los transformadores amorfos que se encuentran en servicio a la fecha han demostrado una excelente confiabilidad [1,6].

Otra cuestión es el hecho de que se menciona si las pérdidas en transformadores amorfos pueden aumentar a través de los años, no obstante las pruebas en el campo todavía no demuestran que este tipo de transformadores pierda sus características magnéticas con el paso del tiempo [1].

3.6.3 Reguladores de voltaje en líneas

Los reguladores de voltaje afectan la eficiencia de un sistema de distribución en dos maneras, la primera es que mantienen un nivel de voltaje apropiado lo que por consecuencia logra una cierta reducción en las pérdidas y la segunda es que al igual que los

transformadores, en ellos se presentan pérdidas que dependiendo de su carga y operación éstas pueden ser altas.

Los reguladores de voltaje de línea usualmente son pequeños, comúnmente formados por unidades de una sola fase y construidos para ser montados sobre plataformas en postes, operando principalmente como elevadores de voltaje [1,17,34].

Los alimentadores de distribución primaria a menudo se extienden sobre varios kilómetros haciendo prácticamente imposible mantener un voltaje adecuado a lo largo de todo el alimentador por lo que los reguladores localizados aproximadamente en un punto medio de tales alimentadores suministrarán una regulación adicional para soportar el voltaje en las partes remotas del alimentador [1].

Algunas consideraciones en la utilización de reguladores de tensión se describen a continuación de acuerdo a Comisión Federal de Electricidad [12].

- Los reguladores de tensión deberán instalarse cuando la caída de voltaje tenga valores superiores al 5%.
- El uso de reguladores de 32 pasos se reserva para redes urbanas.
- En circuitos rurales con carga predominante de bombeo deben utilizarse autoelevadores de voltaje con cuatro pasos de ajuste.
- No se recomienda que se instalen capacitores controlados por voltaje en el lado de carga de un banco de reguladores cercano.
- Los reguladores deberán ubicarse en lugares de fácil acceso para su revisión periódica.
- Sus principales conexiones son en estrella sólidamente aterrizada, delta cerrada y delta abierta para lograr porcentajes de regulación hasta del 10%.

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

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

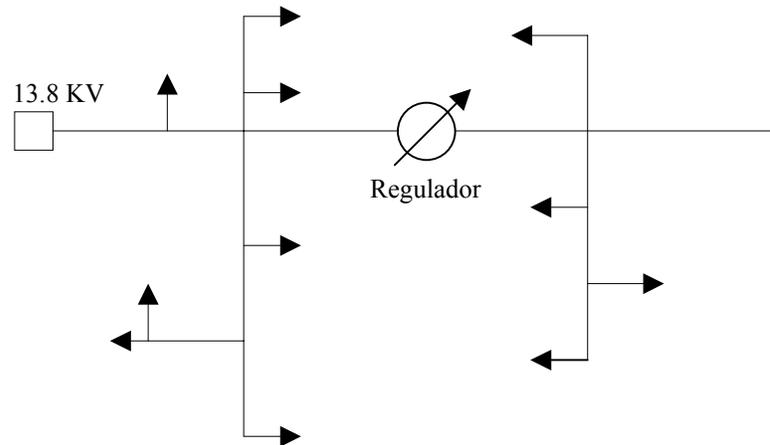


Figura 3.14. Ejemplo de un alimentador con regulador.

Ejemplo 3.3. Se tiene un banco de reguladores como lo muestra la figura (3.14) conectado en estrella para un voltaje nominal de 13.8 KV, la capacidad del circuito es de 4000 KVA para un rango de regulación del $\pm 10\%$, calcular la capacidad nominal del banco de reguladores.

$$I_{\text{Nominal}} = \frac{(4000 \text{ KVA})}{(13.8 \text{ KV})(\sqrt{3})} = 167.3 \text{ amperes}$$

$$\text{Rango en KV monofásico} = (0.10)(13.8 \text{ KV})(1/\sqrt{3}) = 0.79 \text{ KV}$$

$$\text{Capacidad KVA}_{\text{Nominales monofásico}} = (167.3 \text{ amperes})(0.79 \text{ KV}) = 133 \text{ KVA}$$

La capacidad comercial más cercana para un regulador monofásico es de 167 KVA por lo tanto la capacidad del banco de reguladores es de

$$\text{Capacidad KVA}_{\text{Nominales trifásico}} = (167 \text{ KVA})(3) = 501 \text{ KVA}$$

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

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

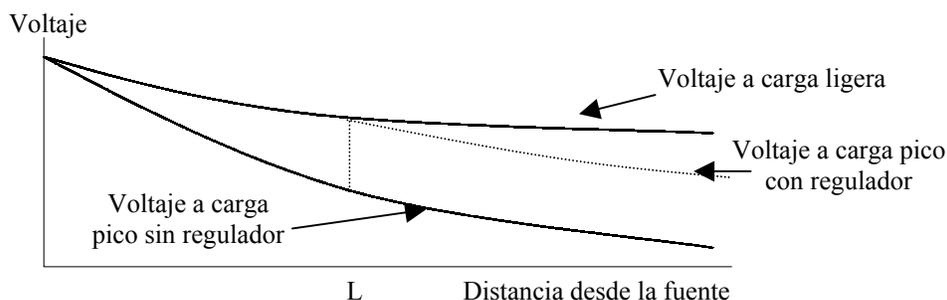


Figura 3.15. Perfil de voltaje en un alimentador con regulador de tensión en el punto L del alimentador.

Cuando se trabaja con capacitores y reguladores al mismo tiempo es importante reconocer la diferencia en los efectos que cada uno tiene sobre el perfil de voltaje. La figura (3.15) muestra el perfil de voltaje en un alimentador con uso de regulador de tensión.

Un buen enfoque basado en la experiencia de aplicación de los reguladores dice que los mejores resultados se encontrarán ubicando en forma óptima primero capacitores con el objetivo de reducir pérdidas y posteriormente utilizar un regulador de tensión si los perfiles de voltaje se encuentran fuera de sus límites [8,24].

La tabla (3.6) muestra las pérdidas típicas en reguladores de tensión para diferentes capacidades comerciales[1]. Las pérdidas de carga son para la máxima posición del cambiador de derivación, para posiciones intermedias las pérdidas se pueden estimar mediante interpolación. Se observa que las pérdidas son altas sobre todo se tiene en mente que las pérdidas en el núcleo están presentes durante 8760 horas al año.

Tabla 3.6. Pérdidas típicas en reguladores de tensión $\pm 10\%$ de regulación.

Nivel de aislamiento de 7.2 KV (1 fase).		
Capacidad del regulador (KVA).	Pérdidas en el núcleo (KW).	Pérdidas en devanados (KW).
167	0.8	3.2
250	1.0	4.0
333	1.1	4.6
416	1.2	5.6
500	1.3	6.4
667	1.5	8.0
833	1.7	9.6

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

4.1 INTRODUCCIÓN

Como se presentó en el capítulo 3 existen varios criterios de reducción de pérdidas los cuales por tratarse de alternativas que deben de ser evaluadas para condiciones de carga futura hacen necesario hablar de planeación, en este capítulo se presenta una metodología o estrategia de planeación para la minimización de las pérdidas en sistemas de distribución así como su aplicación en dos alimentadores que forman parte de la red de Querétaro que presentan cargas industriales.

4.2 CRITERIOS DE OPERACIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Antes de definir la metodología de planeación a seguir, es necesario tener en mente los principales criterios de operación que habrán de cumplirse al momento de hacer modificaciones a la red, puesto que la red de estudio de este trabajo se encuentra en un área de CFE los criterios son los que se dan a continuación [11,12]:

- Nivel de voltaje para todos los equipos de 13.8 KV.
- Regulación de voltaje permitido en todos los nodos de $\pm 5\%$.
- Sistema trifásico a 3 hilos.
- Tipo de conductor a emplear ACSR.
- Límites de carga en conductores del 50% de su capacidad de corriente en condiciones normales.
- Calibre mínimo de 2 AWG para conductores ACSR.
- Calibre máximo de 556 AWG para conductores ACSR.
- Factor de potencia del 90% para planeación.
- Uso de reguladores de voltaje cuando la regulación sea mayor del 5%.
- La capacidad de los bancos de capacitores será de múltiplos de 300 KVAR.
- Porcentaje de pérdidas máximo del 2% a carga pico.
- Índices de confiabilidad dentro de límites aceptables.

Puesto que la mejora en aspectos de confiabilidad no es tema de este trabajo, se considera únicamente como una restricción por lo que se parte de una red con índices de confiabilidad aceptables, éstos están dados en la sección B.5 del apéndice B, (TIU de 100 minutos/año, SAIFI de 1.20 salidas/año) y se observa la variación de estos de acuerdo a las alternativas empleadas no tomando en cuenta aquellas que sobrepasen dichos límites.

4.3 PRINCIPALES COSTOS DE INVERSIÓN

Para realizar un estudio de reducción de pérdidas, también es necesario hacer un análisis económico a valor presente y determinar si las alternativas empleadas son convenientes o no, por tal motivo se requiere de los costos que involucran su construcción, los costos unitarios de las opciones evaluadas en este trabajo se dan en la tabla (4.1) [33], estos costos engloban tanto los insumos directos como los indirectos y son de manera aproximada durante el año 2002. El costo de operación y mantenimiento también se encuentra incluido en el costo total, la tasa de interés se considera del 12% [20,41], mientras que el tiempo de vida promedio se considera de 25 años [20].

Tabla 4.1. Costos de inversión de construcción y equipo.

Descripción	Unidad	Precio unitario (\$)
Construcción de línea, 3 fases, calibre 2 AWG, ACSR.	Km.	98536.00
Construcción de línea, 3 fases, calibre 1/0 AWG, ACSR.	Km.	106619.00
Construcción de línea, 3 fases, calibre 3/0 AWG, ACSR.	Km.	125799.00
Construcción de línea, 3 fases, 266 AWG, ACSR, con postes existentes.	Km.	120391.00
Construcción de línea, 3 fases, 336 AWG, ACSR, con postes existentes.	Km.	134241.00
Construcción de línea, 3 fases, 556 AWG, ACSR, con postes existentes.	Km.	197902.00
Cambio de conductor existente a calibre 3/0 AWG, ACSR.	Km.	56759.00
Cambio de conductor existente a calibre 266 AWG, ACSR.	Km.	79893.00
Cambio de conductor existente a calibre 336 AWG, ACSR.	Km.	105143.00
Cambio de conductor existente a calibre 556 AWG, ACSR.	Km.	160852.00
Transformador de 30 KVA.	Pza.	24035.00
Transformador de 45 KVA.	Pza.	29785.00
Transformador de 75 KVA.	Pza.	41285.00
Transformador de 112.5 KVA.	Pza.	55660.00
Transformador de 150 KVA.	Pza.	70035.00

Tabla 4.1. Costos de inversión de construcción y equipo (continuación).

Descripción	Unidad	Precio unitario (\$)
Transformador de 225 KVA.	Pza.	98785.00
Cambio de transformador existente a 30 KVA.	Pza.	27316.00
Cambio de transformador existente a 45 KVA.	Pza.	33066.00
Cambio de transformador existente a 75 KVA.	Pza.	44566.00
Cambio de transformador existente a 112.5 KVA.	Pza.	58941.00
Cambio de transformador existente a 150 KVA.	Pza.	73316.0
Cambio de transformador existente a 225 KVA.	Pza.	102066.0
Capacitor de 300 KVAR.	Pza.	4416.00
Banco de capacitores de 300 KVAR.	Pza.	28850.00
Banco de capacitores de 600 KVAR.	Pza.	33266.00
Banco de capacitores de 900 KVAR.	Pza.	37682.00
Banco de capacitores de 1200 KVAR.	Pza.	42098.00
Banco de capacitores (desconectable) 600 KVAR	Pza.	51266.0
Banco de capacitores (desconectable) 900 KVAR	Pza.	55682.0
Banco de capacitores 1200 KVAR (desconectable)	Pza.	60098.0
Interruptor 13.8 KV vacío.	Pza.	620728.00
Cuchillas seccionadoras.	Pza.	16454.00
Abrir seccionador y cerrar enlace	Maniobra	800.0
Corta circuito fusible.	Pza.	2582.0
Regulador 334 KVA	Pza.	145000.0
Regulador 750 KVA.	Pza.	245000.0

Todos los transformadores se consideran con protocolo también conocidos como de norma K (CFE K0000.01) con relación de transformación de 13.8 KV/220-127v. El costo para todos los transformadores de núcleo amorfo se toma de un 25% más alto que el de su correspondiente transformador convencional [1].

4.4 METODOLOGÍA DE PLANEACIÓN PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS

De acuerdo a las alternativas de minimización de pérdidas vistas en el capítulo 3, estas se clasifican en tres:

- Alternativas que involucran cambios en la configuración de la red (Reconfiguración óptima de alimentadores, construcción de nuevo circuito).
- Alternativas relacionadas con el aspecto de regulación de voltaje (Reguladores de tensión, bancos de capacitores, aumento en el calibre del conductor).
- Cambio de transformadores existentes por transformadores de alta eficiencia.

Se presenta ahora la metodología de planeación para la minimización de las pérdidas en redes de distribución ya existentes en crecimiento o en expansión que toma en cuenta el incremento de la carga, criterios de optimización (reconfiguración y ubicación de capacitores), criterios de operación, y el costo a valor presente. La estrategia presenta los siguientes pasos progresivos a seguir:

1. De muestreos de carga de por lo menos 5 años en la red de estudio y de pronósticos de la demanda, se obtienen datos de carga al escenario de planeación para cada uno de sus nodos existentes. De solicitudes de nuevos servicios determinar la llegada de nuevos fraccionamientos o nuevos usuarios, cuyas características de carga serán tomadas de muestreos de carga en zonas de nivel socioeconómico similar. Los diferentes datos que deben obtenerse son el número de usuarios y la densidad de carga máxima y promedio en KVA por kilómetro cuadrado, o por manzana de la cual se encontrarán los KVA por usuario para determinar el índice de crecimiento, el factor de responsabilidad de pico, el factor de coincidencia, el factor de carga, carga instalada, carga pico, carga ligera, temperatura de operación, factor de potencia, costo promedio de la energía en distribución.
2. Los transformadores para nuevos fraccionamientos o aquellos que sea necesario cambiar por sobrecarga o daño, verificar la posible utilización de transformadores de núcleo amorfo a través de un estudio a valor presente utilizando su propio factor de carga, y el voltaje de alimentación nominal.
3. Hacer un estudio de flujos de potencia a la red para el año 5 utilizando la carga pico y el factor de responsabilidad de pico de cada uno de los nodos, cuando no se conoce el factor de responsabilidad de pico, debe usarse entonces el factor de coincidencia del alimentador para afectar a la carga pico de cada uno de los nodos y si la carga pico de los nodos no se conoce debe tomarse su correspondiente carga instalada para estimar las pérdidas [5], sin embargo de lo anterior de acuerdo a la información con que se disponga dependerá la exactitud de la estimación de las pérdidas. Se verifican las condiciones de operación como secciones sobrecargadas, porcentaje de regulación, porcentaje de pérdidas y mediante un estudio de confiabilidad se obtienen los diferentes índices de confiabilidad (ejemplo B.1).

4. Con las pérdidas pico obtenidas, cuantificar el costo de las pérdidas promedio anual utilizando el factor de carga total del alimentador o alimentadores involucrados tomando el costo de la energía promedio en la etapa de distribución (ejemplo 2.1). Con los datos de índice de crecimiento hasta el año 5 para tomar el incremento de la carga y luego constantes, hacer un estudio de flujos económico y obtener el costo total a valor presente de las pérdidas para 25 años que es el tiempo de vida promedio en los equipos y este será el costo total del caso base (ejemplo A.2).
5. Hacer un estudio de reconfiguración óptima de todos los alimentadores en estudio seleccionando la combinación que minimice pérdidas y si no se ven sobrecargados las secciones de enlace además de que debe respetar los límites de confiabilidad y tener el menor costo a valor presente.
6. Después de la reconfiguración realizar los pasos del 7 al 13 en forma independiente para cada alimentador hasta completar todos los alimentadores.
7. Obtener datos de pérdidas pico, costo de las pérdidas, costo a valor presente, índices de confiabilidad, porcentaje de regulación, porcentaje de pérdidas, corriente en secciones del alimentador bajo análisis.
8. Para el alimentador bajo análisis se hace un estudio de refuerzo de secciones con aumento en el calibre del conductor a un calibre óptimo. Puesto que la mejor solución dependerá de los costos que se manejen, la recalibración debe hacerse comenzando con aquella sección que este cargada con el mayor porcentaje de carga de acuerdo al calibre del conductor con que cuente, posteriormente se continúa con la sección que le siga en porcentaje de carga y así sucesivamente hasta que ya no se justifique económicamente ninguna otra recalibración. En la mayoría de los casos las secciones con mayor porcentaje de carga son las primeras secciones troncales de un alimentador.
9. Con las condiciones de carga ligera se encuentra la ubicación de los capacitores fijos mediante un estudio de ubicación óptima de capacitores. Su efecto sobre las pérdidas y el costo se cuantifica para la carga pico. El número máximo de capacitores fijos a ubicar estará determinado por el menor costo a valor presente.
10. Con las condiciones de carga pico hacer un estudio de ubicación óptima de capacitores para obtener la localización de los capacitores que habrán de ser desconectables. Su efecto sobre las pérdidas y su cuantificación en costo se hace para la carga pico. El número máximo de capacitores desconectables estará dado por el menor costo a valor presente.
11. Si después de hacer la compensación de la línea existen nodos con caída de tensión mayor al 5% deberá usarse obligatoriamente un regulador de tensión funcionando como elevador de voltaje. El estudio debe hacerse ubicando primero al regulador en la última sección que alimenta a los nodos con problemas de regulación para posteriormente ubicarlo en la sección que le antecede y así hacia la fuente. La mejor

ubicación estará determinada por aquella que contenga el menor costo a valor presente y a todos los nodos dentro de los límites de regulación.

12. Al escenario posterior a la reconfiguración para el alimentador bajo análisis proponerle la construcción de un nuevo circuito troncal si es factible su realización dependiendo de las condiciones de la obra como derecho de vía, posible uso de doble circuito en los mismos postes, problemas de libramientos etc. El estudio del nuevo circuito debe hacerse tramo a tramo procurando el mejor balance de carga verificando para cada caso el costo a valor presente y la confiabilidad. El número de tramos o secciones del nuevo circuito dependerá del menor costo a valor presente. Repetir con el nuevo circuito incluido los pasos del 7 al 11.
13. Comparar el escenario del alimentador bajo análisis con pérdidas minimizadas que incluye el nuevo circuito troncal, con el que no lo incluye, el mejor escenario será el que presente el menor costo total a valor presente.
14. Hacer los pasos del 7 al 13 para el siguiente alimentador y así sucesivamente hasta analizar todos los alimentadores para obtener el escenario con pérdidas minimizadas completo.

Para la metodología, de la evaluación de diferentes combinaciones se encontró que por razones de costo debe considerarse primero la reconfiguración para buscar el mejor balance de carga entre los alimentadores en estudio, además de que presenta las ventajas de ser la alternativa más barata de todas y en la que si se logra un buen balance en la carga la reducción de las pérdidas llega a ser importante.

Es posible dependiendo de la red bajo análisis que algunas secciones se encuentren fuera de los límites de carga después de hacer la reconfiguración por tal motivo se considera después la recalibración presentándose hasta un 50% de reducción en pérdidas dependiendo del caso en estudio, dejando al último el aspecto de regulación de voltaje, en este caso en general es mejor ubicar capacitores que reguladores, esto se debe a que son más baratos y tienen un mayor efecto sobre las pérdidas por su efecto de compensación de toda la línea. El estudio de localización de capacitores fijos se hace a carga ligera para evitar problemas de sobrecorrección de factor de potencia y sobretensiones. Otro aspecto negativo del regulador de tensión es que incluye pérdidas en devanados y núcleo, sin embargo en ocasiones se tienen alimentadores demasiado largos que aún después de compensar la línea, en los últimos nodos se llegan a tener problemas de regulación mayores al 5%, es entonces cuando la aplicación de un regulador de tensión se justifica. De la investigación se encontró que en la práctica la mejor opción es ubicar primero capacitores y luego reguladores [8,24,42], por tanto se considera así en la metodología.

Es difícil saber si el escenario con nuevo circuito es mejor que aquel que no lo tiene sobre todo desde un punto de vista de costo a valor presente, ya que el costo de los nuevos tramos dependerá de muchos factores como poder llevar línea sobre los mismos postes o al otro lado de la calle, problemas de libramiento, distancia entre postes etcétera, además de la distribución de carga propia de cada alimentador lo cual tiene que ver con el mejor balance

de carga entre el nuevo circuito y el alimentador existente que es algo particular de cada alimentador en estudio, sin embargo si se construye y se tiene un buen balance de carga las pérdidas pueden reducirse hasta en un 50% por esa razón se compara con la alternativa que no incluye el nuevo circuito. No se contempla la construcción de nuevos tramos en líneas laterales ya que por lo general no es justificable y resulta mejor recalibrar.

El cambio de transformadores solamente para efectos de reducir pérdidas no produce ningún ahorro por esa razón se consideran solo en el remplazo de transformadores dañados o sobrecargados o en la compra de nuevos transformadores, por lo que es una cuestión meramente de operación que de todas formas debe hacerse pero en la que debe verificarse si es posible la utilización de transformadores de alta eficiencia. La figura (4.1) muestra de manera general el diagrama de flujo de la metodología.

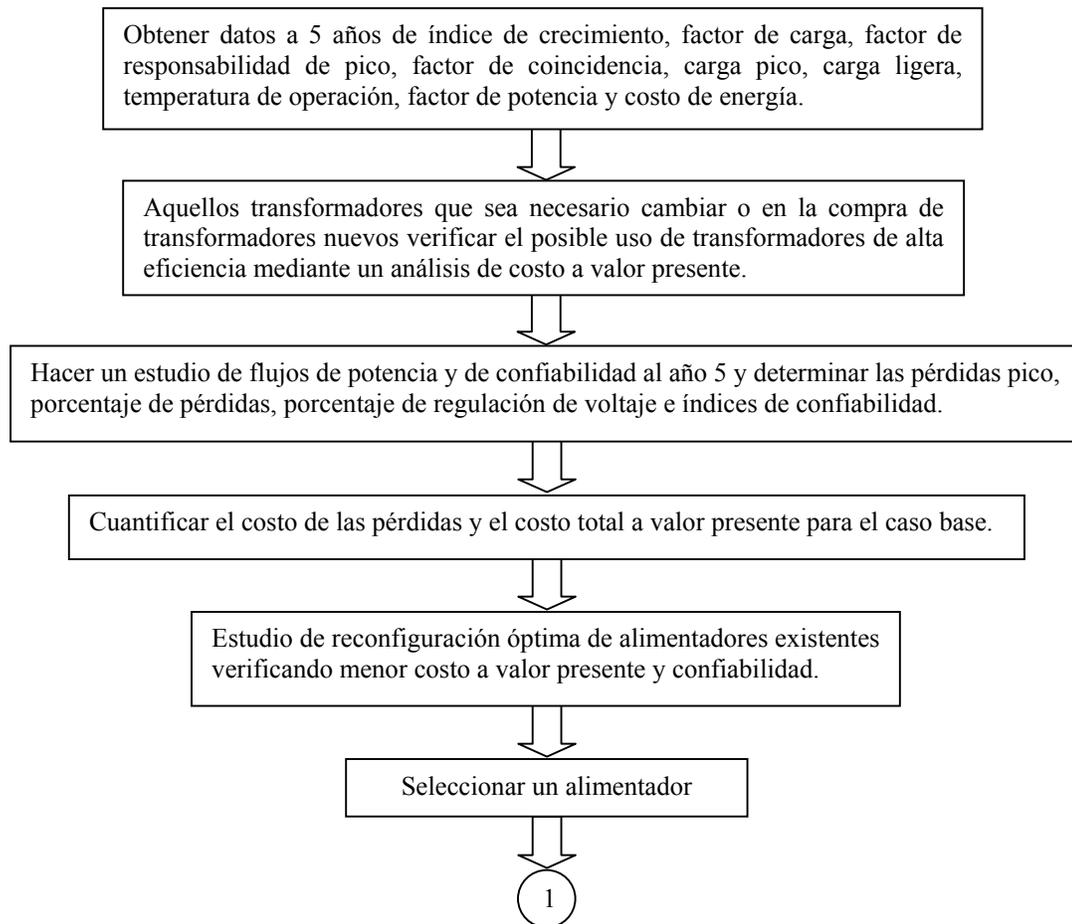


Figura 4.1. Diagrama de flujo de la metodología de planeación para minimizar pérdidas.

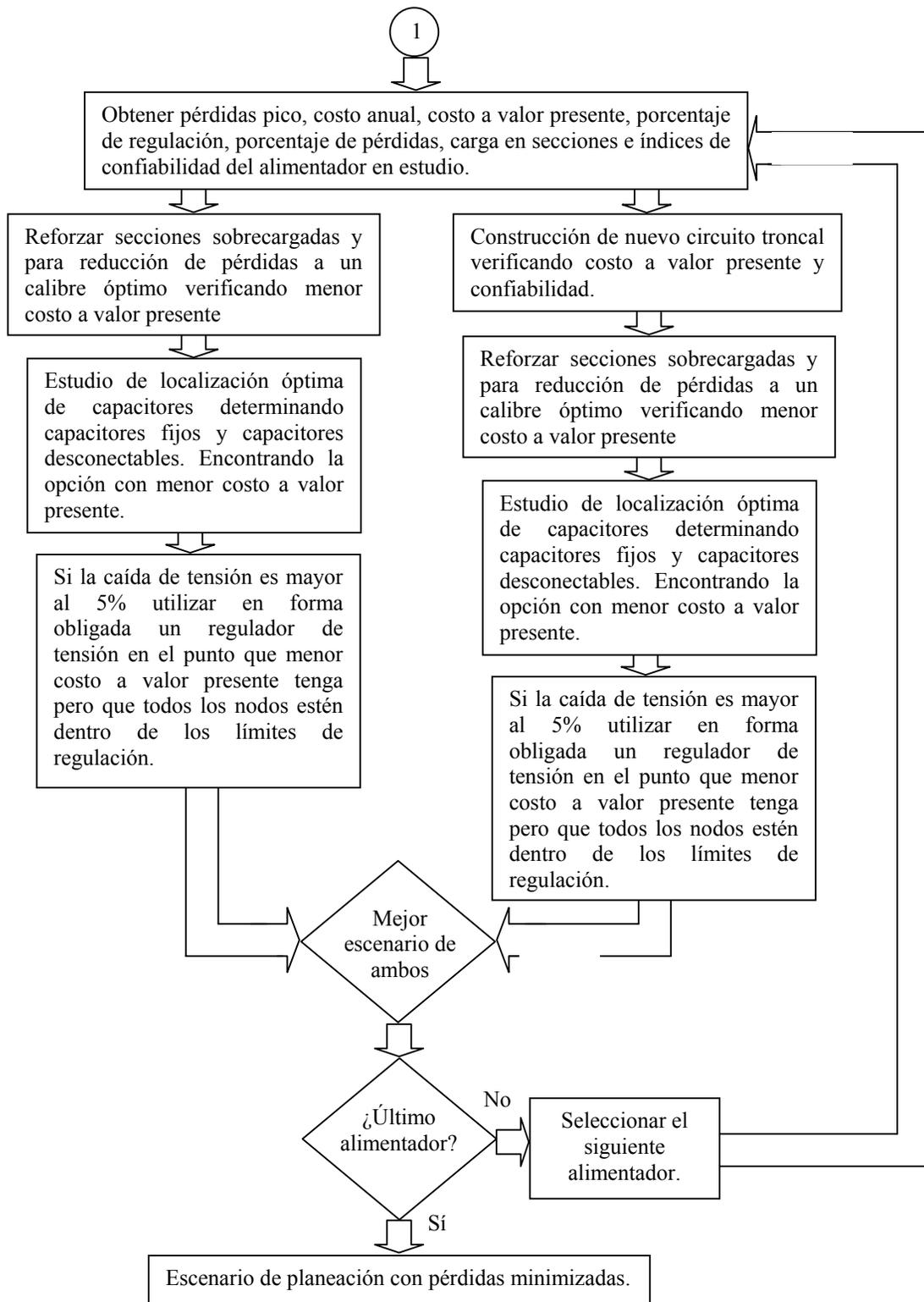


Figura 4.1. Diagrama de flujo de la metodología de planeación para minimizar pérdidas (continuación).

4.5 LOS ALIMENTADORES 4140 Y 4160 DE LA RED QUERÉTARO

En este trabajo se utilizan dos alimentadores que forman parte de la subestación Querétaro los cuales son los alimentadores 4140 y 4160 que están formados por cargas industriales, la figura (4.2) muestra en forma general la zona geográfica de estos alimentadores. En el paso 1 de la metodología se deben obtener datos de demanda. Las condiciones de cargas se dan en las tablas (4.2) y (4.3), los datos de carga fueron suministrados por CFE, los índices de crecimiento se supusieron de datos típicos [14]. En la figura (4.3) se muestran los diagramas unifilares de cada alimentador.

Tabla 4.2. Datos de carga generales para los alimentadores 4140 y 4160.

Alimentador 4140 y 4160. Índice de crecimiento en todos los nodos de 4%					
Factor de carga en la subestación.	Factor de carga en todos los nodos.	Factor de coincidencia.	Temperatura al momento del pico de carga.	Factor de potencia en todos los nodos.	Carga ligera en los nodos.
0.65	0.65	0.95	35°C.	0.90	30% de la carga pico.
Costo de la energía promedio para los dos alimentadores = 0.588 \$/KWh.					

Tabla 4.3. Datos de capacidad instalada y carga pico en los alimentadores 4140 y 4160.

Transformador.	KVA.	Usuarios.	Carga instalada año 0 (KVA).	Carga instalada esperada año 5 (KVA).	Carga al momento del pico del alimentador año 0 (KVA).
60T1	75.0	1	68.0	82.73	64.60
60T2 Autopartes	750.0	1	509.7	620.12	484.21
60T3 ENCO	500.0	1	400.0	486.66	380.00
60T4 Autolíneas	150.0	1	135.0	164.24	128.25
60T5 Aceros especiales	300.0	1	200.0	243.33	190.00
60T6 Tecnomac	500.0	1	302.9	368.52	287.75
60T7	30.0	1	22.0	26.76	20.90
60T8	30.0	1	27.0	32.84	25.65
60T9 Proquimsa	75.0	1	69.0	83.94	65.55
60T10 Pulitec	75.0	1	70.0	85.16	63.0
60T11 Calendarios	225.0	1	138.5	168.50	131.57

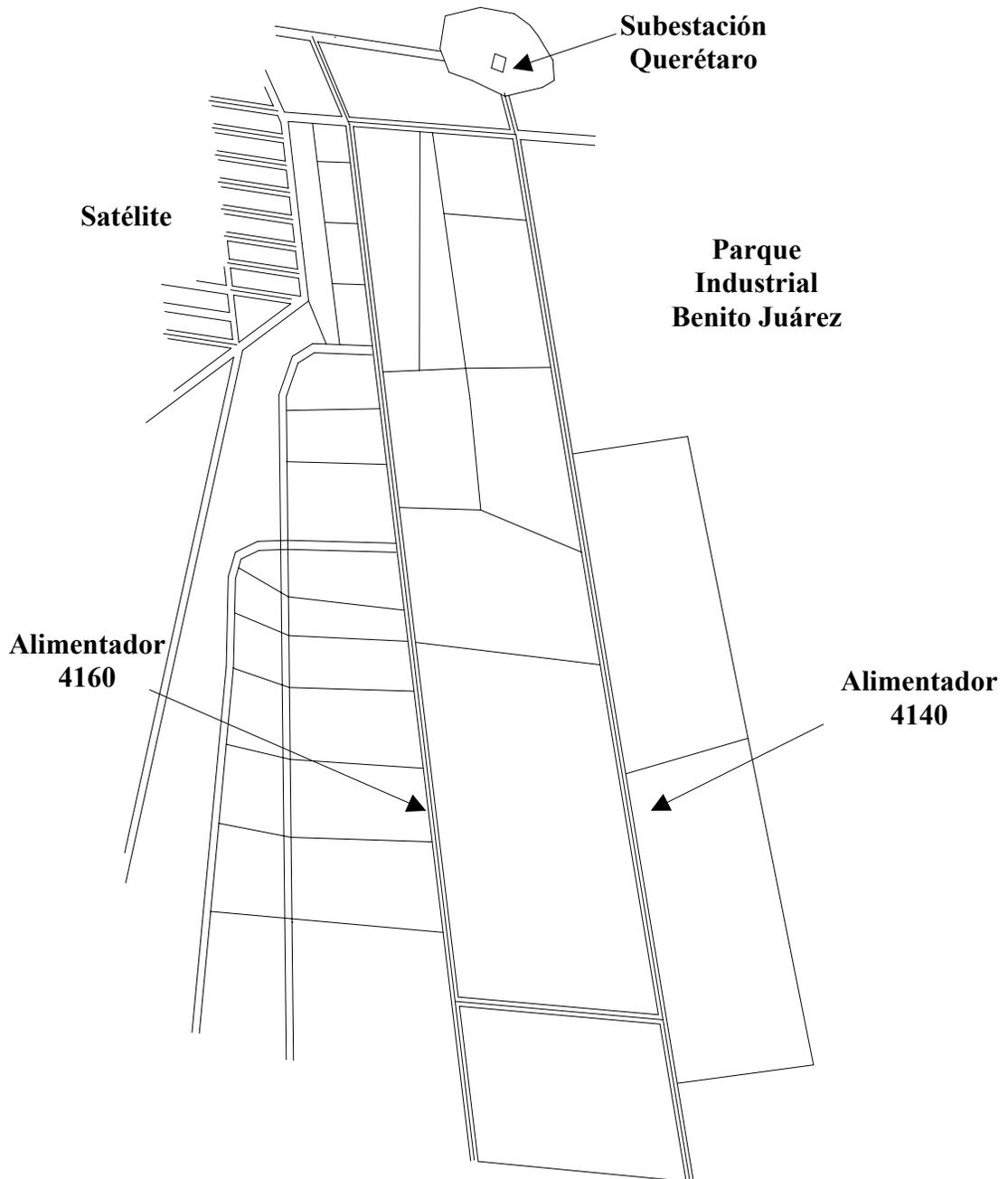


Figura 4.2. Zona geográfica de los alimentadores 4140 y 4160.

Tabla 4.3. Datos de capacidad instalada y carga pico en los alimentadores 4140 y 4160 (continuación).

Transformador.	KVA.	Usuarios.	Carga instalada año 0 (KVA).	Carga instalada esperada año 5 (KVA).	Carga al momento del pico del alimentador año 0 (KVA).
60T12 Trasplas	500.0	1	350.0	425.82	332.50
60T13 Trasplas	225.0	1	155.0	188.58	147.25
60T14 Industrias Ki	150.0	1	75.0	91.24	71.25
60T15	300.0	1	230.0	279.83	218.5
60T16 Trasplas	500.0	1	300.0	364.99	285.00
60T17 Aider	300.0	1	200.0	243.33	190.00
60T18	150.0	1	120.0	145.90	114.00
40T1 Swequipos	300.0	1	240.0	291.99	228.00
40T2 Valeo	500.0	1	400.0	486.60	380.00
40T3 Fandeli	500.0	1	380.0	462.32	361.0
40T4 Indumes	150.0	1	115.0	139.91	109.25
40T5 Indumes	150.0	1	115.0	139.91	109.25
40T6 Spartan	500.0	1	390.0	474.49	370.50
40T7 Spaicer	5000.0	1	4000.0	4866.98	3800.0
40T8 Engranés cónicos	900.0	1	600.0	729.99	570.00
40T9 PEMEX	1200.0	1	960.0	1167.98	912.00

4.5.1 Cambio de transformadores existentes en los alimentadores 4140 y 4160

Para ilustrar el paso 2 de la metodología a continuación se muestra el remplazo de cinco transformadores que se espera estén sobrecargados para verificar si es posible la inclusión de un transformador de núcleo amorfo.

Tabla 4.4. Resultados de cambio de transformadores en los alimentadores 4160 y 4140.

Nombre	Valor presente de existente (\$).	Nueva capacidad (KVA).	Costo de inversión (\$).		Valor presente total (\$).	
			Convencional	Amorfo	Convencional	Amorfo
60T1	33110.0	112.5	58941.0	72856.0	88398.0	89559.0
60T4	57330.0	225.0	102066.0	126762.0	158718.0	154717.0
60T8	16017.0	45.0	33066.0	40512.0	47459.0	48528.0
60T9	33733.0	112.5	58941.0	72856.0	88802.0	89963.0
60T10	34358.0	112.5	58941.0	72856.0	89181.0	90342.0

Como se observa de la tabla (4.4), el cambio de transformadores por la razón de reducir pérdidas no es justificable, sin embargo para promocionar el uso de transformadores de núcleo amorfo se incluye en este trabajo aprovechando un aspecto que de todos modos debe hacerse como es el cambio de transformadores sobrecargados. En la tabla también se tiene que para el transformador 60T4 resulta mejor el uso de un transformador de núcleo amorfo, para el resto la opción más económica es el uso de transformadores convencionales.

4.5.2 Minimización de pérdidas en líneas en los alimentadores 4140 y 4160

A continuación se presentan los diferentes resultados obtenidos en los alimentadores 4140 y 4160 que surgen de aplicar la metodología. En la construcción del nuevo circuito deben revisarse las condiciones del terreno y derecho de vía de la obra en particular. Para efectos del trabajo se considera que solo se puede llevar a cabo su construcción empleando los postes ya existentes a lo largo del alimentador 4140. En el cambio de conductor se toma como mayor calibre el 556 AWG ACSR, en capacitores la capacidad de los bancos es de múltiplos de 300 KVAR para capacitores fijos y de 600 KVAR para capacitores desconectables siendo el banco de mayor capacidad el de 1200 KVAR [12]. Las tablas siguientes muestran los resultados resumidos.

Pasos 3 y 4. Análisis del caso base completo al año 5 determinando costos.

Tabla 4.5. Resumen de resultados del caso base de los alimentadores 4140 y 4160.

Resultados de pérdidas año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Pérdidas en transformadores (KW).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).	
12215.17	275.01	154.09	2.50	
Resultados de costos.				
Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo anual de pérdidas en transformadores año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
662942.0	480184.0	9259428.0		
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
4140 = 0.6416	4140 = 0.7405	4140 = 1.1541	4140 = 0.9999	
4160 = 0.6576	4160 = 0.7886	4160 = 1.1991	4160 = 0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-1	266	166.30	37.20	31.39
60-2	266	162.97	36.45	4.71
60-3	266	118.26	26.45	1.98
60-4	266	111.62	24.97	0.44
60-5	266	101.78	22.76	0.36
60-6	266	86.83	19.42	0.26

Tabla 4.5. Resumen de resultados del caso base del alimentador 4140 y 4160
(continuación).

Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-7	266	85.72	19.17	2.60
40-1	266	363.92	81.41	98.66
40-2	266	352.10	78.76	43.98
40-3	266	332.21	74.31	23.49
40-4	266	313.22	70.07	34.80
40-5	266	301.64	67.48	6.45
40-6	266	281.96	63.07	11.28
40-16	266	202.84	45.37	8.36

Las figuras (4.4) y (4.5) muestran el perfil de voltaje para los alimentadores 4160 y 4140 respectivamente a carga pico para el escenario base al año 5.

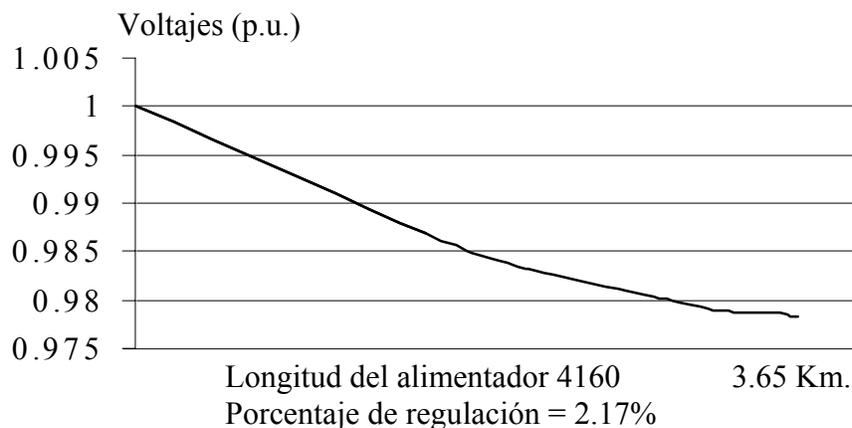


Figura 4.4. Perfil de voltaje a carga pico del caso base del alimentador 4160.

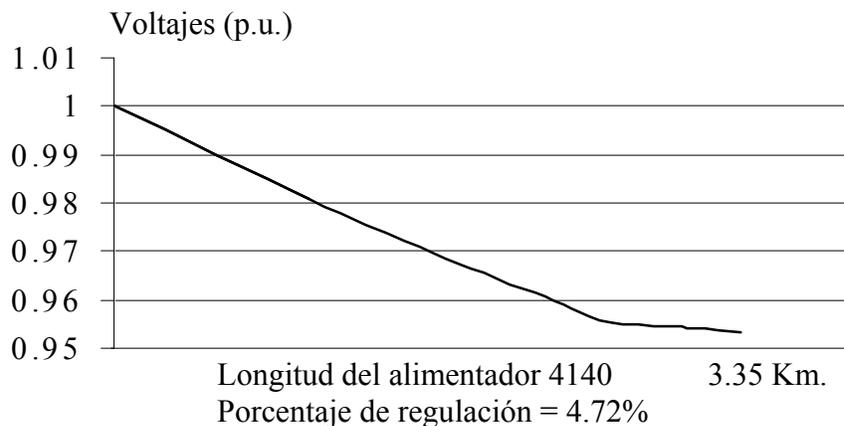


Figura 4.5. Perfil de voltaje a carga pico del caso base del alimentador 4140.

De los resultados de la tabla (4.5) se aprecia que el porcentaje de pérdidas es mayor del 2% permitido, teniéndose que las seis primeras secciones troncales del alimentador 4140 están fuera del límite máximo de capacidad de corriente en condiciones normales por lo que es imprescindible hacer modificaciones. También de esta tabla se observa el costo a valor presente que representan las pérdidas que es de \$ 9259428.0, mientras que los índices de confiabilidad son buenos respecto a los deseables. De las figuras (4.4) y (4.5) se tiene que los alimentadores 4140 y 4160 no presentan problemas de regulación por encima de los límites, aunque el alimentador 4140 tiene una regulación cercana al 5% máximo.

Paso 5. La tabla (4.6) muestra los resultados resumidos de la reconfiguración óptima de los alimentadores 4140 y 4160.

Tabla 4.6. Resumen de resultados de la reconfiguración óptima en los alimentadores 4140 y 4160.

Combinaciones para la reconfiguración óptima			
Enlace (cerrado).	Seccionador (abierto).	Pérdidas en líneas año 5 (KW).	
T0198	T0068	250.63	
T0198	T0196	569.83	
T0198	T0187	665.05	
T0198	C0086	780.45	
T0198	T0083	289.14	
T0198	T0254	318.75	
T0198	T0253	386.17	
T0198	T0076	575.70	
Caso base		275.01	
Mejor caso que involucra abrir el seccionador T0068 y cerrar el enlace T0198			
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).			
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).
12215.17	250.63	4160 = 3.23 4140 = 3.98	2.27
Resultados de costos.			
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).	
800.0	604171.0	8738711.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).			
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI
4140 = 0.5587 4160 = 0.8337	4140 = 0.6593 4160 = 0.9788	4140 = 1.1800 4160 = 1.1740	4140 = 0.9999 4160 = 0.9998

Tabla 4.6. Resumen de resultados de la reconfiguración óptima en los alimentadores 4160 y 4140 (continuación).

Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-1	266	215.48	48.20	52.71
60-2	266	212.15	47.46	7.98
60-3	266	167.25	37.41	3.96
60-4	266	160.58	35.92	0.91
60-5	266	150.63	33.69	0.80
60-6	266	135.63	30.34	0.65
60-7	266	134.48	30.08	6.41
40-1	266	313.16	70.05	73.05
40-2	266	301.37	67.42	32.21
40-3	266	281.56	62.98	16.87
40-4	266	262.65	58.75	24.47
40-5	266	251.15	56.18	4.47
40-6	266	231.58	51.80	7.61
40-16	266	201.42	46.06	2.87

En la tabla anterior se observa que solo se tiene reducción de pérdidas con la apertura del seccionador T0068 y el cierre del enlace T0198, a pesar de esto las primeras secciones troncales del alimentador 4140 y la primera sección del alimentador 4160 presentan problemas en cuanto a su límite de capacidad de corriente, sin embargo con esto se logra el mejor balance de carga entre ambos alimentadores.

Paso 6 y 7. Después de la reconfiguración se analiza el alimentador 4140 por separado los resultados resumidos de costos se dan en la tabla (4.7).

Tabla 4.7. Resumen de resultados de la reconfiguración en el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198).			
Resultados del estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).			
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).
7212.31	167.62	3.98	2.58
Resultados de costos.			
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).	
400.0	404066.0	5514185.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).			
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI
0.5587	0.6593	1.1800	0.9999

Paso 8. Los resultados resumidos de la mejor opción de recalibración para el alimentador 4140 se dan en la tabla (4.8).

En la tabla (4.8) se observa que tanto el porcentaje de pérdidas como la regulación de voltaje están dentro de los límites establecidos al igual que el porcentaje de capacidad de corriente para todas las secciones y el porcentaje de pérdidas. A manera de ejemplo se obtienen los índices de confiabilidad los cuales no se modifican ya que el cambio en el conductor no tiene efecto sobre los valores de falla que tienen que ver con la longitud. Las secciones en las cuales se justifica el cambio de calibre son aquellas que tienen un mayor porcentaje de capacidad de carga respecto a su capacidad nominal. Es de notar también que el costo a valor presente es mejor que el del caso que involucra solamente reconfiguración.

Tabla 4.8. Resumen de resultados para el caso con reconfiguración y mejor caso de recalibración en secciones para el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556 AWG ACSR).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%)	Porcentaje de pérdidas en líneas (%)	
7212.31	72.92	4140 = 2.51	1.12	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
436745.0	175781.0	4023269.0		
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.5587	0.6593	1.1800	0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
40-1	556	308.77	43.48	32.70
40-2	556	297.05	41.83	14.41
40-3	556	277.40	39.07	7.54
40-4	556	258.69	36.43	10.93
40-5	556	247.34	34.83	1.99
40-6	556	228.09	32.12	3.39
40-7	266	29.74	6.65	0.18
40-16	556	198.38	27.94	1.28

Pasos 9 y 10. Se usan capacitores buscando minimizar las pérdidas y mejorar los niveles de voltaje, para esto se ubican en forma óptima capacitores fijos para las condiciones de carga ligera evaluando el costo a valor presente y para las condiciones de carga pico se ubican también en forma óptima los capacitores desconectables evaluando de igual modo el costo a valor presente. Los resultados de la opción con menor costo a valor presente se dan en la tabla (4.9). La figura (4.6) muestra el perfil de voltaje a carga pico para la mejor opción que involucra reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores. De estos resultados se tiene que todas las restricciones de operación se encuentran dentro de los límites presentándose una buena reducción en pérdidas respecto al caso con solo reconfiguración y recalibración a pesar de que los capacitores desconectables son de mayor costo que los capacitores fijos. Los índices de confiabilidad no se ven afectados ya que los capacitores en derivación no afectan la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Tabla 4.9. Resumen de resultados para el caso con reconfiguración, recalibración, y mejor caso de ubicación de capacitores en el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556 AWG ACSR), capacitores fijos (600 KVAR en sección 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en sección 40-6).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%)	Porcentaje de pérdidas en líneas (%)	
7212.31	60.43	1.59	0.93	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).		Costo total a valor presente (\$).	
530109.0	145673.0		3856609.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.5587	0.6593	1.1800	0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes)	Porcentaje de carga (%)	Pérdidas (KW).
40-1	556	281.49	39.64	27.18
40-2	556	270.13	38.04	11.92
40-3	556	251.22	35.38	6.18
40-4	556	233.37	32.86	8.89
40-5	556	222.63	31.35	1.61
40-6	556	204.50	28.80	2.73
40-7	556	29.46	6.59	0.18
40-16	556	196.15	27.67	1.26

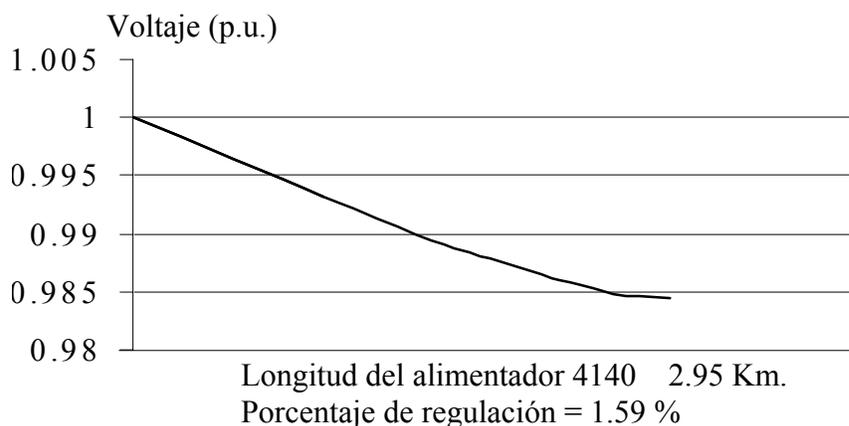


Figura 4.6. Perfil de voltaje a carga pico del caso con reconfiguración, recalibración de conductores y ubicación de capacitores del alimentador 4140.

De la figura (4.6) se observa que el porcentaje de regulación mejora respecto al caso anterior, esto es por la presencia de los capacitores.

Paso 11. Aunque el uso del regulador se restringe solo cuando la regulación de voltaje es mayor al 5% [12], a manera de ejemplo se incluye el análisis en el alimentador 4140 con el objeto de observar su efecto sobre las pérdidas, la tabla (4.10) resume los resultados del regulador ubicado en la sección que presenta menor costo a valor presente.

Tabla 4.10. Resumen de resultados para el caso con reconfiguración, recalibración en secciones, ubicación de capacitores y regulador de tensión en el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556 AWG ACSR), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6) y regulador de tensión (334 KVA en sección 40-7).			
Resultados de pérdidas totales al año 5 (carga pico).			
Pérdidas en líneas (KW).	Pérdidas en el regulador de voltaje (KW).	Pérdidas totales (KW).	
60.39	1.65	62.04	
Resultados de costos.			
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 incluyendo pérdidas en el regulador (\$).	Costo total a valor presente incluyendo pérdidas en el regulador (\$).	
675109.0	153938.0	4074724.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).			
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI
0.5740	0.6746	1.1752	0.9999

En la tabla (4.10) se observa que el regulador reduce las pérdidas en líneas pero por sus pérdidas en devanados y núcleo además de su costo de inversión el costo a valor presente es mayor, por tal motivo su inclusión se justifica solo cuando aún después de ubicar los capacitores la regulación de voltaje en los nodos sea mayor al 5% esto se da cuando se tienen alimentadores demasiado largos. La figura (4.7) muestra las modificaciones al alimentador 4140 para el escenario que contempla los casos con menor costo a valor presente para la reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores.

Paso 12. Se propone ahora al caso reconfigurado la construcción de un nuevo circuito junto al alimentador 4140 considerando que se pueden utilizar los postes ya existentes para llevar la línea. La opción con menor costo a valor presente contempla 2650 metros de línea para alimentar a la carga Forjas Spaicer. El alimentar únicamente a la carga forjas Spaicer entrega el mejor balance de carga entre el nuevo circuito y el alimentador 4140. La tabla (4.11) muestra los resultados resumidos.

Tabla 4.11. Resumen de reconfiguración y mejor caso con nuevo circuito para el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), nuevo circuito (2650 metros de línea con calibre 556 AWG ACSR alimentado a la carga 40T8 Forjas Spaicer).				
Resultados de carga y pérdidas totales al año 5 (carga pico).				
Carga de alimentador (KVA).	Pérdidas totales (KW).	Porcentaje de pérdidas (%).	Porcentaje de regulación (%).	
4140 = 2589.31 Nuevo = 4623.00	52.12	0.80	4140 = 1.21 Nuevo = 1.76	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).		Costo total a valor presente (\$).	
1178476.0	125641.0		4341603.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.4941	0.5835	1.1808	0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
40-1	266	109.42	24.47	8.91
40-2	266	97.75	21.86	3.38
40-3	266	78.25	17.50	1.30
40-4	266	59.71	13.35	1.26
40-5	266	48.14	10.76	0.16
40-6	266	29.36	6.56	0.12
40-7	266	29.36	6.56	0.18
Nuevo circuito	556	196.94	27.73	33.57
40-16	266	196.94	44.05	2.75

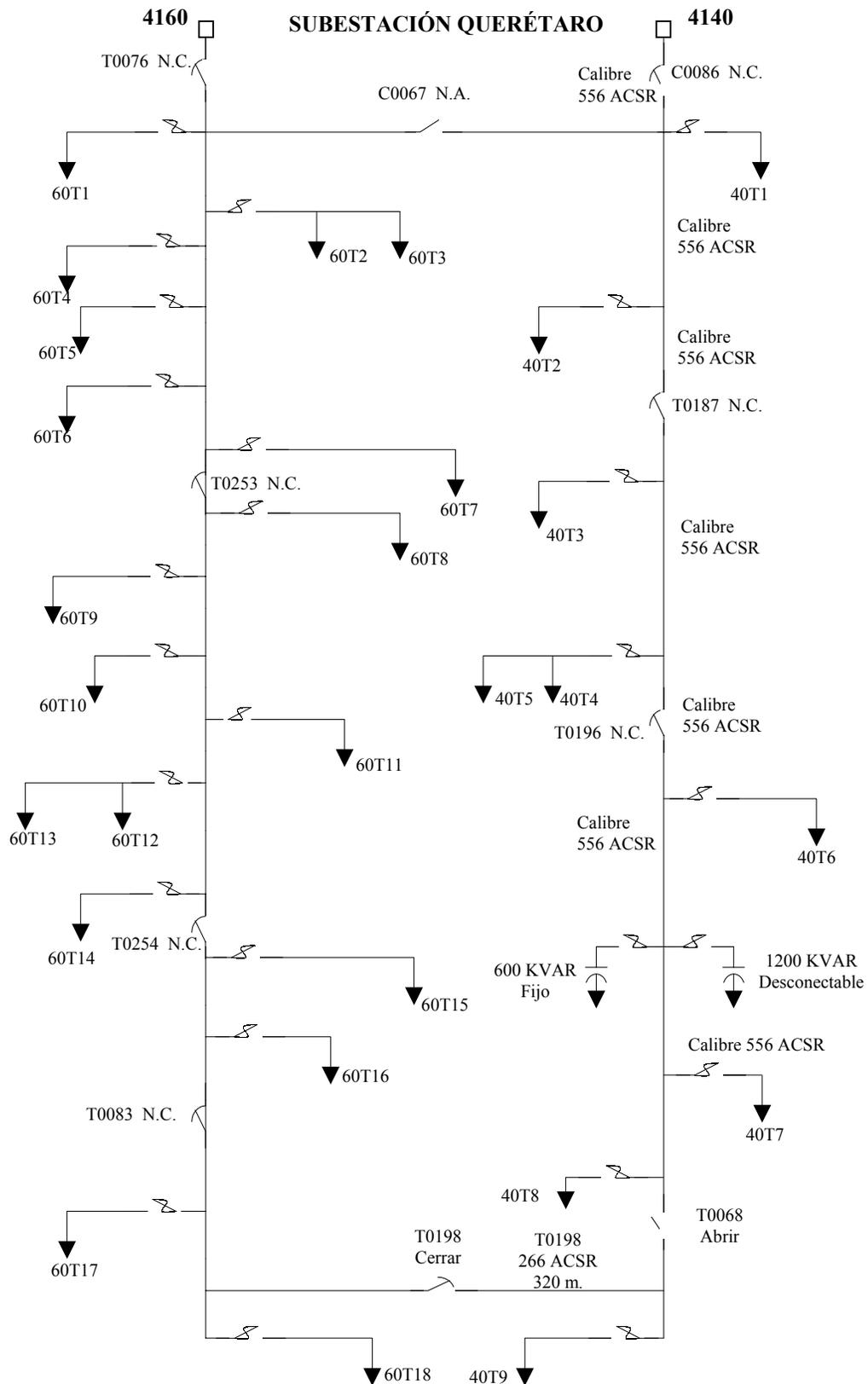


Figura 4.7. Escenario que contempla reconfiguración, recalibración y capacitores en el alimentador 4140.

Se observa de esta última tabla que a pesar del alto costo de construcción para el nuevo circuito el costo total a valor presente es menor al del caso con reconfiguración. En lo que se refiere a las condiciones de operación, todas están dentro de los límites por lo que es una buena opción desde el punto de vista operativo teniéndose una importante reducción en pérdidas en el pico de carga del 68% con respecto al caso reconfigurado para el alimentador 4140.

Se repiten los pasos del 7 al 11 incluyendo el nuevo circuito, las tablas siguientes resumen los resultados para los mejores casos en cada paso.

Tabla 4.12. Resumen de resultados de reconfiguración, nuevo circuito y mejor caso de recalibración en el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), nuevo circuito (2650 metros de línea), recalibración (sección 40-16 a calibre 556 AWG ACSR).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico)				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).	
7212.31	50.62	4140 = 1.21 Nuevo cto. = 1.73	0.77	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
1194561.0	122025.0	4327090.0		
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.4941	0.5835	1.1808	0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
40-1	266	109.42	24.47	8.91
40-2	266	97.75	21.86	3.38
40-3	266	78.25	17.50	1.30
40-4	266	59.71	13.35	1.26
40-5	266	48.44	10.76	0.16
40-6	266	29.36	6.56	0.12
40-7	266	29.36	6.56	0.18
Nuevo circuito	556	196.88	27.72	33.55
40-16	266	196.88	27.72	1.26

Tabla 4.13. Resumen de resultados para el caso con reconfiguración, nuevo circuito, recalibración y mejor caso de capacitores para el alimentador 4140.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), nuevo circuito (2650 metros de línea), recalibración (sección 40-16 a calibre 556 AWG ACSR), ubicación de capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito, 300 KVAR en sección 40-3).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico)				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).	
7212.31	45.89	4140 = 1.08 Nuevo cto. = 1.43	0.70	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
1256677.0	110622.0	4289266.0		
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.4941	0.5835	1.1808	0.9999	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
40-1	266	104.40	23.40	8.12
40-2	266	92.82	20.76	3.05
40-3	266	73.52	16.44	1.15
40-4	266	59.63	13.34	1.26
40-5	266	48.38	10.82	0.16
40-6	266	29.33	6.56	0.12
40-7	266	29.33	6.56	0.18
Nuevo circuito	556	186.57	26.27	30.13
40-16	556	196.22	27.63	1.25

De la tabla (4.12) se tiene que solo se justifica la recalibración en la sección 40-16 la cual es alimentada por el nuevo circuito a un calibre 556 AWG ACSR, buscando minimizar las pérdidas se ubican capacitores de donde se encuentra que la opción más económica es la ubicación de un banco de capacitores fijos de 600 KVAR al final del nuevo circuito y un banco de capacitores fijo de 300 KVAR al final de las sección 40-3, como se observa en la tabla (4.13) se mejora bastante la regulación de voltaje y las pérdidas son mucho menores en comparación con el caso que involucra solo reconfiguración, también todas las secciones se encuentran dentro de los límites de carga.

Las figuras (4.8) y (4.9) muestran el perfil de voltaje para el escenario con los mejores casos de reconfiguración, nuevo circuito, recalibración y ubicación de capacitores en el alimentador 4140 y en el nuevo circuito.

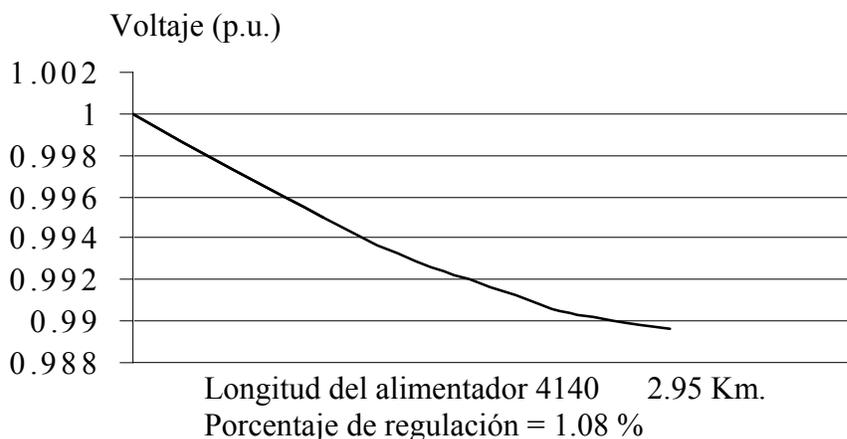


Figura 4.8. Perfil de voltaje a carga pico del caso con nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores del alimentador 4140.

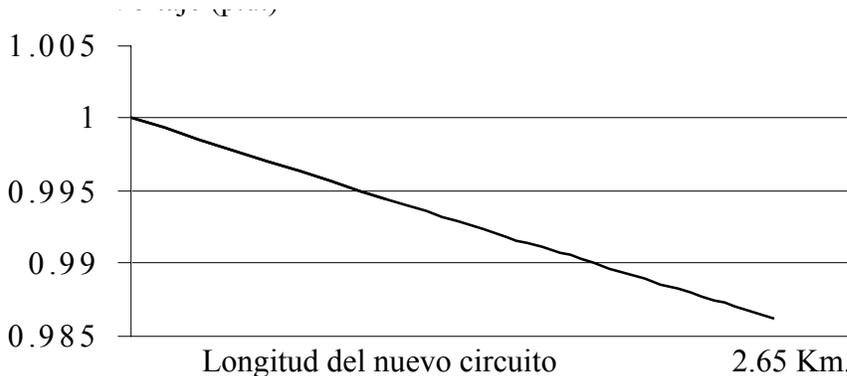


Figura 4.9. Perfil de voltaje a carga pico del caso con nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores del nuevo circuito.

Como se observa en las figuras anteriores, la regulación de voltaje se encuentra dentro de los límites por lo que no se considera el uso de un regulador de tensión. La figura (4.10) muestra las modificaciones al alimentador 4140 para el escenario con nuevo circuito.

Paso 13. La tabla (4.14) muestra la comparación de resultados en costo a valor presente entre el escenario que incluye nuevo circuito y el que no lo incluye.

Tabla 4.14. Comparación entre el escenario que incluye nuevo circuito y el escenario que no lo incluye para el alimentador 4140.

Escenario con pérdidas minimizadas.	Pérdidas en líneas (KW).	Costo total de inversión (\$).	Costo total a valor presente (\$).
Con nuevo circuito	45.89	1256677.0	4289266.0
Sin nuevo circuito	60.43	530109.0	3856609.0

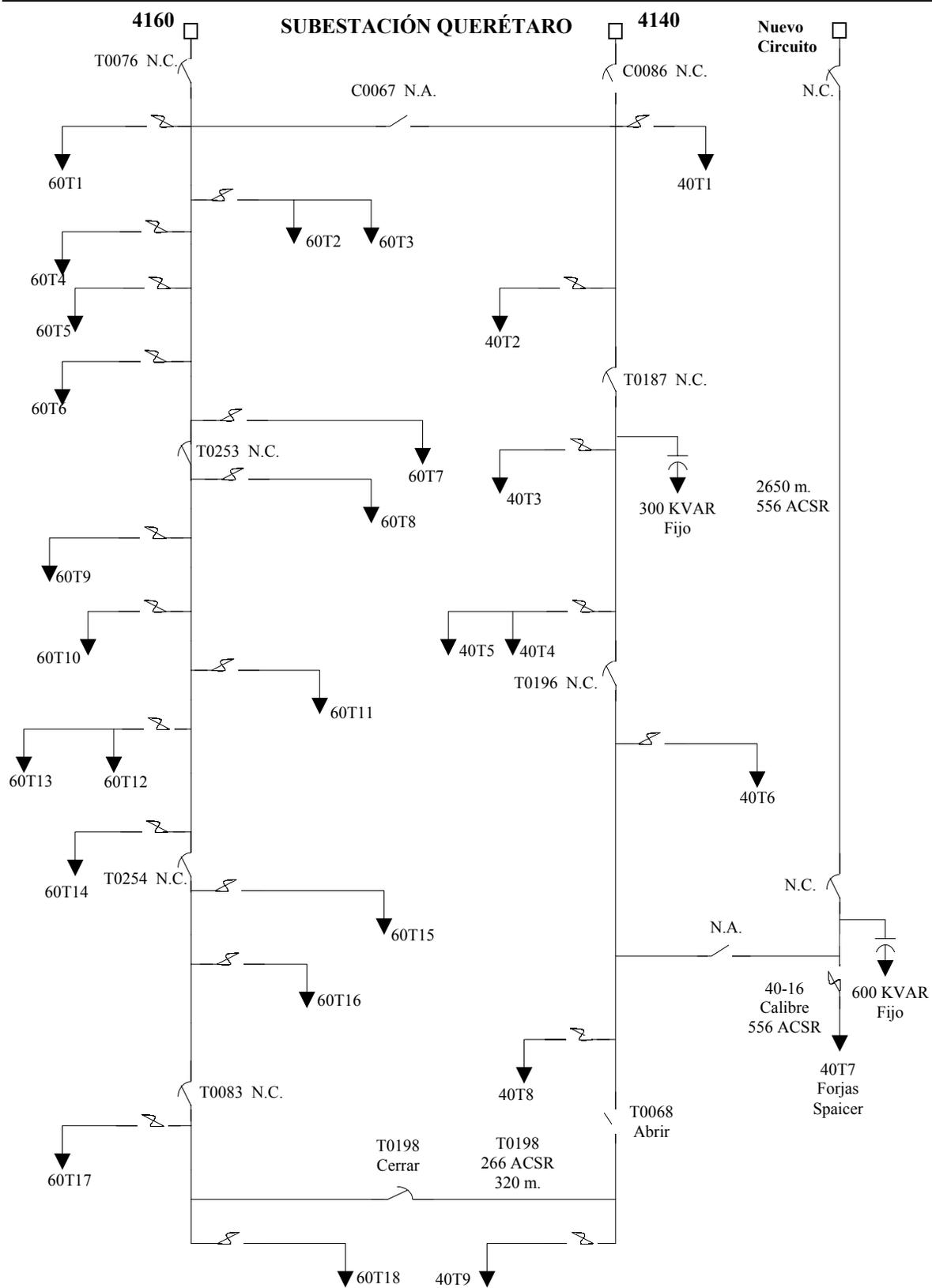


Figura 4.10. Escenario que contempla nuevo circuito, reconfiguración, recalibración y capacitores en el alimentador 4140.

De la tabla (4.14) se tiene que a pesar de que el escenario que involucra nuevo circuito tiene las menores pérdidas, el escenario que no contiene nuevo circuito es mejor desde el punto de vista de costo a valor presente y puesto que todas las restricciones se encuentran dentro de los límites este escenario es el que se considera.

Paso 14. Después de la reconfiguración se minimizan las pérdidas en el alimentador 4160, como no se considera la construcción de un nuevo circuito, solo se contemplan la recalibración y la ubicación de capacitores las siguientes tablas resumen los resultados.

Tabla 4.15. Resumen de resultados de la reconfiguración en el alimentador 4160.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).	
5002.84	83.04	3.23	1.84	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
400.0	200177.0	3224526.0		
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.8337	0.9788	1.1740	0.9998	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-1	266	215.48	48.20	52.71
60-2	266	212.15	47.46	7.98
60-3	266	167.25	37.41	3.96
60-4	266	160.58	35.92	0.91
60-5	266	150.63	33.69	0.80
60-6	266	135.63	30.34	0.65
60-7	266	134.48	30.08	6.41

Tabla 4.16. Resumen de resultados de la reconfiguración y mejor caso de recalibración en el alimentador 4160.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), recalibración (secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556 AWG ACSR).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%).	Porcentaje de pérdidas en líneas (%).	
5002.84	46.19	2.43	1.02	

Tabla 4.16. Resumen de resultados de la reconfiguración y mejor caso de recalibración en el alimentador 4160 (continuación).

Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).		Costo total a valor presente (\$).	
346230.0	111346.0		2835282.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.8337	0.9788	1.1740	0.9998	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-1	556	213.13	30.01	23.74
60-2	556	209.82	29.55	3.59
60-3	556	165.26	23.27	1.78
60-4	556	158.27	22.34	0.41
60-5	556	148.82	20.96	0.36
60-6	266	134.06	29.99	0.63
60-7	266	132.95	29.74	6.27

Tabla 4.17. Resumen de resultados de la reconfiguración, recalibración y mejor caso de ubicación de capacitores en el alimentador 4160.

Reconfiguración (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198), recalibración (secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556 AWG ACSR), capacitores fijos (300 KVAR en sección 60-15), capacitores desconectables (600 KVAR en sección 40-9).				
Resultados de estudio de flujos de potencia año 5 (carga pico).				
Carga total suministrada (KVA).	Pérdidas en líneas (KW).	Porcentaje de regulación de voltaje (%)	Porcentaje de pérdidas en líneas (%)	
5002.84	39.44	1.69	0.87	
Resultados de costos.				
Costo total de inversión (\$).	Costo anual de pérdidas en líneas año 5 (\$).		Costo total a valor presente (\$).	
426346.0	95074.0		2777561.0	
Resultados de confiabilidad (año 5).				
SAIFI (fallas/usuario-año).	SAIDI (horas/usuario-año).	CAIDI (horas/usuario-falla).	ASAI	
0.8337	0.9788	1.1740	0.9998	
Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-1	556	198.61	27.97	20.61
60-2	556	195.34	27.51	3.11

Tabla 4.17. Resumen de resultados de la reconfiguración, recalibración y mejor caso de ubicación de capacitores en el alimentador 4160 (continuación).

Resultados de corriente en secciones más cargadas (año 5).				
Sección.	Calibre (AWG).	Corriente (Amperes).	Porcentaje de carga (%).	Pérdidas (KW).
60-3	556	151.81	21.38	1.50
60-4	556	145.39	20.47	0.34
60-5	556	135.83	19.13	0.30
60-6	266	121.64	27.21	0.52
60-7	266	120.58	26.97	5.15

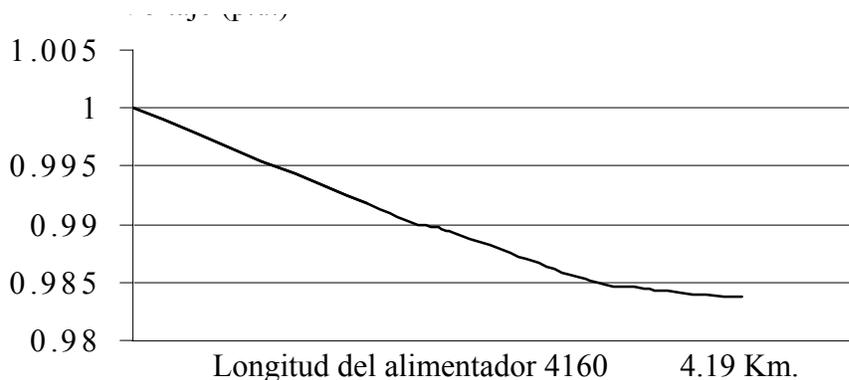


Figura 4.11. Perfil de voltaje a carga pico del caso con reconfiguración, recalibración de conductores y ubicación de capacitores del alimentador 4160.

De los resultados de las tablas (4.15), (4.16) y (4.17) se observa que el mejor caso de reconfiguración, recalibración y ubicación de capacitores que contempla abrir el seccionador T0068 y cerrar el enlace T0198, el aumento del calibre del conductor de las secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556 AWG ACSR y la instalación de un banco de capacitores fijo de 300 KVAR en la sección 60-15 y un banco de capacitores de 600 KVAR desconectable en la sección 40-9 que después de la reconfiguración forma parte del alimentador 4160 supera al caso que contiene únicamente reconfiguración teniendo a todas las secciones dentro de los límites de carga. De la figura (4.11) se tiene que la regulación está dentro del 5% permitido por lo que no se considera el uso de un regulador. La figura (4.12) muestra el escenario completo con pérdidas minimizadas para los alimentadores 4140 y 4160.

4.5.3 Resumen de minimización de pérdidas en líneas

La tabla (4.18) muestra la comparación de resultados más importantes de pérdidas y costos de inversión y a valor presente para el caso base y para el mejor caso de minimización de pérdidas al año 5 para los alimentadores 4140 y 4160.

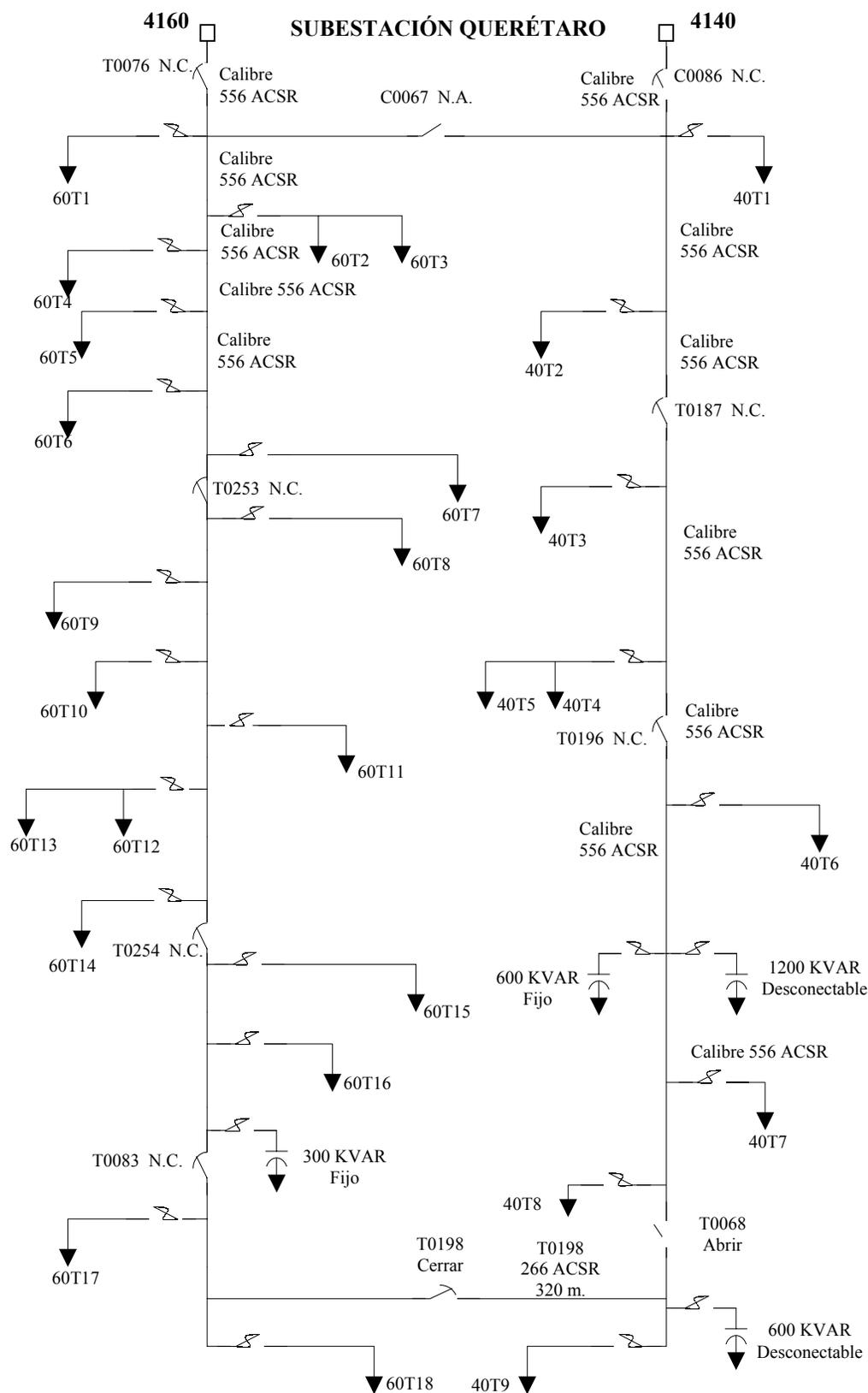


Figura 4.12. Modificaciones de los alimentadores 4160 y 4140 para minimizar pérdidas.

Tabla 4.18. Resultados de costos del caso base y el caso con pérdidas minimizadas en los alimentadores 4140 y 4160.

Escenario.	Pérdidas totales en líneas (KW).	Costo total de inversión (\$).	Costo total a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo total a valor presente (\$).
Caso base.	275.01	0.0	5256045.0	9259428.0
Caso con pérdidas minimizadas.	99.87	956455.0	1903936.0	6634170.0

La tabla anterior muestra los resultados más significativos para los dos alimentadores analizados, se observa que las pérdidas totales en líneas en KW esperadas al momento del pico de carga al año 5 se reducen el 63% con una inversión de \$ 956455.0 para un ahorro a valor presente total de \$ 2625258.0 con un tiempo de vida de 25 años en el que se incluyen las pérdidas en transformadores.

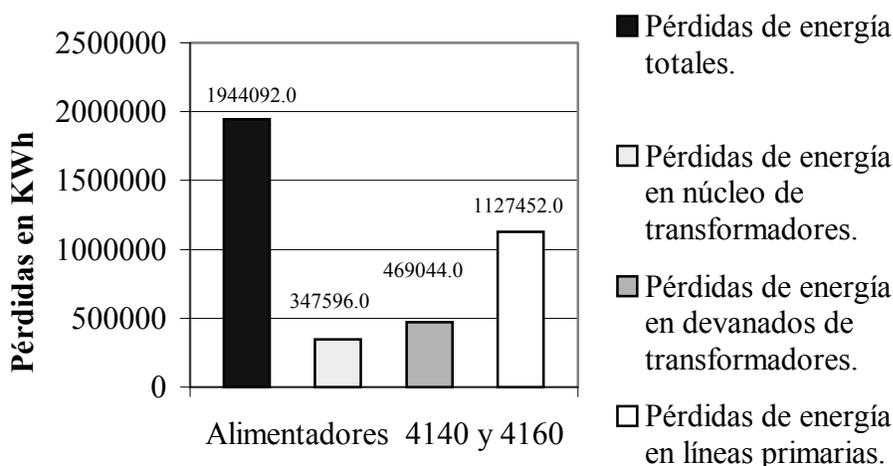


Figura 4.13. Pérdidas de energía promedio anual al año 5 (caso base).

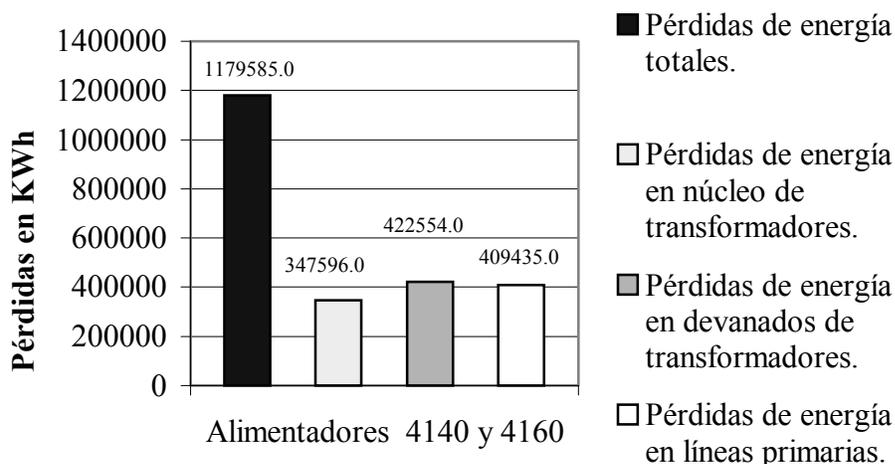


Figura 4.14. Pérdidas de energía promedio anual al año 5 (caso con pérdidas minimizadas).

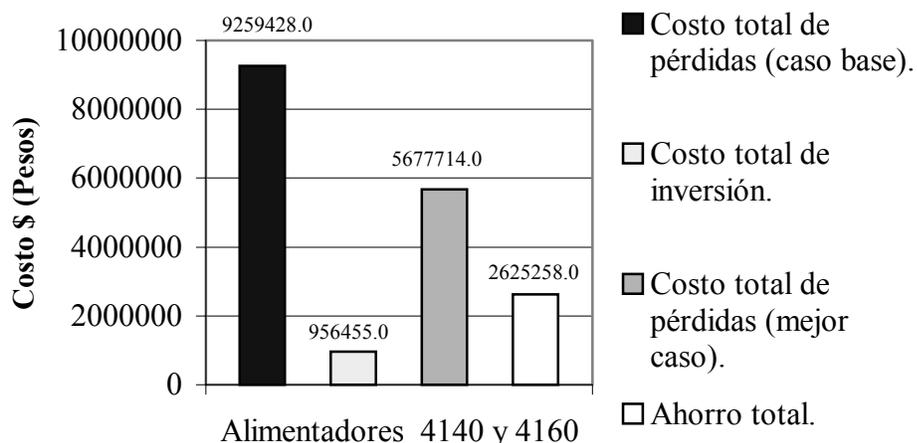


Figura 4.15. Costos totales a valor presente para el tiempo de vida de 25 años.

Las figuras (4.13), (4.14) presentan en gráficas de barras las pérdidas de energía anuales al año 5 para el caso base y el caso con pérdidas minimizadas respectivamente, es de notar que las pérdidas en transformadores representan una parte importante en las pérdidas totales. Con las modificaciones propuestas para el escenario con pérdidas minimizadas las pérdidas de energía al año 5 se esperan de 1179585.0 KWh para una reducción del 39% respecto al caso base. La figura (4.15) muestra los costos totales a valor presente de donde se observa que la reducción en el costo a valor presente de las pérdidas es del 38% para un ahorro total de \$ 2625258.0. Los principales resultados de costos a valor presente para todas las alternativas evaluadas se presentan en el apéndice D de este trabajo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una metodología de planeación orientada a la minimización de pérdidas técnicas en redes de distribución aéreas que contempla el uso de equipo y componentes normalizados que se aplican en las diferentes alternativas o criterios de reducción de pérdidas los cuales son:

- Construcción de nuevos circuitos.
- Reconfiguración óptima de alimentadores.
- Refuerzo de secciones (aumento en el calibre del conductor).
- Ubicación óptima de capacitores.
- Uso de reguladores de tensión.
- Uso de transformadores de alta eficiencia (transformadores de núcleo amorfo).

La metodología propuesta toma en cuenta datos de carga esperados, análisis de flujos de potencia y estudios a valor presente para determinar el mejor escenario de planeación con pérdidas minimizadas a través de los cuales se desarrolla un proceso de varios pasos basado en los méritos que cada alternativa tiene tanto para reducir pérdidas como su costo de inversión así como la experiencia en el uso de algunas combinaciones de las alternativas anteriores encontradas durante la investigación. Del análisis de los alimentadores 4140 y 4160 de la red Querétaro se tienen las siguientes conclusiones:

- Es difícil calcular el valor exacto de las pérdidas de manera que solo pueden estimarse, esto se debe a que se hace un estudio por medio de una curva de carga coincidente lo que permite obtener pérdidas promedio y un costo promedio, sin embargo la exactitud de estas estimaciones dependerá en gran medida de los datos que se tengan sobre las condiciones de carga reales los cuales a menudo no se conocen por lo que el estudio tiene que hacerse con datos supuestos que provienen de la observación en los patrones de carga de zonas típicas similares a la red en estudio.
- Cuando se realizan estudios a valor presente la justificación de una alternativa de reducción de pérdidas no solo depende de su capacidad de reducir pérdidas y de su costo de inversión, también depende del índice de crecimiento que se tenga por lo que es de suma importancia un buen pronóstico de la demanda.

-
- En la reducción de pérdidas en líneas primarias las alternativas que involucran cambio en la topología se consideran primero en la metodología porque en la evaluación de diferentes alternativas se encontró que de esta manera se llega a un mejor escenario desde el punto de vista de costo total a valor presente.
 - De los análisis de flujos de potencia se encontró que el mayor porcentaje de pérdidas se encuentra en las primeras secciones troncales, siendo la reducción de pérdidas en estas secciones lo que realmente justifica el costo de inversión.
 - La justificación del cambio de conductor en una sección tiene que ver con el porcentaje de carga que tenga dicha sección, pero también con el costo de inversión, con los datos de costos que se tienen en este trabajo se encontró que el porcentaje de carga para el que se justifica la recalibración es mayor al 30%.
 - Desde un punto de vista puramente de pérdidas, la minimización de éstas mediante el uso de capacitores en derivación tendrá lugar cuando el factor de potencia sea igual a la unidad.
 - El mayor efecto del regulador de tensión sobre las pérdidas es cuando se tienen alimentadores demasiado largos sin embargo sus pérdidas varían de acuerdo a la corriente que circula a través de él y de la cantidad de voltaje que haya que elevar, para una mayor regulación mayores serán las pérdidas en el regulador.
 - Debe tenerse siempre experiencia y un buen conocimiento de los alimentadores en estudio en lo que se refiere a su comportamiento como en su zona geográfica para determinar si es posible la construcción de nuevos tramos.
 - La justificación de la construcción de un nuevo circuito es algo particular de cada alimentador que depende de la distribución de carga que éste tenga y del costo de inversión que estará dado por las condiciones propias de la obra.
 - De los resultados obtenidos se tiene que las pérdidas de energía en el núcleo de los transformadores tienen un valor alto por lo que es imperativo la consideración de transformadores de núcleo amorfo en el cambio de transformadores existentes aún cuando estos representan un costo elevado.
 - Aunque la minimización de las pérdidas trae consigo beneficios sobre todo si se tiene en mente el gran número de alimentadores existentes en un sistema de distribución, esto también involucra un costo de inversión que en la mayoría de los casos resulta alto.
 - Durante la evaluación de varias combinaciones de alternativas en los alimentadores 4140 y 4160 se encontró que los índices de confiabilidad no se ven realmente afectados con el uso de las diferentes alternativas siendo la reconfiguración de alimentadores la que mayor efecto en contra puede llegar a tener dependiendo de la configuración óptima que se obtenga.

- Las principales ventajas que presenta la metodología son las siguientes:
 1. Se minimizan pérdidas por medio de alternativas que involucran uso de equipos comerciales.
 2. La metodología muestra la mejor manera de estimar el costo de las pérdidas y evaluar el costo total a valor presente tomando el tiempo de vida promedio en los equipos de 25 años.
 3. La metodología además de reducir las pérdidas también toma en cuenta aspectos de operación como son el porcentaje de regulación de voltaje, el porcentaje de pérdidas, los límites de capacidad de corriente e índices de confiabilidad.
 4. No es necesario una búsqueda exhaustiva que obligue a evaluar todas las posibles combinaciones.

5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

De acuerdo al tema de minimización de pérdidas desarrollado en este trabajo se encontraron algunos puntos para investigar en trabajos futuros orientados también a la planeación de redes de distribución los cuales son:

- Evaluar el efecto que la presencia de armónicos tiene sobre las pérdidas en los transformadores principalmente sobre las pérdidas en el núcleo.
- Contemplar el efecto de la resonancia que se presenta entre los capacitores y los transformadores e incluir conceptos de variaciones rápidas de voltaje y estudios de coordinación de protecciones sobre todo en la reconfiguración óptima de alimentadores.
- Investigar sobre el uso de técnicas inteligentes como son los algoritmos genéticos, los sistemas expertos, lógica difusa, etcétera, con la finalidad de reducir el esfuerzo de evaluar todas las alternativas posibles para la minimización de pérdidas en líneas primarias principalmente en la ubicación de capacitores y reconfiguración óptima de alimentadores.
- Hacer estudios de confiabilidad teniendo en cuenta el costo que implica una salida o falla para optimizar el uso del equipo de seccionamiento sobre todo en la construcción de nuevos circuitos o alimentadores.

REFERENCIAS

- [1] Booth and Associates, Inc. Consulting Engineers, “Distribution System Loss Reduction Manual for Tennessee Valley Public Power Association”, Raleigh North Carolina, November 1994.
- [2] Ricardo Arturo Trujillo Hernández, “Programa de Reducción de Pérdidas de Energía por Causas no Técnicas en la Zona de Distribución Tuxtla”, Tuxtla Gutiérrez Chiapas, México, Agosto 1999.
- [3] Louis A. Rodríguez, “New Pakistani Program Reduces Energy Loss”, Transmission and Distribution International, March 1994.
- [4] Luis M. Ferreira y Pedro S. Carvalho. “Distribution Planning Tool Optimizes Design”, Edinfor Electricidade de Portugal, 1994.
- [5] C. G. Lee “Métodos y Técnicas para la Reducción de las Pérdidas en Transmisión y Distribución”, Instituto de Investigaciones Eléctricas Unidad de Información Tecnológica, Cuernavaca Morelos, México, 1990.
- [6] K. R. M. Nair, “Reduction of T and D Losses in Indian Power System by Using High Efficiency Transformers and HV Distribution System”, Electrical India, February, 1996.
- [7] Mark Ellis and Associates, “Analysis of Potential for Minimum Energy Performance Standards for Distribution Transformers Prepared for the Australian Greenhouse Office”, March 2000.
- [8] David R. Brown, “Distribution System Performance Improvement Guide” A Technical Guide Developed for the American Public Power Association, March 1997.
- [9] Gilberto Enríquez Harper, “Apuntes de Planeación de Sistemas de Distribución”, México, 2000.
- [10] H. Lee Willis, “Power Distribution Planning Reference Book”, Edit. Marcel Dekker, 1997.
- [11] Comisión Federal de Electricidad Subdirección de Distribución, “Guía para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución”, México, Enero de 2001.
- [12] Comisión Federal de Electricidad, “Normas para la Construcción de Instalaciones Aéreas y Subterráneas para Distribución de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión 2000”, México, 2000.

-
- [13] Gilberto Enríquez Harper, “Manual de Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales”, Edit. Limusa, 2001.
- [14] Gilberto Enríquez Harper, “Líneas de Transmisión y Distribución de Potencia Eléctrica”, Edit. Limusa, 1983.
- [15] M. V. Krishna Rao, J. Uma Rani, A. V. Narsimha Rao, “Review of Distribution System Planning”, July 1991.
- [16] Turan Gönen, “Electric Power Distribution System Engineering”, Edit. MacGraw Hill, 1986.
- [17] Stoner Associates, Inc., “Technical Reference SynerGee Electric 3.1”, 2000.
- [18] V. Glamocain, “Optimal Loss Reduction of Distribution Networks”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 5, No. 3, August 1990.
- [19] Yuan-Yih Hsu and Yi Jwo-Hwu, “Planning of Distribution Feeder Reconfiguration with Protective Device Coordination”, Julio 1993.
- [20] Victor M. López Trejo y Eduardo Olivares Pérez, “Experiencias del Estudio de Pérdidas Técnicas en Circuitos Primarios de Media Tensión de la Zona Villa Hermosa y Propuestas Técnico-Económicas para su Reducción”, 1994.
- [21] Comisión Federal de Electricidad Subdirección Técnica, “Estudio del Mercado Eléctrico Mexicano”, reporte interno, México, Septiembre 2000.
- [22] D. P. Sen Gupta, Samuel Sarggunaraj and Sushila Devi, “Rural Electrification Planing Distribution System for Loss Minimization” Indian Institute of Science, March 1984.
- [23] C. W. Hasselfield, P. Wilson, L. Penner, “An Automated Method for Lest Cost Distribution Planing”, Winnipeg, Manitoba, Canada.
- [24] M. V. Krishna Rao, Dr. C. Radhakrishma, “Disbut Computer Aided Distribution System Planning and Design Code”, IE Journal, Vol. 71, October 1990.
- [25] Dan Jan and Ross Baldic, “Optimal Electric Distribution System Switch Reconfiguration and Capacitor Control”, IEEE Transaction on Power System, Vol 11, No. 2, May 1996.
- [26] D. E. Bouchard and M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani, “Algorithms for Distribution Feeder Reconfiguration”, IEEE, 1996.
- [27] Geovani Torres Vargas, “Análisis Eléctrico de la Red Eléctrica de Distribución de la División Poniente de Luz y fuerza del Centro con Apoyo de la Herramienta Cymdist”, Pachuca Hidalgo, Octubre 2000.

-
- [28] Hug Rudnick, Ildefonso Harnisch and Raúl Sahueza, "Reconfiguration of Electric Distribution Systems", Chile 1997.
- [29] M. A. Kashem, V. Ganapathy and G. B. Jasmon, "Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution Networks". IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., Vol. 146, 1999.
- [30] Tim Taylor and David Kubkeman, "Implementation of Heuristic Search Strategies for Distribution Feeder Reconfiguration", IEEE 1989.
- [31] P. S. Satnam and P. S. Kang, "High Electric Power Distribution System Loss-Neglect of Economic Factor", Punjab State Electricity Board Patiala.
- [32] Paul M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems", Edit. Board, 1995.
- [33] Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia (COPAR)", México, 2002.
- [34] James J. Burke, "Power Distribution Engineering Fundamentals and Application", Edit. Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [35] G. A. Bortignon and M. E. El-Hawary, "A Review of Capacitor Placement Techniques for Loss Reduction in Primary Feeders on Distribution Systems", Department of Electrical Engineering, Technical University of Nova Scotia, IEEE, September 1995.
- [36] H. N. Ng, A. Salama and A. Y. Chikhani, "Classification of Capacitor Allocation Techniques", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, January 2000.
- [37] M. M. A. Salama, N. Manojlovic and V. H. Quntana, "Real-Time Optimal Reactive Power Control for Distribution Networks", University of Waterloo, Electrical Power and System Vol. 18, 1996.
- [38] G. L. Dua, "Debut fo Ultra Energy-Efficient Transformers in India", Transformer Special, Electrical India, 1996.
- [39] W. J. Ros, T. M. Taylor, "Amorphous Metal Transformers Cores Save Energy and Capacity Investment", USA.
- [40] V. N. Prahlad, "Amorphous Metal Cored Distribution and Power Transformers", CEW, 1995.
- [41] Ramón Nadira, "Metodología de Planificación de la Transmisión y Subtransmisión: Análisis de Rentabilidad", México, Noviembre 1997.
- [42] Luz y Fuerza del Centro Gerencia Divisional Pachuca, "Reporte del Alimentador CRM-23", México, Enero 2001.

-
- [43] Gabriela Fernández Luna, Vicente Mayagoita Barragan y Andrés Quintero Miranda, “Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión”, Edit. Instituto Politécnico Nacional, México D.F. 1999.
- [44] Roy Billinton and Ronald N. Allan, “Reliability Evaluation of Engineering Systems”, Pitman Advanced Publishing Program, 1985.
- [45] Power Systems Reliability Subcommittee of the Power Systems Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society, “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”, December 1997.
- [46] Roy Billinton and Ronald N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems”, Edit. Plenum Press, 1996.
- [47] Compañía de Luz y Fuerza del Centro, “Curso de Confiabilidad”, Módulo 2, México, 1998.

APÉNDICE A

FUNDAMENTOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

A.1 INTRODUCCIÓN

La mayoría de las acciones que se toman en cuenta para modificar la red de manera que ésta opere en forma adecuada generalmente requieren de una inversión económica, surge entonces la pregunta, ¿qué criterio tomar para poder decidir cual de todas es la mejor alternativa?, por supuesto están los criterios técnicos como la regulación de voltaje, la capacidad térmica de los conductores, etc., pero aunado a esto está también el criterio económico, es decir, encontrar aquella opción que además de tener todas las restricciones eléctricas, brinde el mayor costo beneficio, esto hará que las modificaciones que se hagan a la red sean económicamente rentables.

A.2 VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO

Una noción fundamental de cualquier análisis económico es el valor que tiene el dinero en el tiempo. Una cantidad de dinero tiene un valor que varía con el tiempo dependiendo de la tasa de interés, por ejemplo si se tiene una tasa de interés compuesto del 10% por año, lo que hoy son 100 pesos, valdrán 1.10 veces su valor al siguiente año, es decir 110 pesos, y en dos años el valor será:

$$1.10 \times 1.10 \times \$ 100 = \$121$$

La formula general para obtener el futuro F de una suma de dinero dada en el presente es la siguiente [1,8,43]:

$$F = (1 + i)^N P \quad (\text{A.1})$$

Donde: i = tasa de interés anual.

N = número de años.

La relación inversa puede usarse para obtener el valor presente P de una cantidad de dinero dada en un futuro F

$$P = \frac{F}{(1 + i)^N} \quad (\text{A.2})$$

En esencia el valor presente se usa para determinar la cantidad de dinero que se debe tener disponible para acumular suficientes fondos de manera que se puedan cubrir los costos anuales en el futuro.

A.3 PRIMER COSTO EQUIVALENTE

El primer costo equivalente de una alternativa es simplemente la inversión necesaria para poder implementar dicha alternativa más su propio costo de operación durante su tiempo de vida, todo referido al mismo punto en el tiempo en el que la inversión inicial fue hecha, si por ejemplo se decide mejorar un alimentador para lo cual se requiere una inversión inicial CI, pero este tendrá costos de pérdidas anuales de CA sobre un periodo de vida esperado de 6 años, el problema puede verse como un diagrama de flujos económico como el que se muestra en la figura (A.1) [8].

El costo inicial CI se localiza en el inicio, en el tiempo $t = 0$ mientras que las pérdidas se ubican al final de cada año en el que éstas ocurren.

El primer costo equivalente se puede obtener de las ecuaciones anteriores teniendo que

$$PCE = CI + \frac{CA}{1+i} + \frac{CA}{(1+i)^2} + \frac{CA}{(1+i)^3} + \frac{CA}{(1+i)^4} + \frac{CA}{(1+i)^5} + \frac{CA}{(1+i)^6} \quad (A.3)$$

Donde: i = tasa de interés anual.

Es posible obtener en forma general una expresión para una tasa de interés dada i y N años de tiempo de vida.

$$PCE = CI + \frac{CA}{1+i} + \frac{CA}{(1+i)^2} + \frac{CA}{(1+i)^3} + \dots + \frac{CA}{(1+i)^N} \quad (A.4)$$

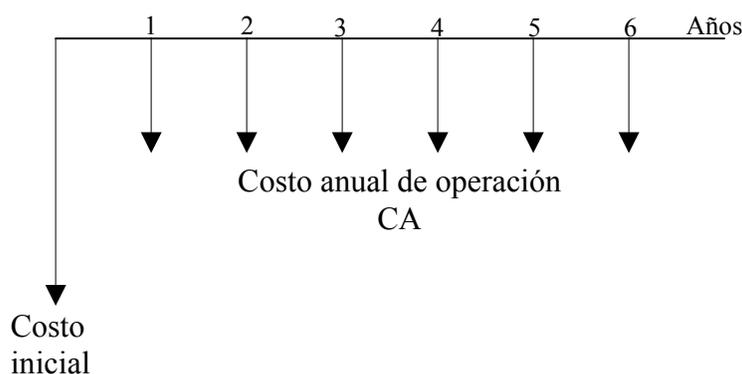


Figura A.1. Diagrama de flujo económico.

La ecuación (A.4) simplificada se muestra en la ecuación (A.5).

$$PCE = CI + CA \left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \right] \quad (A.5)$$

El factor que afecta a los costos anuales CA en ocasiones se maneja como factor de valor presente. La tasa de interés mínima para asegurar la rentabilidad de los proyectos debe ser del 12% [41]. Con el primer costo equivalente es posible evaluar diferentes opciones de una manera simple, solo hay que obtener el valor presente para cada una, ordenarlas de menor a mayor, evidentemente la opción con el primer costo equivalente más bajo será la opción más atractiva desde el punto de vista económico.

A.4 COMPARACIÓN DE DIAGRAMAS DE FLUJO Y TASA DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

Considérense ahora los diagramas de flujo que se muestran en la figura (A.2), en la primera situación, se tiene el caso ya existente con sus determinados costos anuales CA1 debido a las pérdidas en el alimentador, en el segundo caso se tiene al mismo alimentador pero se realizó un cambio de conductores, lo que hizo necesario realizar una inversión inicial CI, sin embargo ahora los costos anuales CA2 son menores por la reducción de pérdidas que se tuvo, en el tercer diagrama se muestra la diferencia entre los dos primeros diagramas en la que se puede observar que existen ahorros anuales que resultarán en una tasa de retorno de la inversión inicial.

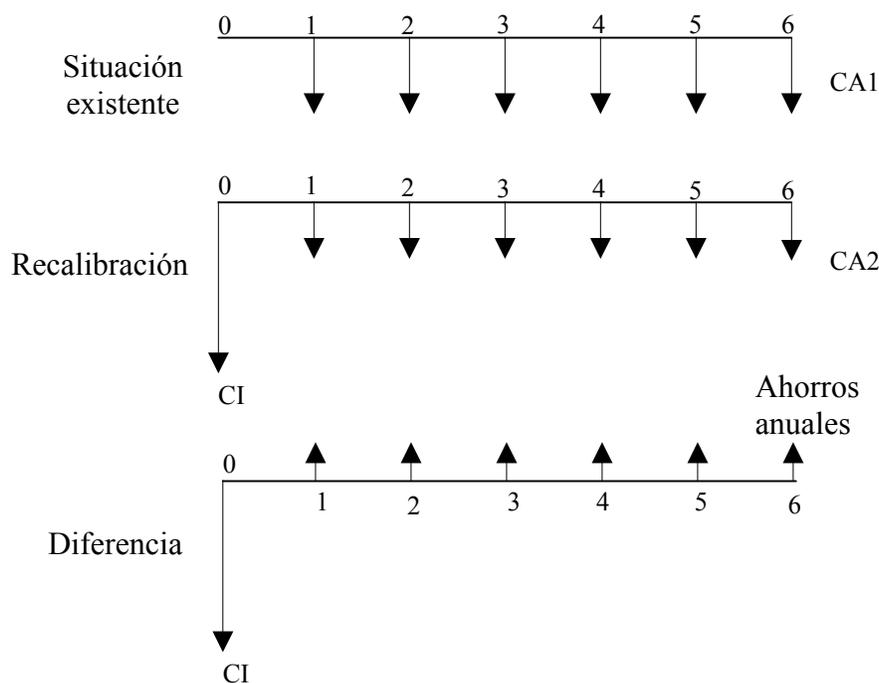


Figura A.2. Comparación de diagramas de flujo económico.

En ocasiones la mejor alternativa es aquella en la que no se hace nada, en otras palabras, ningún cambio en la red llevará a lograr los mínimos gastos.

Para obtener la tasa de retorno solo se divide la inversión inicial CI sobre los ahorros anuales S, para posteriormente igualar con el factor de valor presente y resolver para i, en este caso i será la tasa de retorno.

Ejemplo A.1. Supóngase que se tiene una inversión inicial de un proyecto de \$50000.0 y los ahorros anuales que se conseguirán por dicho proyecto son de \$12500.0 para un tiempo de vida de 6 años, la tasa de retorno será:

$$\frac{CI}{S} = \frac{\$50000}{\$12500} = 4 = \left[\frac{(1+i)^6 - 1}{i(1+i)^6} \right]$$

Resolviendo para i se tiene:

$$4i(1+i)^6 - (1+i)^6 + 1 = 0$$

De donde $i = 0.129$ ó 12.9% que es la tasa de retorno.

A.5 OTRO TIPO DE CARGOS

Existen otros tipos de cargos además del costo de las pérdidas, que de ser posible deben tomarse en cuenta para la evaluación de un proyecto, estos son:

- Depreciación. Es la pérdida de valor que experimentan, la maquinaria o los equipos y en general todo activo tangible renovable, esto se debe a razones físicas o económicas.
- Impuestos. Cualquier empresa que invierte en un proyecto debe pagar impuestos durante los años futuros al gobierno.
- Costos de mantenimiento y operación. Una vez realizado un proyecto, en ocasiones es necesario pagar costos debido a su operación o a su mantenimiento esto es para mantenerlo en condiciones satisfactorias con el transcurso de los años, estos costos representan gastos para la empresa, este tipo de cargos tiene su origen en los desembolsos por artículos como combustibles, agua, salarios, seguros, etcétera.

Para tomar en cuenta todos estos cargos junto con la depreciación, simplemente hay que obtener la suma de todos estos costos, en la mayoría de los casos es conveniente tener los costos anteriores como un porcentaje anual, de modo que al multiplicarlo por el capital de inversión inicial se tiene los costos anuales de inversión del proyecto. En promedio el costo de mantenimiento y operación anual se toma como el 1% del costo de inversión [20,41].

A.6 EL CRECIMIENTO DE LA CARGA

Como se sabe, las pérdidas aumentan con el cuadrado del incremento de la carga, sin embargo generalmente no es posible conocer el valor de la carga al último año sobre todo si debe considerarse un tiempo de vida promedio en sistemas de distribución de 25 años, por esa razón un buen enfoque es tomar el crecimiento de la carga hasta el año en que se quiere planear (5 años) y después tomar el costo anual de las pérdidas como constante para el resto de los años [41]. Mediante el índice de crecimiento dado hasta el año esperado se obtienen las pérdidas promedio, éstas se calculan de acuerdo a la ecuación (A.6).

$$P_n = P_0 [(1 + IC)^n]^2 \quad (A.6)$$

Donde: P_n = Pérdidas en el año n.
 P_0 = Pérdidas durante el año inicial.
 IC = Índice de crecimiento.
 n = Número de años (1 a 5 años).

Esto se debe al hecho de que el factor de carga puede considerarse como constante a través del tiempo.

Ejemplo A.2. Tomando en cuenta el alimentador del ejemplo (2.1), sus pérdidas promedio son 2081904 KW, pero tiene ahora un índice de crecimiento del 1% anual. Calcular las pérdidas promedio y el costo anual de éstas para un tiempo de vida de 25 años así como su respectivo valor presente si el costo de la energía es de 0.588 \$/KWh. La tasa de interés es del 12%.

Para el año en curso, el costo de las pérdidas es el obtenido en el ejemplo (2.1).

$$C_0 = (2081904.7 \text{ KWh})(0.588 \text{ \$/KWh})$$

$$C_0 = 1224159.99 \$$$

Para el primer año después del año en curso el valor de las pérdidas promedio se puede calcular de acuerdo a la ecuación (A.6).

$$P_n = P_0 [(1 + IC)^n]^2$$

$$P_1 = (2081904 \text{ KWh})[(1 + 0.01)^1]^2$$

$$P_1 = 2123707.8 \text{ KWh}$$

El costo de las pérdidas es de

$$C_1 = (2123707.8 \text{ KWh})(0.588 \text{ \$/KWh})$$

$$C_1 = 1248740.18 \$$$

A través de la ecuación (A.2) se calcula el valor presente como sigue.

$$PC_1 = \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) (C_1)$$

$$PC_1 = \left(\frac{1}{(1+0.12)^1} \right) (1248740.18 \$)$$

$$PC_1 = 1114946.58 \$$$

Por supuesto también es posible utilizar un programa de flujos de potencia para evaluar las pérdidas en forma más exacta hasta el año 5 en vez de la ecuación (A.6).

La tabla (A.1) resume los resultados para todos los años.

Tabla A.1. Resultados de ejemplo (A.2).

Año	Pérdidas promedio (KWh)	Costo de la energía (\$/KWh)	Costo anual de las pérdidas (\$)	Factor de valor presente	Costo equivalente presente (\$)
0	2081904.7	0.588	1224159.5	1.0	1224159.5
1	2123707.8	0.588	1248740.1	0.8928	1114875.2
2	2166396.3	0.588	1273841.0	0.7971	1015378.6
3	2209970.3	0.588	1299462.5	0.7117	924827.4
4	2254383.1	0.588	1325577.2	0.6350	841741.5
5	2299681.5	0.588	1352212.7	0.5674	767245.4
6	2299681.5	0.588	1352212.7	0.5066	685030.9
7	2299681.5	0.588	1352212.7	0.4523	611605.8
8	2299681.5	0.588	1352212.7	0.4038	546023.4
9	2299681.5	0.588	1352212.7	0.3606	487607.8
10	2299681.5	0.588	1352212.7	0.3219	435277.2
11	2299681.5	0.588	1352212.7	0.2874	388625.9
12	2299681.5	0.588	1352212.7	0.2566	346977.7
13	2299681.5	0.588	1352212.7	0.2291	309791.2
14	2299681.5	0.588	1352212.7	0.2046	276662.7
15	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1826	246914.0
16	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1631	220545.8
17	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1456	196882.1
18	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1300	175787.6
19	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1161	156991.8

Tabla A.1. Resultados de ejemplo (A.2) (continuación).

Año	Pérdidas promedio (KWh)	Costo de la energía (\$/KWh)	Costo anual de las pérdidas (\$)	Factor de valor presente	Costo equivalente presente (\$)
20	2299681.5	0.588	1352212.7	0.1036	140089.2
21	2299681.5	0.588	1352212.7	0.0925	125079.6
22	2299681.5	0.588	1352212.7	0.0826	111692.7
23	2299681.5	0.588	1352212.7	0.0737	99658.0
24	2299681.5	0.588	1352212.7	0.0658	88975.5
25	2299681.5	0.588	1352212.7	0.0588	79510.1
Total a valor presente = 11617956.6 \$					

Cabe mencionar que si se conoce el crecimiento de costo de la energía este debe incluirse haciendo que el valor de la columna tres de la tabla anterior aumente cada año. Se observa que el costo de las pérdidas hasta el año 5 es diferente ocasionado por el incremento de la carga, situación que hay que considerar cuando se toma en cuenta el crecimiento del sistema. En este trabajo se usa el enfoque de valor presente puesto que lo que se quiere es minimizar las pérdidas, por tanto al evaluar diferentes alternativas, aquella que tenga menor costo a valor presente será la mejor. Es importante mencionar que el costo a valor presente más que un factor económico es un factor de decisión [10].

APÉNDICE B

ANÁLISIS BÁSICO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

B.1 INTRODUCCIÓN

La confiabilidad en forma general se define como la probabilidad de que un dispositivo desarrolle su propósito adecuadamente durante un periodo de tiempo bajo las condiciones de operación en las que se encuentre [44].

Los principales aspectos que abarca la evaluación de la confiabilidad son la probabilidad, el funcionamiento adecuado, el tiempo y las condiciones de operación. Dentro del primer aspecto que es la probabilidad, esta se basa en índices o valores de falla esperados que ocurrirán en un periodo determinado de tiempo, los otros tres aspectos que son el funcionamiento adecuado, tiempo y condiciones de operación a menudo únicamente los ingenieros responsables de un sistema en particular pueden suministrar información satisfactoria, los valores de falla por componente están normalmente relacionados a las condiciones de operación y niveles de esfuerzo del entorno en que ellos funcionan y se tiene un gran cuidado en asegurarse que todas las fases de operación sean tomadas en cuenta para que su modelado sea satisfactorio.

B.2 TÉRMINOS USADOS EN CONFIABILIDAD

Dentro del estudio de la confiabilidad, a menudo se usan términos basados en los reportes y análisis de salidas o interrupciones en un sistema eléctrico a continuación se da una definición de estos [16,45].

- Disponibilidad. Aplicado al funcionamiento de componentes individuales o al de un sistema y se puede definir como la fracción de tiempo que un componente o un sistema se encuentra en servicio, desde otro punto de vista es la probabilidad de que un componente o sistema esté en servicio.
- Frecuencia de interrupción. El número promedio de tiempos de interrupción esperados durante un periodo de tiempo por lo general en un año.
- Salida o paro. Es la falla completa de parte de un sistema de suministro de potencia que puede ser por diversas causas como la caída de una línea, un transformador fuera de servicio o incluso debido a circunstancias planeadas de operación.

- Tiempo de restauración. Es el tiempo requerido para restaurar el servicio a un consumidor interrumpido o porción del sistema.
- Disponibilidad. Es la fracción de tiempo promedio que un componente o sistema está fuera de servicio debido a fallas o a salidas planeadas, matemáticamente se define como la probabilidad de que un componente o sistema esté fuera de servicio debido a falla o a salidas planeadas y es igual a la diferencia de 1 menos la disponibilidad.

B.3 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Los elementos de un sistema de distribución caen dentro del concepto general de confiabilidad de elementos reparables o dicho de otra forma estos elementos se comportan dentro de un esquema de “operación – falla – reparación – operación”.

En el estudio de la confiabilidad es de suma importancia conocer la manera en que los componentes de un sistema pueden fallar durante un periodo de tiempo llegándose a agrupar en los siguientes tipos de fallas [9,44]

- Fallas que se presentan durante la maduración ocasionadas por las condiciones de ajuste de componentes nuevos a la operación del sistema.
- Fallas de operación normal durante la vida útil de un componente.
- Fallas por envejecimiento de los componentes del sistema.
- Fallas debidas a las alteraciones de las condiciones preestablecidas de operación.
- Fallas debido a errores en la fabricación de los componentes o en el diseño de los mismos también conocidos como elementos defectuosos.

Por consiguiente es necesario estudiar el ciclo de operación – falla – operación basado en la observación de los componentes durante un intervalo de tiempo en el que ocurren “N” ciclos de fallas y de reparaciones.

Los datos para cuantificar la confiabilidad de un sistema dependerán de la naturaleza del sistema mismo que esté bajo estudio, sin embargo de una manera general es necesario conocer para cada elemento los siguientes valores

λ = Tasa de falla del componente asociado con los diferentes modos de falla.

μ = Tasa de reparación del componente.

m = Tiempo medio o esperado de reparación del componente.

r = Tiempo de reparación promedio del componente.

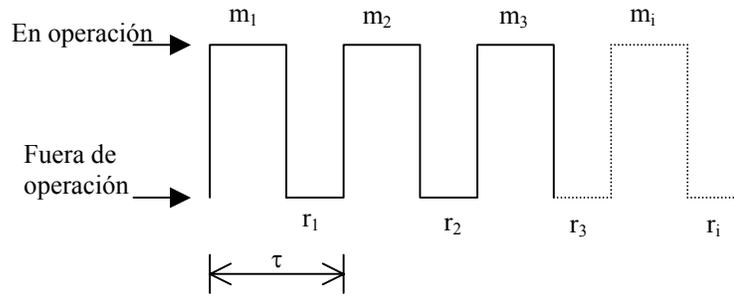


Figura B.1. Ciclo promedio del proceso de operación – falla – operación.

De la figura (B.1) se tiene que el tiempo promedio para el estado fuera de operación o la falla es

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i \quad (B.1)$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i \quad (B.2)$$

A los valores promedio de “m” y de “r” se les conoce más comúnmente como MTTF (tiempo medio para falla) y MTTR (tiempo medio para reparación). También de la figura (B.1) se puede observar que τ es el periodo del ciclo llamado por lo general MTBF (tiempo medio entre fallas).

De los valores de MTTF, MTTR y MTBF se pueden obtener la tasa de falla λ , la tasa de reparación μ y la frecuencia del ciclo como sigue

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{\text{MTTF}} \quad (B.3)$$

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad (B.4)$$

$$f = \frac{1}{\tau} = \frac{1}{\text{MTBF}} \quad (B.5)$$

Cuando se habla de componentes eléctricos, la tasa de falla corresponde a una función de distribución probabilística exponencial [44], en donde la probabilidad de falla $Q(t)$ está dada por la ecuación (B.6).

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (B.6)$$

En ocasiones es necesario evaluar la probabilidad de no falla o de supervivencia $R(t)$, este es el valor complementario de la probabilidad de falla y por consiguiente es el complemento de la función de probabilidad exponencial y se tienen entonces que

$$R(t) = 1 - Q(t) = e^{-\lambda t} \quad (B.7)$$

Sin embargo cuando se tiene que $\lambda t \ll 1$, las ecuaciones (B.6) y (B.7) pueden simplificarse teniendo lo siguiente:

$$\text{Probabilidad de falla} = \lambda(t) = Q(t) \quad (B.8)$$

$$\text{Probabilidad de supervivencia} = 1 - \lambda(t) = R(t) \quad (B.9)$$

De una manera detallada, los métodos de análisis de confiabilidad están basados en las técnicas de Markov [44], aplicadas para estudios rigurosos, pero es posible utilizar simplificaciones tanto para estudios manuales como en la aplicación de programas [12], estas simplificaciones se evalúan en función de los valores de salida y reparación vistos anteriormente para cada componente de un sistema y el arreglo que estos tienen desde el punto de vista de la confiabilidad los cuales son de una forma sencilla en arreglos serie y arreglos paralelo, así las fórmulas básicas para la evaluación de la confiabilidad se escriben a continuación.

Arreglo serie. En forma simple está formado por dos componentes en serie con valores de salida λ_1 y λ_2 , con tiempos de reparación de r_1 y r_2 que puede reducirse a un solo componente equivalente como lo muestra la figura (B.2). Las ecuaciones para encontrar los índices equivalentes de dos componentes en serie son [44]:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (B.10)$$

$$r_s = \frac{(\lambda_1)(r_1) + (\lambda_2)(r_2)}{\lambda_1 + \lambda_2} = \frac{\sum(\lambda)(r)}{\sum \lambda} \quad (B.11)$$

Puede entonces calcularse la indisponibilidad total del sistema serie U_s como sigue

$$U_s = (\lambda_s)(r_s) \quad (B.12)$$

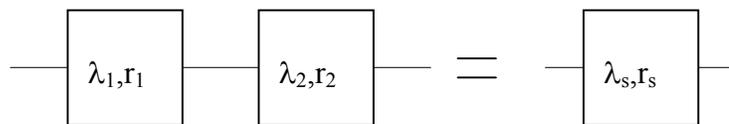


Figura B.2. Componentes en serie.

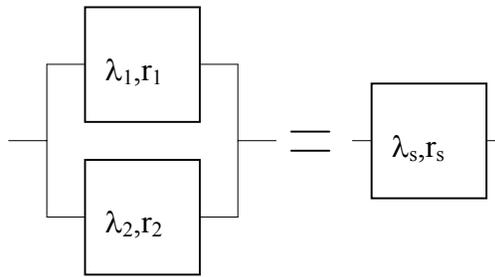


Figura B.3. Componentes en paralelo.

Arreglo paralelo. En forma básica está constituido por dos componentes dispuestos en forma paralela y al igual que el arreglo en serie, este también se puede reducir a un solo componente equivalente mostrado en la figura (B.3).

Las ecuaciones que determinan los índices de confiabilidad para el arreglo en paralelo de dos componentes son [44]

$$\lambda_p = (\lambda_1)(\lambda_2)(r_1 + r_2) \quad (B.13)$$

$$r_p = \frac{(r_1)(r_2)}{r_1 + r_2} \quad (B.14)$$

La indisponibilidad para el sistema en paralelo es entonces

$$U_p = (\lambda_p)(r_p) \quad (B.15)$$

B.4 CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como se ha mencionado, la gran mayoría de los sistemas de distribución operan con una configuración radial los cuales consisten de manera general de un conjunto de componentes en serie tales como líneas, cuchillas desconectoras, transformadores etcétera, por lo que las ecuaciones para componentes serie son aplicables a este tipo de sistemas. Los índices que hasta ahora se han estudiado como la tasa de falla (λ), el tiempo de reparación (r) y la indisponibilidad (U) no siempre dan una representación completa del comportamiento de un sistema sobre todo cuando se habla de distribución por tenerse un estrecho contacto con los usuarios, se hace entonces necesario usar índices adicionales que reflejen la severidad de una salida en el sistema, los más populares están orientados a los consumidores y se describen a continuación [46].

- Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI).

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores servidos}} \quad (B.16)$$

$$SAIFI = \frac{\sum (\lambda_i)(r_i)}{\sum N_i} \quad (B.17)$$

Donde: λ_i = tasa de falla en el punto de carga i.
 N_i = Número de consumidores en el punto de carga i

- Índice de frecuencia de interrupción promedio por consumidor (CAIFI).

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones de consumidor}}{\text{Número total de consumidores}} \quad (B.18)$$

- Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI).

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupciones de consumidor}}{\text{Número total de consumidores}} \quad (B.19)$$

$$SAIDI = \frac{\sum (U_i)(N_i)}{\sum N_i} \quad (B.20)$$

Donde: U_i = el tiempo de salida anual en el punto de carga i.
 N_i = Número de consumidores el punto de carga i.

- Índice de duración de interrupciones promedio por consumidor (CAIDI).

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por consumidor}}{\text{Número total de interrupciones por consumidor}} \quad (B.21)$$

$$CAIDI = \frac{\sum (U_i)(N_i)}{\sum (\lambda_i)(N_i)} \quad (B.22)$$

Donde: λ_i = tasa de falla en el punto de carga i.
 U_i = tiempo de salida anual en el punto de carga i.
 N_i = Número de consumidores en el punto de carga i.

- Índice promedio de disponibilidad de servicio (ASAI).

$$ASAI = \frac{\text{Horas disponibles de servicio por consumidor}}{\text{Horas de demanda de servicio por consumidor}} \quad (B.23)$$

$$ASAI = \frac{(\sum N_i)(8760) - \sum (U_i)(N_i)}{\sum (N_i)(8760)} \quad (B.24)$$

Donde: U_i = Tiempo de salida anual en el punto de carga i .

N_i = Número de consumidores en el punto de carga i .

8760 = Número de horas durante un año.

B.5 VALORES DE TASA DE FALLA Y TIEMPOS DE REPARACIÓN

Los datos de confiabilidad de equipos eléctricos normalmente se obtienen de pruebas de campo y de reportes de fallas de equipos industriales y comerciales. La razón de una prueba es suministrar respuestas a preguntas críticas pertenecientes a las características de falla y los resultados obtenidos dependen del número de equipos reportados como fallados y su historial de operación.

Algunos índices de falla y sus correspondientes tiempos de reparación para sistemas de distribución se resumen en la tabla (B.1) [45,47] de la cual se nota que el valor de falla para los alimentadores es función de la longitud de éstos, por lo que entre más grande un alimentador, mayor probabilidad de falla tendrá. Los valores de reparación para los transformadores son en realidad los tiempos de remplazo de un transformador dañado por uno en buen estado.

Tabla B.1. Índices de falla y de reparación en sistemas de distribución.

Componente	Tasa de falla “ λ ” (fallas/año)	Tiempo medio de reparación “ r ” (horas)
Subtransmisión.	0.06 /Km.	0.5
Alimentador principal (troncal).	0.2 /Km.	1.5
Alimentador lateral (ramal).	0.15 /Km.	2.0
Transformador tipo poste.	0.006 a 0.010	85
Transformador 300 – 10000 KVA	0.0059	79.3
Reguladores 300 – 10000 KVA	0.0153	38.7
Tiempo medio de localización de una falla y de apertura y cierre de seccionador = 1 hora.		

Los índices de confiabilidad deseables que pueden tomarse como referencia según la Conferencia de Integración Regional para Latinoamérica y el grupo de distribución de la CIGRE para sistemas de distribución aéreos son [9]:

- TIU que es el tiempo promedio de interrupción anual también conocido como SAIDI, se considera como valor deseable 100 minutos/año.
- El valor promedio deseable para el SAIFI es de 1.20 salidas/año por usuario.

Es importante tener en mente que a medida que las redes de distribución tengan una automatización mayor, los índices de confiabilidad serán menores, esto porque los tiempos de reparación se reducirán y por consiguiente mayor será la calidad en el servicio.

Ejemplo B.1. Se tiene un alimentador radial con alimentación alterna como lo muestra la figura (B.4). Los índices de falla y tiempos de reparación para los respectivos componentes se encuentran en la tabla (B.2), considerando una λ (fallas/año-Km.) de 0.2/Km para el alimentador principal y 0.15/Km para los ramales. El tiempo de localización y apertura del equipo de seccionamiento se considera de 1 hora.

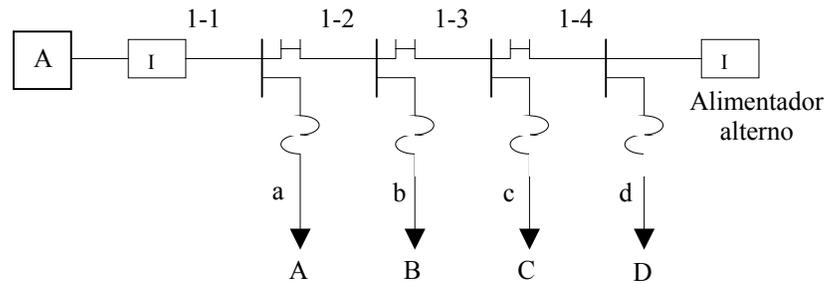


Figura B.4. Alimentador radial con enlace.

Tabla B.2. Datos de confiabilidad del ejemplo (B.1).

Componente	Longitud (Km.)	λ (fallas/año)	r (horas)
Sección 1-1	1.5	0.3	1.5
Sección 1-2	1.6	0.32	1.5
Sección 1-3	1.5	0.3	1.5
Sección 1-4	0.9	0.18	1.5
Ramal a	0.70	0.105	2.0
Ramal b	0.40	0.06	2.0
Ramal c	0.50	0.075	2.0
Ramal d	0.25	0.037	2.0

El número de usuarios en los puntos de carga es de

Usuarios en A = 550
 Usuarios en B = 790
 Usuarios en C = 1200
 Usuarios en D = 500

El estudio de confiabilidad se realiza para cada punto de carga. En el punto de carga A, cualquier falla en los ramales b, c y d, no lo afecta por la presencia de los fusibles, mientras que toda falla que se tenga en las secciones 1-2, 1-3 y 1-4 puede ser aislada por la operación de las cuchillas desconectadoras afectando a la carga A solo durante el tiempo que éstas tardan en abrirse, considerando lo anterior, la carga A se ve afectada únicamente con fallas en el alimentador principal y en su propio ramal con sus respectivos tiempos de restauración, se puede considerar que estos componentes actúan en serie, así es posible utilizar las ecuaciones (B.10), (B.11) y (B.12) para determinar λ , r y U totales en el punto de carga A, se tiene entonces que los tiempos de reparación en horas de los componentes que afectan en A son, $r_{1-1} = 1.5$, $r_{1-2} = 1$, $r_{1-3} = 1$, $r_{1-4} = 1$ y $r_a = 2$.

El índice de falla total λ_{TA} en A es

$$\lambda_{TA} = \lambda_{1-1} + \lambda_{1-2} + \lambda_{1-3} + \lambda_{1-4} + \lambda_a$$

$$\lambda_{TA} = (0.30) + (0.32) + (0.30) + (0.18) + (0.105) = 1.205 \text{ fallas/año}$$

La indisponibilidad total U_{TA} en la carga A es

$$U_{TA} = (\lambda_{1-1})(r_{1-1}) + (\lambda_{1-2})(r_{1-2}) + (\lambda_{1-3})(r_{1-3}) + (\lambda_{1-4})(r_{1-4}) + (\lambda_a)(r_a)$$

$$U_{TA} = (0.30)(1.5) + (0.32)(1) + (0.30)(1) + (0.18)(1) + (0.105)(2) = 1.460 \text{ horas/año}$$

El tiempo medio de reparación total r_{TA} en A es

$$r_{TA} = \frac{U_{TA}}{\lambda_{TA}} = \frac{1.460}{1.205} = 1.211 \text{ horas/año}$$

Al igual que en el punto de carga A, en el B toda falla en el alimentador principal lo afectará, solo que si esta ocurre en las secciones 1-1, 1-3 y 1-4, la falla puede ser aislada viéndose afectada la carga B únicamente por el tiempo de apertura de las cuchillas, no así si la falla se presenta en la sección 1-2, ya que aquí la falla afecta completamente a B y el tiempo de reparación es él de la línea, del mismo modo si la falla ocurre en su propio ramal con su correspondiente tiempo de reparación, las fallas en los ramales a, c y d no afectarán a la carga B por lo que sus correspondientes tiempos de reparación en horas para este caso son $r_{1-1} = 1$, $r_{1-2} = 1.5$, $r_{1-3} = 1$, $r_{1-4} = 1$ y $r_b = 2$.

El índice de falla total λ_{TB} en el punto B es

$$\lambda_{TB} = \lambda_{1-1} + \lambda_{1-2} + \lambda_{1-3} + \lambda_{1-4} + \lambda_b$$

$$\lambda_{TB} = (0.30) + (0.32) + (0.30) + (0.18) + (0.06) = 1.16 \text{ fallas/año}$$

La indisponibilidad total U_{TB} en B es

$$U_{TB} = (\lambda_{1-1})(r_{1-1}) + (\lambda_{1-2})(r_{1-2}) + (\lambda_{1-3})(r_{1-3}) + (\lambda_{1-4})(r_{1-4}) + (\lambda_b)(r_b)$$

$$U_{TB} = (0.30)(1) + (0.32)(1.5) + (0.30)(1) + (0.18)(1) + (0.06)(2) = 1.38 \text{ horas/año}$$

El tiempo medio de reparación total r_{TB} en B es

$$r_{TB} = \frac{U_{TB}}{\lambda_{TB}} = \frac{1.38}{1.16} = 1.189 \text{ horas/año}$$

La tabla (B.1) resume los índices de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad resultado de un análisis en cada uno de los puntos de carga.

Se pueden obtener ahora los índices de confiabilidad en distribución considerando el número de usuarios en cada carga.

De la ecuación (B.17) obtenemos el SAIFI.

$$SAIFI = \frac{(\lambda_A)(N_A) + (\lambda_B)(N_B) + (\lambda_C)(N_C) + (\lambda_D)(N_D)}{(N_A) + (N_B) + (N_C) + (N_D)}$$

Donde N_A , N_B , N_C y N_D son el número de usuarios en las respectivas cargas.

Tabla B.3. Resultados de índices de falla, tiempos de reparación e indisponibilidad del ejemplo (B.1)

Componente	Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
	λ	r	U									
Sección 1-1	0.30	1.5	0.45	0.30	1.0	0.30	0.30	1.0	0.30	0.30	1.0	0.30
Sección 1-2	0.32	1.0	0.32	0.32	1.5	0.48	0.32	1.0	0.32	0.32	1.0	0.32
Sección 1-3	0.30	1.0	0.30	0.30	1.0	0.30	0.30	1.5	0.45	0.30	1.0	0.30
Sección 1-4	0.18	1.0	0.18	0.18	1.0	0.18	0.18	1.0	0.18	0.18	1.5	0.27
Ramal a	0.10	2.0	0.20									
Ramal b				0.06	2.0	0.12						
Ramal c							0.07	2.0	0.14			
Ramal d										0.03	2.0	0.06
Total	1.20	1.21	1.46	1.16	1.18	1.38	1.17	1.18	1.39	1.13	1.10	1.25

Así se tiene

$$SAIFI = \frac{(1.205)(550) + (1.16)(790) + (1.175)(1200) + (1.137)(500)}{(550) + (790) + (1200) + (500)}$$

$$SAIFI = 1.1702 \text{ interrupciones/usuario - año}$$

De la ecuación (B.20) obtenemos el SAIDI.

$$SAIDI = \frac{(U_A)(N_A) + (U_B)(N_B) + (U_C)(N_C) + (U_D)(N_D)}{(N_A) + (N_B) + (N_C) + (N_D)}$$

$$SAIDI = \frac{(1.46)(550) + (1.38)(790) + (1.39)(1200) + (1.25)(500)}{3040}$$

$$SAIDI = 1.377 \text{ horas/usuario - año}$$

De la ecuación (B.22) obtenemos el CAIDI.

$$CAIDI = \frac{(U_A)(N_A) + (U_B)(N_B) + (U_C)(N_C) + (U_D)(N_D)}{(\lambda_A)(N_A) + (\lambda_B)(N_B) + (\lambda_C)(N_C) + (\lambda_D)(N_D)}$$

$$CAIDI = \frac{4186.20}{3557.65} = 1.176 \text{ horas/consumidor - interrupción}$$

De la ecuación (B.24) obtenemos el ASAI

$$ASAI = \frac{\sum N_i * (8760) - \sum (U_i)(N_i)}{(\sum N_i)(8760)}$$

$$ASAI = \frac{(3040)(8760) - (4186.20)}{(3040)(8760)}$$

$$ASAI = 0.9998$$

De lo anterior se nota que se tienen valores aceptables de confiabilidad, esto es por la presencia del equipo de protección y seccionamiento así como el uso de un enlace con otro alimentador lo cual desde el punto de vista de confiabilidad es importante ya que permite mantener la mayor parte de las cargas energizadas durante una contingencia, mientras que en condiciones normales se encuentra en estado abierto para mantener la configuración radial del alimentador.

APÉNDICE C

ESTUDIOS REALIZADOS CON EL PROGRAMA SYNERGEE

C.1 INTRODUCCIÓN

La herramienta empleada para los estudios en este trabajo es un programa propiedad de Comisión Federal de Electricidad (CFE) de nombre Synergee® 2000 Electric 3.1 y se usó en el análisis de los diferentes criterios óptimos de planeación descritos en el capítulo 4 con el objeto de tener mejores resultados. Este programa fue realizado por la Stoner Associates [17] para trabajar bajo el sistema operativo Windows® y está diseñado exclusivamente para el análisis de sistemas de distribución.

El programa contiene una amplia base de datos de equipos comerciales como capacitores, transformadores, reguladores, conductores, cuchillas seccionadoras, interruptores, etcétera, a través de los cuales se forma un archivo de entrada, este archivo se genera por medio de un editor gráfico que permite crear la red a estudiar como un diagrama unifilar.

Una de las principales capacidades del programa Synergee® es que hace uso de matrices de componentes de fase para modelar cada uno de los elementos de un sistema, esto es importante porque permite tomar en cuenta condiciones de desbalance así como diferentes tipos de conexión en equipos como estrella, delta o delta abierta.

Por ser un programa hecho para sistemas de distribución, todos los estudios que hace son para sistemas radiales puesto que en este tipo de redes es difícil encontrar anillos. Los estudios que puede realizar hacen de este programa una buena herramienta para la planeación y son los siguientes:

- Análisis de flujos de carga.
- Análisis de fallas.
- Análisis de motores a rotor bloqueado.
- Análisis de arranque de motores.
- Localización de capacitores.
- Análisis de armónicos.
- Reconfiguración óptima de alimentadores.
- Análisis de contingencia.
- Análisis de confiabilidad.
- Análisis de coordinación de protecciones

C.2 ESTUDIOS UTILIZADOS

Para el desarrollo del presente trabajo se emplearon cuatro estudios de los mencionados anteriormente, éstos son el análisis de flujos de potencia, la localización óptima de capacitores, la reconfiguración óptima de alimentadores y el análisis de confiabilidad. Es importante mencionar que todos los estudios se hacen para alimentadores radiales.

C.2.1 Estudio de flujos de potencia

Aunque los algoritmos convencionales de flujos de potencia como son el Gauss Seidel o Newton Raphson empleados ampliamente en redes de transmisión pueden ser utilizados en los análisis de sistemas de distribución en ocasiones estos métodos tienen problemas de convergencia por la naturaleza radial de los alimentadores de distribución en los que se llegan a encontrar nodos con caídas de tensión de hasta 20% ó 25% por abajo del voltaje nominal. El programa Synergee® emplea un método iterativo de flujos de potencia especial para sistemas radiales el cual recibe el nombre de “método de flujo de potencia radial” y que consiste en cada iteración principalmente en dos etapas, una conocida como proceso hacia arriba y la otra como proceso hacia abajo. En el proceso hacia arriba se toma el último nodo de la red vista desde la fuente y se calcula su potencia activa y reactiva así como las pérdidas en sus respectivas secciones, se sigue este proceso en cada nodo hasta llegar al primero, todos los cálculos se hacen con los valores de voltaje inicializados en magnitud de 1.0 p.u. y ángulo de 0° . Una vez que se tienen todas las potencias en cada nodo se ajusta el valor de los voltajes en el proceso hacia abajo que comienza con el primer nodo después de la fuente hasta el último finalizando así la primera iteración. Se procede a seguir con la segunda iteración con los voltajes ajustados y se continúa hasta completar el número total de iteraciones. La figura (A.1) muestra un ejemplo de esto.

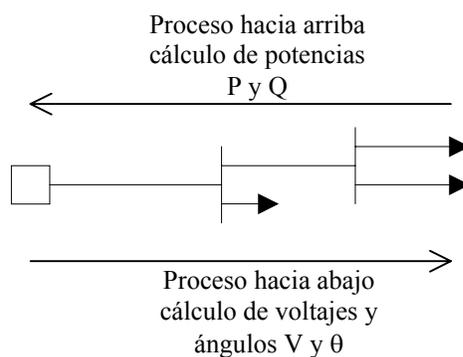


Figura C.1. Proceso hacia arriba y hacia abajo para el análisis de flujos de potencia.

A manera de ilustrar mejor el método las siguientes ecuaciones muestran el caso particular de un sistema de distribución completamente balanceado utilizando su modelo equivalente monofásico de secuencia positiva, en este caso solo se consideran las impedancias de las líneas [28].

$$P_i = P_{Li} + \sum^{NK_i} P_{Lk} + \sum^{SK_i} R_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \quad (C.1)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum^{NK_i} Q_{Lk} + \sum^{SK_i} X_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{V_k^2} \quad (C.2)$$

$$A_i = 2(P_i R_i + Q_i X_i) - V_{i-1}^2 \quad (C.3)$$

$$B_i = (P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2) \quad (C.4)$$

$$V_i^4 + A_i V_i^2 + B_i = 0 \quad (C.5)$$

$$\theta_i = \theta_{i-1} - \text{tg}^{-1} \left[\frac{P_i X_i - Q_i R_i}{P_i R_i + Q_i X_i + V_i^2} \right] \quad (C.6)$$

- Donde: V_{i-1}, V_i = Magnitudes de voltaje en los nodos i-1 e i.
 R_i, X_i = Resistencia y reactancia inductiva de la sección i.
 R_K, X_K = Resistencia y reactancia inductiva de la sección K.
 N_{Ki} = Conjunto de nodos que inciden directamente en el nodo i.
 S_{ki} = Conjunto de secciones que inciden directamente en el nodo i.
 P_i, Q_i = Potencia activa y potencia reactiva total en nodo i.
 P_{LK}, Q_{LK} = Carga activa y carga reactiva en el nodo K.
 P_K, Q_K = Potencia activa y potencia reactiva total en nodo K.
 V_K = Magnitud de voltaje en el nodo K.
 θ_i = Ángulo de voltaje en el nodo i.
 θ_{i-1} = Ángulo de voltaje en el nodo i-1.

El método iterativo consiste en usar las ecuaciones (C.1) y (C.2) en el proceso hacia arriba y las ecuaciones (C.3), (C.4), (C.5), (C.6) y en el proceso hacia abajo. V_i se puede conocer porque cuando inicia el proceso hacia abajo V_{i-1} es el voltaje de la fuente. Las ventajas de este método son primero que no necesita una representación del sistema en matriz (\mathbf{Z}_{bus}), lo que permite el análisis de grandes sistemas sin problemas de almacenamiento de cómputo y segundo, la solución se encuentra en pocas iteraciones que lo hace sumamente rápido para otros procesos como la localización de capacitores y la reconfiguración óptima. La figura (C.2) muestra el diagrama a bloques en forma general para el método de flujos de potencia radial.

C.2.2 Estudio de localización óptima de capacitores

Como se mencionó en el capítulo 4 este programa hace uso de una optimización local en una manera acumulativa para cada capacitor manejando a la ubicación de un capacitor como un estado para de esta manera encontrar el mejor estado y con éste el siguiente mejor estado hasta completar el número de capacitores a ubicar. Una mejor descripción del método se da en el capítulo 4. La figura (C.3) ilustra el proceso de ubicación de capacitores mediante un diagrama a bloques.

C.2.3 Estudio de reconfiguración óptima de alimentadores

Al igual que para ubicar capacitores, el programa hace uso de una optimización local a través de sucesivos estados para la reconfiguración, tomando combinaciones de pares de desconectores siendo uno de enlace entre alimentadores y otro de seccionamiento. Lo anterior permite llegar a una solución sin necesidad de una exhaustiva búsqueda necesaria para un óptimo global pero que será cercana a ésta [17]. Los detalles se dan en el capítulo 4. La figura (C.4) muestra el diagrama a bloques en forma general de este proceso.

C.2.4 Estudio de confiabilidad en sistemas radiales

El programa también determina los índices de confiabilidad globales del sistema mediante los valores de probabilidad de falla y tiempos de reparación de cada componente. Los índices de confiabilidad que se obtienen son el SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, que se describen en el apéndice B. La figura (C.5) muestra en forma esquemática a partir de un diagrama a bloques el estudio de confiabilidad.

C.2.5 Datos necesarios para utilizar el programa Synergee®

La tabla siguiente muestra los datos de entrada requeridos para el uso del programa Synergee® de acuerdo a los estudios utilizados así como sus principales resultados.

Tabla C.1 Datos para el uso del programa Synergee®

Dibujar en el programa el diagrama unifilar de la red en estudio.			
Estudio de flujos de potencia			
Secciones.	Transformadores y reguladores.	Bancos de capacitores.	Resultados
Longitud, distancia equivalente, tipo de conductor, número de fases, potencia en KW y KVAR en las tres fases, voltaje nominal, índice de crecimiento.	Impedancia en por ciento, relación de transformación, tipo de conexión, relación R/X.	Tamaño del banco de capacitores, tipo de conexión.	Voltaje en todos los nodos, corriente en todas la secciones, pérdidas en todas las secciones, pérdidas totales, desbalance, secciones sobrecargadas.
Estudio de localización óptima de capacitores			
Datos de entrada		Resultados	
Número total de bancos de capacitores, factor de potencia máximo permitido, sobrevoltaje permitido. (El resto de los datos es el mismo que para el estudio de flujos de potencia).		Sección de ubicación para cada banco de capacitores, pérdidas totales sin capacitores, pérdidas totales con capacitores, voltaje en los nodos, corriente en secciones, desbalance, secciones sobrecargadas.	
Estudio de reconfiguración óptima de alimentadores			
Datos de entrada		Resultados	
Posición de seccionadores, seccionadores normalmente abiertos, seccionadores normalmente cerrados, capacidad de corriente de seccionadores. (El resto de los datos es el mismo que para el estudio de flujos de potencia).		Seccionadores que habrán de ser abiertos y seccionadores que habrán de cerrarse, pérdidas antes de la reconfiguración y pérdidas después de la reconfiguración.	
Estudio de confiabilidad			
Datos de entrada		Resultados.	
Datos de λ , r , de cada componente, número de usuarios en los nodos de carga y tiempo promedio de localización de falla y apertura de equipo de seccionamiento.		Índices de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI).	

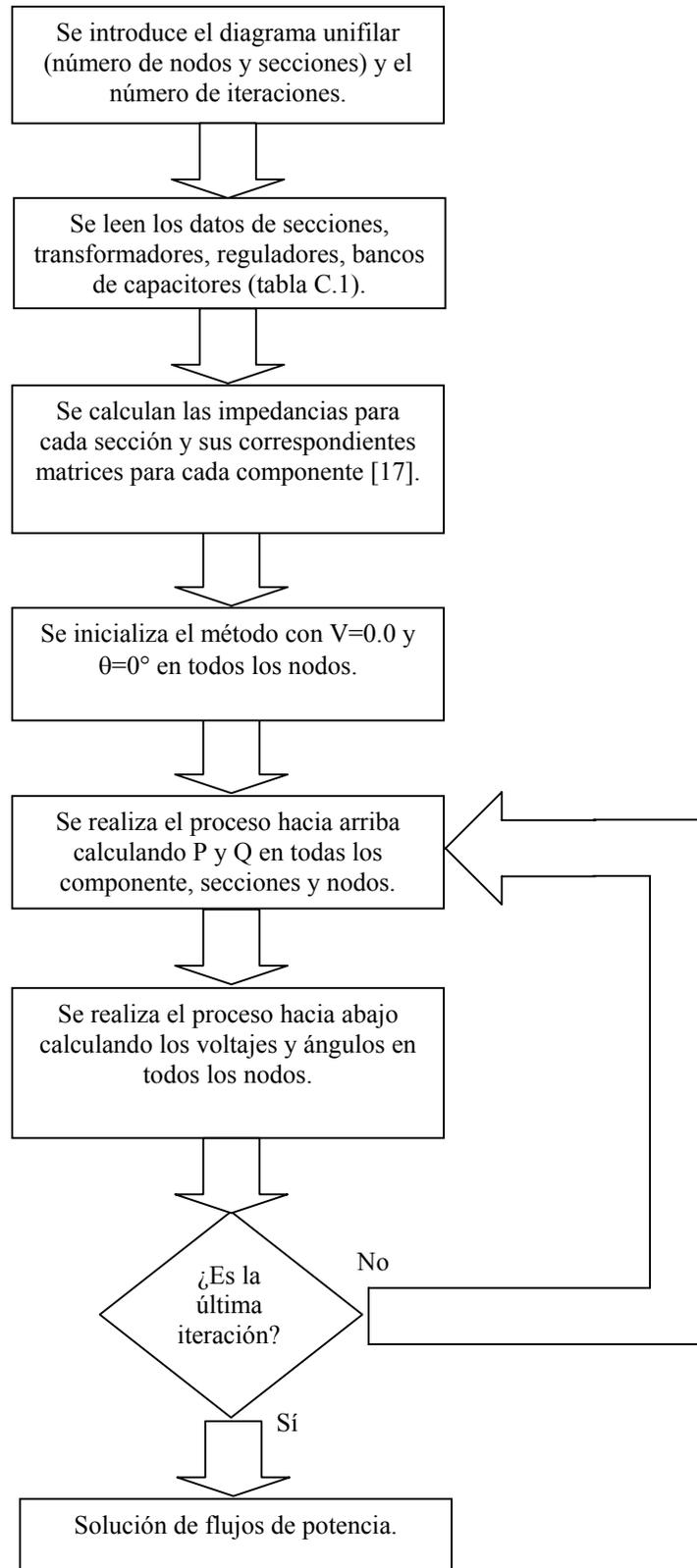


Figura C.2. Diagrama de bloques para el estudio de flujos de potencia.

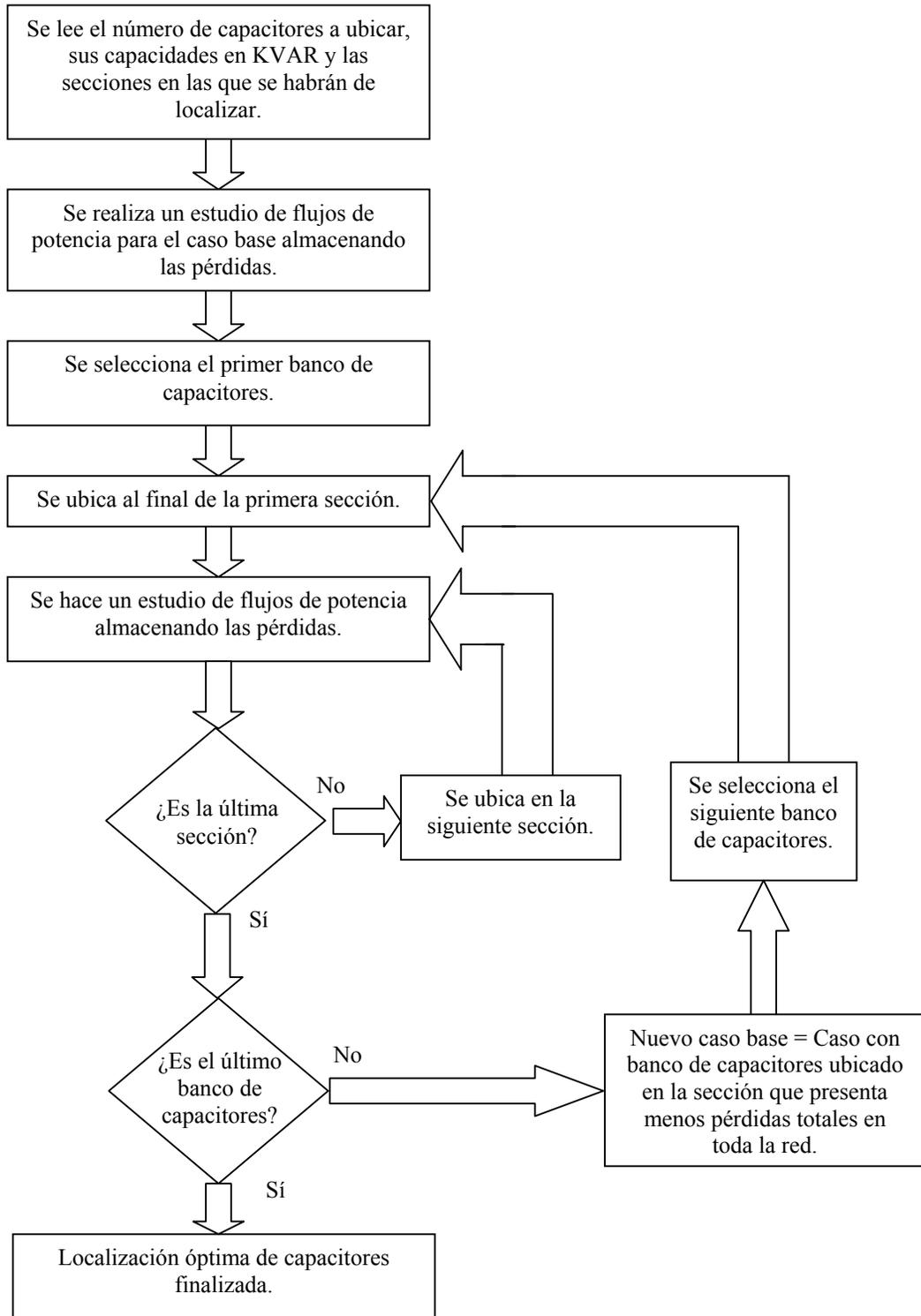


Figura C.3. Diagrama de bloques para la localización óptima de capacitores.

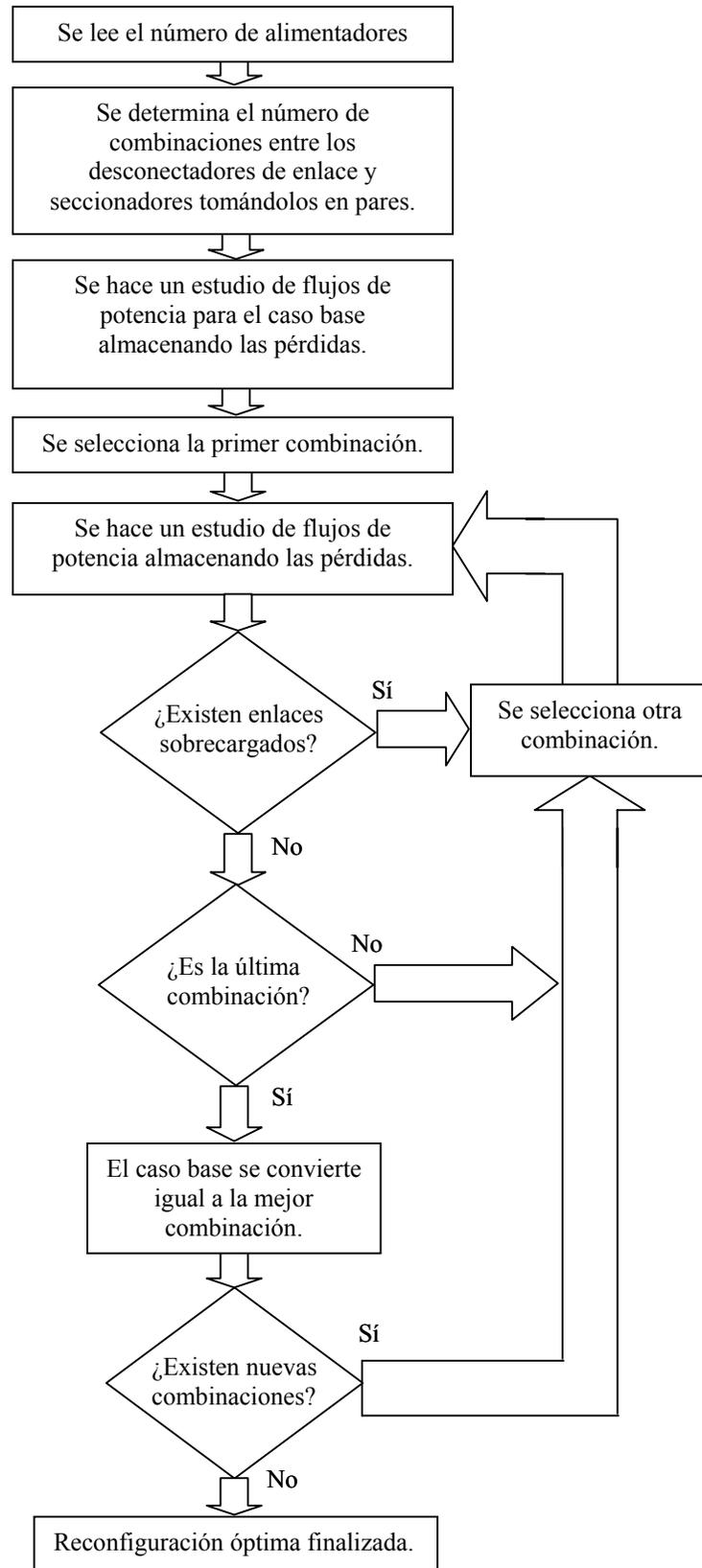


Figura C.4. Diagrama de bloques para la reconfiguración óptima.

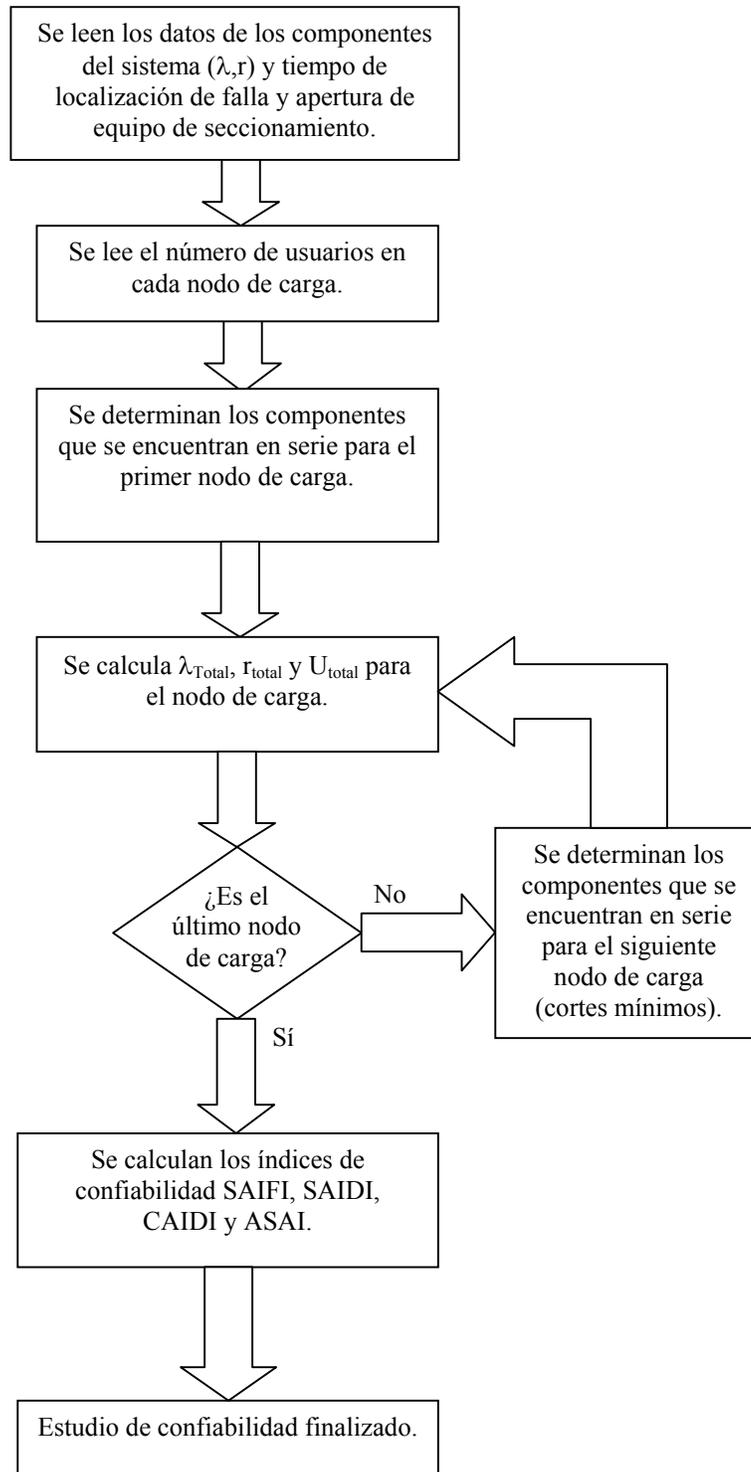


Figura C.5. Diagrama de bloques para el estudio de confiabilidad.

APÉNDICE D

RESULTADOS DE COSTOS

D.1 PRINCIPALES RESULTADOS DE COSTOS A VALOR PRESENTE

La tabla (D.1) muestra los costos a valor presente más significativos que resultan de evaluar diferentes alternativas para la minimización de las pérdidas en los alimentadores, 4140 y 4160.

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente.

Alimentadores 4160 y 4140.					
Cambio de transformadores existentes sobrecargados					
Transformador -(KVA).	Costo a valor presente existente (\$).	Costo de inversión (\$).		Costo a valor presente (\$).	
		Convencional	Amorfo	Convencional	Amorfo
60T1-112.5	33110.0	58941.0	72856.0	88398.0	89559.0
60T4-225	57330.0	102066.0	126762.0	158718.0	154717.0
60T8-45	16017.0	33066.0	40512.0	47459.0	48528.0
60T9-112.5	33733.0	58941.0	72856.0	88802.0	89963.0
60T10-112-5	34358.0	58941.0	72856.0	89198.0	90342.0
Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.					
Caso Base.					
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).		
0.0	4394535.0	2762945.0	7157480.0		
Reconfiguración alimentador 4140 (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198).					
400.0	3204551.0	2309234.0	5514185.0		
Reconfiguración y recalibración (Sección 40-1 a calibre 336).					
110800.0	2822344.0	2284124.0	5217268.0		
Reconfiguración y recalibración (Sección 40-1 a calibre 556).					
169294.0	2419391.0	2257686.0	4846371.0		
Reconfiguración y recalibración (Sección 40-1 calibre 556, sección 40-2 calibre 336).					
221865.0	2251197.0	2246660.0	4719722.0		
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1 y 40-2 a calibre 556).					
249720.0	2071356.0	2234907.0	4555984.0		

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.			
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2 calibre 556, sección 40-3 calibre 336).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
281262.0	1982795.0	2229093.0	4493150.0
Reconfiguración y Recalibración (Secciones 40-1, 40-2 y 40-3 a calibre 556).			
291975.0	2180644.0	2222941.0	4403585.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3 calibre 556 y sección 40-4 a calibre 336).			
344546.0	1759830.0	2214509.0	4318886.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4 a calibre 556).			
372401.0	1622698.0	2205563.0	4200662.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5 a calibre 556).			
388486.0	1590943.0	2203408.0	4182837.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 a calibre 556).			
420660.0	1517840.0	2198596.0	4137096.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556).			
436745.0	1395497.0	2190577.0	4023269.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6, 40-7 a calibre 556)			
468915.0	1518109.0	2198584.0	4185608.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (300 KVAR en 40-6).			
465595.0	1339466.0	2187031.0	3992092.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6).			
470011.0	1289268.0	2183861.0	3943145.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6, 300 KVAR en 40-2).			
498861.0	1260509.0	2182019.0	3941389.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (600 KVAR en 40-6).			
521277.0	1207856.0	2178649.0	3907782.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6).			
530109.0	1151573.0	2174927.0	3856609.0

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.			
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6, 600 KVAR en 40-6).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
581375.0	1119254.0	2172597.0	3873226.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (2 bancos de 1200 KVAR en 40-6).			
590207.0	1111487.0	2171745.0	3873439.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (2 bancos de 1200 KVAR en 40-6, 600 KVAR en 40-1).			
641473.0	1112568.0	2171632.0	3925673.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6), regulador (334 KVA en 40-7).			
675109.0	1224738.0	2174877.0	4074724.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6), regulador (750 KVA en 40-6).			
775109.0	1263716.0	2172171.0	4210996.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6), regulador (750 KVA en 40-5).			
775109.0	1254876.0	2171507.0	4201492.0
Reconfiguración, recalibración (secciones 40-1, 40-2, 40-3, 40-4, 40-5, 40-6 y 40-16 a calibre 556), capacitores fijos (600 KVAR en 40-6), capacitores desconectables (1200 KVAR en 40-6), regulador (750 KVA en 40-4).			
775109.0	1256349.0	2171570.0	4203028.0
Reconfiguración y nuevo circuito(1050 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T1).			
780446.0	2993046.0	2295338.0	6068830.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1050 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T1).			
794989.0	2992587.0	2295313.0	6082889.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1050 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T1).			
861833.0	2992044.0	2295275.0	6149152.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1550 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T1 y 40T2).			
840642.0	2754959.0	2279726.0	5875327.0

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.			
Reconfiguración y nuevos circuito (1550 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T1 y 40T2).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
862109.0	2750610.0	2279438.0	5892157.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1550 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T1 y 40T2).			
960784.0	2746149.0	2279150.0	5986083.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1850 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3).			
876759.0	2517399.0	2264127.0	5658285.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1850 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3).			
902381.0	2505321.0	2263337.0	5671039.0
Reconfiguración y nuevo circuito (1850 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3).			
1020154.0	2492474.0	2262498.0	5775126.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2350 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4 y 40T5).			
936954.0	2351255.0	2253213.0	5541422.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2350 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4 y 40T5).			
969502.0	2332041.0	2251960.0	5553503.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2350 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4 y 40T5).			
1119105.0	2311534.0	2250619.0	5681258.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2450 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4, 40T5 y 40T6).			
948939.0	2095682.0	2236436.0	5281057.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2450 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4, 40T5 y 40T6).			
982926.0	2059217.0	2234055.0	5276198.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2450 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T1, 40T2, 40T3, 40T4, 40T5 y 40T6).			
1138895.0	2020459.0	2231524.0	5390879.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 266 alimentando carga 40T7).			
973072.0	1778797.0	2215624.0	4967493.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 336 alimentando carga 40T7).			
1009774.0	1397398.0	2190627.0	4597799.0

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.			
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
1178476.0	998611.0	2164515.0	4341603.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-1 a calibre 336).			
1288876.0	953240.0	2161546.0	4403662.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-1 a calibre 556).			
1347370.0	905234.0	2158413.0	4411018.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336).			
1188990.0	984668.0	2163601.0	4337260.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 556).			
1194561.0	9698892.0	2162636.0	4327090.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (300 KVAR en nuevo circuito).			
1223411.0	932705.0	2160305.0	4316422.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (300 KVAR en nuevo circuito y 40-3).			
1252261.0	911504.0	2158676.0	4322441.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito y 300 KVAR en 40-3).			
1256677.0	875880.0	2156709.0	4289266.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito y 300 KVAR en 40-3), capacitores desconectables (600 KVAR en nuevo circuito).			
1307943.0	832131.0	2153853.0	4293927.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito y 300 KVAR en 40-3), capacitores desconectables (600 KVAR en nuevo circuito y 40-7).			
1359209.0	802935.0	2151885.0	4314030.0

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4140.			
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito y 300 KVAR en 40-3), capacitores desconectables (1200 KVAR en nuevo circuito y 600 KVAR en 40-7).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
1368041.0	783479.0	2150469.0	4301990.0
Reconfiguración y nuevo circuito (2650 metros de línea calibre 556 alimentando carga 40T7), recalibración (Sección 40-16 a calibre 336), capacitores fijos (600 KVAR en nuevo circuito y 300 KVAR en 40-3), capacitores desconectables (1200 KVAR en nuevo circuito, 600 KVAR nuevo circuito y 40-7).			
1419307.0	787506.0	2150432.0	4357245.0
Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4160.			
Caso base.			
0.0	861510.0	1240438.0	2101948.0
Reconfiguración alimentador 4160 (abrir seccionador T0068 y cerrar enlace T0198).			
400.0	1589229.0	1634897.0	3224526.0
Reconfiguración y recalibración (Sección 60-1 a calibre 336).			
168628.0	1315327.0	1623050.0	3107005.0
Reconfiguración y recalibración (Sección 60-1 a calibre 556).			
257763.0	1037581.0	1610624.0	2905968.0
Reconfiguración y recalibración (Sección 60-1 a calibre 556 y sección 60-2 a calibre 336).			
284048.0	987453.0	1608880.0	2880381.0
Reconfiguración y recalibración (Sección 60-1 a calibre 556 y sección 60-2 a calibre 556).			
297976.0	944350.0	1607019.0	2849346.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2 a calibre 556 y sección 60-3 a calibre 336).			
319004.0	923802.0	1606127.0	2848933.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2 a calibre 556 y sección 60-3 a calibre 556).			
330146.0	902407.0	1605209.0	2837762.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3 a calibre 556 y sección 60-4 a calibre 336).			
335803.0	897287.0	1605010.0	2838700.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3 a calibre 556 y sección 60-4 a calibre 556).			
338188.0	892965.0	1604796.0	2835950.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556).			
346230.0	884620.0	1604432.0	2835282.0

Tabla D.1. Resumen de resultados de costos a valor presente (continuación).

Minimización de pérdidas en líneas alimentador 4160.			
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4, 60-5 y 60-6 a calibre 556).			
Costo de inversión (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en líneas (\$).	Costo a valor presente de pérdidas en transformadores (\$).	Costo total a valor presente (\$).
354272.0	877966.0	1604142.0	2836380.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4, 60-5, 60-6 y 60-7 a calibre 556).			
434698.0	810934.0	1601249.0	2846881.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4, 60-5, 60-6, 60-7 y 60-8 a calibre 556).			
458825.0	791415.0	1600414.0	2850655.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556), capacitores fijos (300 KVAR en 60-15).			
375080.0	829752.0	1602167.0	2806999.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556), capacitores fijos (300 KVAR en 60-15 y 60-2).			
403930.0	805344.0	1601141.0	2810416.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556), capacitores fijos (300 KVAR en 60-15), capacitores desconectables (600 KVAR en 40-9).			
426346.0	752363.0	1598851.0	2777561.0
Reconfiguración y recalibración (Secciones 60-1, 60-2, 60-3, 60-4 y 60-5 a calibre 556), capacitores fijos (300 KVAR en 60-15), capacitores desconectables (600 KVAR en 40-9 y 60-10).			
477612.0	720620.0	1597372.0	2795605.0

En el caso que contempla regulador de tensión el costo de las pérdidas en líneas también contiene el costo de las pérdidas en el regulador de tensión.