

# **INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

*SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN*

PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON  
CONSIDERACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA A LOS USUARIOS

**TESIS.**

**Que presenta:**

**J. Dolores Becerra Chávez.**

**Para obtener el grado de:**

**Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica.**

México D.F. Marzo del 2002.



# DEDICATORIA

CON TODO RESPETO Y ADMIRACIÓN A MIS QUERIDOS PADRES

OTILIA CHÁVEZ RODRÍGUEZ

J. DOLORES BECERRA RANGEL

QUIENES A PESAR DE TANTAS ADVERSIDADES SUPIERON MOSTRARME EL CAMINO DE LA VOLUNTAD Y EL CORAJE; A QUIENES LES DEBO TODO LO QUE SOY.

A MIS HERMANOS

JUANITA, MARIA DEL CARMEN, ADELA Y MANUEL POR SU APOYO INCONDICIONAL

# AGRADECIMIENTOS

Especialmente al M.C. Gilberto Enríquez Harper por su acertada dirección en este trabajo de tesis, por sus sugerencias, apoyo y consejos que fueron mas allá del aspecto académico.

A todos los profesores del Programa del Posgrado en Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, quienes contribuyeron a mi formación académica.

Al Ing. Ramiro y la Arq. Lucy por su apoyo con información de las redes de distribución

A la Sra. Graciela Alcantara por su amabilidad durante mi estancia en la ciudad de México en mis estudios de maestría.

A mis compañeros y amigos por brindarme su amistad y apoyo incondicional durante mi estancia, en especial a Dora Luz, Iris Brisa, Marco C., Godofredo, Jaime, José del Carmen, Gabriel López, Gabriel Moreno, Norberto, sin olvidar a aquellos de los que no hago mención.

## RESUMEN

Actualmente el concepto de calidad de la energía ha llegado a ser uno de los principales temas en los sistemas eléctricos de potencia y más particularmente en el sector de distribución dada la estrecha relación que existe entre el suministro de electricidad y el usuario.

El problema de calidad de la energía no es nuevo ya que siempre ha existido, lo notable es la gran proliferación de cargas eléctricas sensibles a ciertas perturbaciones de la onda de tensión, además de los equipos de electrónica de potencia que contribuyen a la mala calidad de la energía con niveles de armónicas considerables, causando así grandes efectos socioeconómicos [3,51].

Este trabajo presenta en primera instancia un análisis de los aspectos fundamentales de la calidad de la energía que más afectan a los usuarios (variaciones rápidas de voltaje, fluctuaciones de voltaje, variaciones lentas de voltaje y la distorsión armónica) y que pueden ser controlados en la fase de planeación del suministro eléctrico. Y como objetivo principal se presenta una metodología para planear redes de distribución que considere éstos aspectos de calidad de la energía para resolver la incompatibilidad entre el suministro de electricidad y la carga de los usuarios. Se incluye además dentro de ésta metodología el concepto de confiabilidad.

Tanto la confiabilidad y la calidad de la energía son evaluadas en diversas alternativas de la red de distribución mediante herramientas computacionales ya existentes.

La metodología de planeación también considera los costos de calidad y confiabilidad en un análisis costo-beneficio, lo cual permitirá obtener la mejor alternativa de planeación.

## ABSTRACT

Currently, the concept of power quality has ended up being one of the main topics in the electric power systems, particularly in the distribution sector given the proximity between the electricity supply and the customer.

The problem of power quality is not new, since it has always existed, however, the great proliferation of loads and electric equipment are sensitive to interferences of the wave of tension, also, the contribution for the same cause big socioeconomic effects [3,51].

This work presents an analysis of the fundamental aspects of power quality concepts that most affect the customer (harmonics, short-duration voltage variations and short-duration voltage variations). These problems can be solved in the electrical planning supply. The main objective of the methodology presented is to plan distribution networks that considers these aspects of power quality, to solve the incompatibility between the electricity supply and the load, then, is also considered inside this methodology the concept of reliability.

Then, the reliability and the power quality are evaluated in diverse alternatives of distribution networks by digital tools existent.

Finally, the planning methodology considers the costs of quality and reliability in a cost benefit analysis, thus enabling the selection of the best planning alternative.

# ÍNDICE

CONTENIDO	PÁGINA
Índice de tablas	vii
Índice de figuras	x
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1 Introducción	1
1.2 Estado del arte	3
1.3 Objetivo de la tesis	6
1.4 Justificación de la tesis	7
1.5 Aportaciones de la tesis	8
1.6 Estructura de la tesis	9
<b>CAPÍTULO 2. CONSIDERACIONES DE LACALIDAD DEL SUMINISTRO A USUARIOS PARA LA PLANEACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	
2.1 Introducción.	10
2.2 Calidad del suministro de energía eléctrica.	11
2.2.1 El concepto de calidad del suministro.	11
2.2.2 Calidad de la onda de tensión.	12
2.2.2.1 <i>Perturbaciones de la onda.</i>	12
2.2.3 Atención al usuario.	14
2.2.3.1 <i>Las curvas CBEMA e ITI.</i>	15

<b>2.3 Aspectos de la calidad del suministro considerados en la planeación de redes de distribución.</b>	<b>18</b>
2.3.1 Variaciones rápidas de voltaje.	19
2.3.1.1 <i>Efectos de las variaciones rápidas de voltaje.</i>	19
2.3.1.2 <i>Característica de las variaciones rápidas.</i>	20
2.3.1.3 <i>Fallas en el sistema de distribución.</i>	23
2.3.1.3.1 <i>Falla de tres fases.</i>	23
2.3.1.3.2 <i>Falla de fase a tierra.</i>	25
2.3.1.3.3 <i>Conexión de cargas robustas.</i>	27
2.3.2 Fluctuaciones de voltaje (flicker).	29
2.3.2.1 <i>Límites de fluctuación.</i>	30
2.3.2.1 <i>Conexión de cargas.</i>	32
2.3.2.1 <i>Ejemplo de flicker.</i>	33
2.3.3 Variaciones lentas de voltaje.	35
2.3.3.1 <i>Suministro estándar de voltaje.</i>	35
2.3.3.2 <i>La regulación de voltaje.</i>	36
2.3.3.3 <i>Ejemplo de variaciones lentas de voltaje.</i>	38
2.3.4 Armónicas.	40
2.3.4.1 <i>Fuentes de armónicas en la red.</i>	40
2.3.4.2 <i>Flujos de armónicas.</i>	42
2.3.4.3 <i>Especificaciones armónicas.</i>	43
2.3.4.4 <i>Efectos de las armónicas en los sistema eléctricos.</i>	46
2.3.4.4.1 <i>Circuitos resonantes.</i>	46
2.3.4.4.1 <i>Potencia y factor de potencia</i>	49
2.3.4.5 <i>Ejemplo distorsión armónica.</i>	50
<b>2.4 Índices de calidad del servicio.</b>	<b>52</b>

## **CAPÍTULO 3. LA CONFIABILIDAD, LA CALIDAD DEL SUMINISTRO Y EL IMPACTO EN LOS COSTOS**

<b>3.1 Introducción.</b>	<b>54</b>
<b>3.2 Consideraciones económicas de la calidad y confiabilidad.</b>	<b>55</b>
3.2.1 Costos asociados a la calidad del suministro.	57
3.2.1.1 Costos por pérdidas eléctricas	58
3.2.2 Costos asociados a la confiabilidad del suministro.	59
3.2.2.1 <i>Costos de interrupciones.</i>	59
3.2.2.1.1 <i>Funciones de daño</i>	60
3.2.2.1.2 <i>Método de evaluación</i>	60
3.2.2.3 <i>Costos de inversión de confiabilidad.</i>	62
3.2.3 El dinero en el tiempo.	63

<b>3.3 La red de estudio.</b>	64
3.3.1 <i>Características generales del sistema.</i>	64
3.3.2 <i>Características eléctricas de la carga.</i>	66
3.3.2.1 <i>Cargas motoras.</i>	68
3.3.2.1 <i>Cargas no lineales.</i>	69
<b>3.4 Metodología de planeación.</b>	70
4.4.1 <i>Objetivos de planeación</i>	72
4.4.2 <i>Estudio de variaciones rápidas y fluctuaciones de voltaje.</i>	73
4.4.3 <i>Estudio de regulación de voltaje.</i>	76
4.4.4 <i>Estudio de armónicas.</i>	78
4.4.4 <i>Estudio de confiabilidad.</i>	80

## CAPÍTULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones.	82
4.2 Aportaciones.	86
4.3 Recomendaciones para trabajos futuros.	87

## APÉNDICE A HERRAMIENTAS DE ESTUDIO

A.1 El programa DISREL.	93
A.2 El programa de CORTO CIRCUITO.	98
A.3 El programa CYMDPA.	102
A.3.1 Estudio de regulación de voltaje.	103
A.3.2 Localización de capacitores	104
A.3.3 Estudio de arranque de motores	105
A.4 El programa CYMHARMO	107



## APÉNDICE B RESULTADOS OBTENIDOS

B.1 Resultados de confiabilidad.	110
B.2 Resultados de corto circuito trifásico.	121
B.3 Resultados de corto circuito monofásico.	123
B.4 Resultado de arranque de motores.	129
B.5 Resultado de regulación de voltaje.	131
B.6 Resultado de flujos armónicos.	133

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Monitoreo de disturbios de voltaje	3
1.2	Monitoreo de sobrevoltajes y bajovoltajes realizados por Con Edison	4
1.3	Monitoreo de distorsión armónica total de voltaje THD% (V)	4
2.1	Clasificación y características de la calidad de la energía en sistemas eléctricos	13
2.2	Tiempos de liberación de fallas por tipo de equipos de protección	21
2.3	Voltaje pu. del usuario 1 y 19 debido a fallas de corto circuito trifásico cercanas y lejanas	23
2.4	Voltaje pu. del usuario 1 y 19 debido a fallas de corto circuito monofásico cercanas y lejanas	25
2.5	Resultado de flujos de carga para arranque de motores en el sistema de prueba	28
2.6	Resultado de fluctuaciones de voltaje en el nodo del usuario 2 ante el arranque de 2 motores	33
2.7	Voltaje y regulación de voltaje debido a la caída de tensión en alimentadores y cambio en el factor de potencia de la carga de 0.80 a 0.95 para el usuario 15 para dos alternativas de red	38
2.8	Fuentes de armónicas comunes	41
2.9	Porcentaje típico de distorsión armónica de fuentes armónicas	41
2.10	Límites de distorsión de corriente para sistemas de distribución generales	45
2.11	Límites de distorsión de voltaje en sistemas de distribución	45
2.12	Resultado del estudio de flujos de armónicas en el bus del usuario 15	50
2.13	Resultado de resonancia paralelo en el bus 15 para cuatro alternativas de compensación	51
2.14	Índices de calidad de la energía aplicados a la planeación de redes de distribución	52
3.1	Costos de interrupción en \$/KW en varios sectores	60
3.2	Tabla de precios unitarios para cotización de alternativas	62
3.3	Característica de la carga en los alimentadores de distribución QRO-4150 y QRO-4160	67
3.4	Características de las cargas motoras	68
3.5	Características de las cargas generadoras de armónicas	69
3.5	Valores objetivo de planeación de red de distribución	72
3.6	Inversión inicial de cada alternativa de planeación	77
3.7	Resultados de resonancia paralelo en buses de compensación de potencia reactiva (11 y15) para cuatro alternativas de red	78
3.8	Costo de alternativa y confiabilidad	80

A.1	Datos de confiabilidad de equipos de distribución	93
A.2	Datos de equipos para el estudio de flujos de carga	102
A.3	Características y modelos del equipo a utilizar para el estudio de flujos de armónicas	107
B.1	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4150	111
B.2	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4160	112
B.3	Índices de confiabilidad	112
B.4	Costos de la alternativa 1	112
B.5	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4150	113
B.6	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4160	114
B.7	Índices de confiabilidad	114
B.8	Costos de la alternativa 2	114
B.9	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4150	115
B.10	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4160	116
B.11	Índices de confiabilidad	116
B.12	Costos de la alternativa 3	116
B.13	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4150	117
B.14	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4160	118
B.15	Índices de confiabilidad	118
B.16	Costos de la alternativa 4	118
B.17	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4150	119
B.18	Parámetros de confiabilidad del alimentador QRO-4160	120
B.19	Índices de confiabilidad	120
B.20	Costos de la alternativa 5	120
B.21	Resultados del estudio de corto circuito trifásico del alimentador QRO-4150 (Bus1-Bus10)	121
B.22	Resultados del estudio de corto circuito trifásico del alimentador QRO-4150 (Bus10-Bus17)	121
B.23	Resultados del estudio de corto circuito trifásico del alimentador QRO-4160 (Bus18-Bus 24)	122
B.24	Resultados del estudio de corto circuito trifásico del alimentador QRO-4160 (Bus 25-Bus30)	122
B.25	Resultados del estudio de corto circuito monofásico del alimentador QRO-4150	123
B.26	Resultados del estudio de corto circuito monofásico del alimentador QRO-4160	127
B.27	Resultados de flujos de carga para motores en el sistema de prueba	130
B.28	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.80 en la carga	131
B.29	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.85 en la carga	131

B.30	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.90 en la carga	131
B.31	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.95 en la carga	131
B.32	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.80 en la carga	132
B.33	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.85 en la carga	132
B.34	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.90 en la carga	132
B.35	Resultados del análisis de flujos de carga para un factor de potencia de 0.95 en la carga	132
B.36	Resultados de flujos armónicos para cuatro alternativas de compensación	133
B.37	Resultado de resonancia paralelo en buses de compensación de potencia reactiva (11 y15) para cuatro alternativas de compensación	133

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Descripción	Página
2.1	Típica forma de onda de perturbaciones de la onda de tensión	14
2.2	Curva CBEMA	16
2.3	Curva ITI	16
2.4	Brinco de ángulo de fase del voltaje del usuario 19 debido a la falla trifásica en el usuario 20	22
2.5	Voltaje en el nodo en el usuario 1 ante una falla trifásica en el nodo 4	24
2.6	Voltaje en el nodo del usuario 1 ante una falla trifásica en el nodo 17	24
2.7	Voltaje en el nodo del usuario 21 ante una falla monofásica en el nodo 18	26
2.8	Voltaje en el nodo del usuario 21 ante una falla monofásica en el nodo 30	26
2.9	Voltaje en el nodo del usuario 15 ante el arranque de motores en ese nodo	28
2.10	Límites de flicker (curva de visibilidad e irritación)	31
2.11	Curva típica de fluctuaciones	31
2.12	Fluctuaciones de voltaje en el nodo del usuario 2 ante el arranque de los motores M1 y M2 de forma alternada	34
2.13	Caída de tensión y relación de flicker debido al arranque del motor M9 para el alimentador QRO-4150 con calibre 266 ACSR	34
2.14	Circuito de análisis de variaciones lentas de voltaje, por efecto de variaciones de carga y caídas de voltaje	37
2.15	Perfil de tensión por fase en el alimentador QRO-4150 con calibre 266 ACSR	38
2.16	Flujos normales de las corrientes armónicas en la red	42
2.17	Resonancia paralelo	47
2.18	Resonancia serie	47
2.19	Curva impedancia contra frecuencia	48
2.20	Diagrama vectorial de potencia y factor de potencia de desplazamiento y de distorsión	50
2.21	Distorsión armónica de la onda de corriente en el ramal del usuario 15	51
3.1	Curva costo calidad/confiabilidad	56
3.2	Topología geográfica de la zona de estudio	65
3.3	Topología geográfica clasificada por tipo de usuario	65
3.4	Diagrama unifilar clasificado para análisis	66

3.5	Topología geográfica y topología de red.	66
3.6	Diagrama de flujo de la metodología de planeación propuesto	71
3.7	Porcentaje de usuarios afectados por fallas de corto circuito trifásico en la red	73
3.8	Magnitud de voltaje pu que afecta a los usuarios del sistema debido a fallas de corto circuito trifásico	73
3.9	Porcentaje de usuarios afectados por fallas de corto circuito monofásico en la red	74
3.10	Magnitud de voltaje pu que afecta a los usuarios del sistema debido a fallas de corto circuito monofásico	74
3.11	Porcentaje del sistema afectado por depresiones de voltaje debidas al arranque de motores en dos alternativas de calibre de troncal del alimentador QRO-4150	75
3.12	Porcentaje de flicker debidos al arranque de motores en dos alternativas de calibre de troncal del alimentador QRO-4150	75
3.13	Porcentaje de distorsión armónica de voltaje para cuatro alternativas de compensación	76
3.15	Grafica de confiabilidad y costos globales	80
B.1	Alternativa de confiabilidad 1	111
B.2	Alternativa de confiabilidad 2	113
B.3	Alternativa de confiabilidad 3	115
B.4	Alternativa de confiabilidad 4	117
B.5	Alternativa de confiabilidad 5	119

## GLOSARIO

R	Resistencia eléctrica
L	Inductancia eléctrica
C	Capacitancia eléctrica
$X_L$	Reactancia inductiva
$X_C$	Reactancia capacitiva
f	Frecuencia fundamental del sistema
CAIFI	Índice de frecuencia de interrupción promedio del usuario
SAIFI	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema
CAIDI	Índice de duración de interrupción promedio del usuario
SAIDI	Índice de duración de interrupción promedio del sistema
ASAI	Índice promedio de salida del sistema
EENS	Índice de energía esperada no suministrada
ENS	Índice de energía no suministrada
ECOST	Costo de energía no suministrada
IEAR	Índice de indisponibilidad de la energía
TIU	Tiempo de interrupción al usuario
Sag	Depresión en la señal de voltaje o corriente
Dip	Depresión en la señal de voltaje o corriente
Swell	Elevación en la señal de voltaje o corriente
X/R	Relación de la reactancia y la resistencia
$X_{sit}$	Reactancia del sistema
$X_t$	Reactancia del transformador
$F_o$	Frecuencia de resonancia paralelo
HP	Potencia en caballos de fuerza
$X''_d$	Reactancia transitoria de maquinas rotatorias
ACSR	Cable de aluminio con alma de acero
UPS	Unidad ininterrumpible de energía
$I^2Z$	Pérdidas eléctricas
$F_h$	Frecuencia armónica
V	Voltaje en volts o pu
$V_h$	Voltaje de distorsión armónica h

DHT(V)	Distorsión armónica total de la señal de voltaje
DHT(I)	Distorsión armónica total de la señal de corriente
RSS	Raíz de la suma de cuadrados
K	Factor de pérdidas en el transformador por efecto de distorsión armónica
VT	Producto del voltaje con el factor de influencia telefónica
IT	Producto de la corriente con el factor de influencia telefónica
TIF	Factor de influencia telefónica
I	Corriente en ampers o pu
$I_h$	Corriente de distorsión armónica h
P	Potencia real consumida en Watts
Q	Potencia reactiva en Volts Ampers Reactivos
S	Potencia total en Volts Ampers
D	Potencia de distorsión armónica
SCR	Relación de corto circuito
CFE	Comisión Federal de Electricidad
IEEE	Instituto de ingenieros en electrónica y electricidad
PREPIS	Siglas de Power Reliability Enhancers Program Information System
CEA	Siglas de Canadian Electric Association
ERIS	Siglas de Equipment Reliability Informatio System
POST	Siglas de Power Outage Study Team
CBEMA	Siglas de Computer Business Manufactures Association
ITI	Siglas de Information Tecnology Industry Council
IEC	Comité Internacional de Electricidad Europea



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción

Los usuarios de energía eléctrica dependen cada vez más del suministro continuo de energía y de calidad debido al constante crecimiento y evolución de cargas sensibles a las variaciones de ciertos parámetros del suministro de energía eléctrica, los equipos de los usuarios se ven afectados más fácilmente en su desempeño o en caso extremo a daños de los mismos por defectos en la calidad del suministro. Además, se ha incrementado el concepto de mayor eficiencia en los sistemas eléctricos industriales, lo cual ha traído como consecuencia un incremento continuo en dispositivos de electrónica de potencia que incrementan los niveles de armónicas afectando así a otros usuarios de la red [39].

Esto no ocurre solo en el ámbito residencial donde el problema de mala calidad del suministro eléctrico no pasa de ser una molestia para el cliente, sino sobre todo en los procesos industriales en los que una falla por mala calidad de la energía puede ocasionar paros de procesos productivos y cuantiosas pérdidas económicas. También las necesidades de confort del cliente han evolucionado, la sociedad está más acostumbrada a una mejor e individual atención de servicio eléctrico.

Por otro lado, el creciente enfoque de mercados competitivos, privatización y la regulación así como la disponibilidad de equipos para medir la calidad de la energía crea la necesidad de estandarizar los aspectos de la calidad en el suministro eléctrico en las redes de distribución [3,37].

Por tanto, esta tesis tiene como objetivo el planear sistemas de distribución de energía eléctrica que considere los aspectos de la calidad del suministro a los usuarios y que cumpla además con un apropiado nivel de confiabilidad de servicio con un costo global lo más bajo posible.

Para realizar esto, se da una vista al entorno actual mediante el estado del arte, se proponen los objetivos y las aportaciones de esta tesis. También se utilizan herramientas computacionales ya existentes (DISREL, CORTO CIRCUITO, CYMDPA y CYMHARMO) necesarias para llevar a cabo tal metodología de planeación de redes de distribución.

## 1.2 Estado del arte

Los problemas de la calidad de la energía no son nuevos en los sistemas eléctricos de potencia, pero han estado recibiendo especial atención, debido a los crecientes fenómenos reportados principalmente en Estados Unidos de América y Canadá, particularmente en el sector de distribución. [12,37].

Así por ejemplo, de 1990 a 1995 la National Power Laboratory Power Quality Study (NPL) ha acumulado datos de disturbios en la energía eléctrica, estos datos estuvieron a cargo de las empresas IBM de 1969 a 1972 y de la AT&T de 1977 a 1979, estos resultados indican típicos disturbios de la onda de tensión suministrada a los usuarios y que afecta a los equipos sensibles. Estos disturbios se muestran en la tabla 1.1. en los que se observa como prevalecen las depresiones de voltaje con un 81.1%. Un estudio realizado en Europa por medio de la Electricite de Francia en 1999, muestra que en industrias típicas (industrias químicas) el costo aproximado en una de ellas fue de 110,000 Euros debido a depresiones de voltaje considerando solo pérdidas de producción, así como la inversión en UPS, sin contar costos adicionales de mantenimiento [71].

Tabla 1.1 Monitoreo de disturbios de voltaje

Fenómeno	Porcentaje
Transitorios	7.4
Depresiones de voltaje	81.1
Elevaciones de voltaje	0.7
Interrupciones	4.7

Por otro lado, el monitoreo de la calidad de la energía realizado en los Estados Unidos de America desde 1992 por medio de la empresa Consolidated Edison Company (Con Edison) muestra que aún cuando los sobrevoltajes y bajovoltajes no son tan frecuentes como los disturbios en la tabla 1.1, si afectan en la vida útil de los equipos de los usuarios, las típicas magnitudes de estos sobrevoltajes y bajovoltajes se muestran en la tabla 1.2 [59].

De acuerdo a estudios realizados por la CEA, en Canada en 1998, los costos por variaciones lentas de voltajes son más evidentes en pérdidas eléctricas (KW), lo anterior lo muestra un estudio en el que se señala que cerca de 1500,000 dolares anuales son asignados por este concepto, en contraste, en la industria de procesos (metalurgica) invierte cerca de 67,059 dolares en promedio para disminuir estos aspectos mediante la utilización de UPS, transformadores variadores de taps y bancos de capacitores [56].

Tabla 1.2 Monitoreo de sobrevoltajes y bajovoltajes realizados por la Con Edison

Fenómeno	Porcentaje
Sobrevoltaje (arriba de 127 V)	0.094
Bajovoltajes (debajo de 114 V)	0.034

Finalmente, como se muestra en la tabla 1.3, el monitoreo de distorsión armónica en el sistema de distribución de Canada, realizado por la Canadian Electric Association (CEA), indican un promedio de THD% (V) de 1.79 % y un máximo de 15.2 %, lo importante de estas distorsiones es el efecto de resonancia paralelo que tienen sobre los bancos de capacitores instalados en el sistema [11,18,46]. En cuanto a los costos por concepto de distorsión armónica, en la industria petroquímica en Canada, se pierden cerca de 900,000 dolares anuales principalmente por perdidas energéticas, y se estima que de un 30% de este costo es recuperable al instalar filtros de armónicas [50].

Tabla 1.3 Monitoreo de distorsión armónica total de voltaje THD% (V)

Estadística	Valor
THD % (V) promedio	1.79
Desviación Estandar	2.33
Mínimo THD% (V)	0.0
Máximo THD% (V)	15.2

Por otro lado, en cuanto a la confiabilidad de la energía eléctrica, tradicionalmente se le ha invertido más en los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica que a los sistemas de distribución, la razón es que una falla en los sistemas de generación o transmisión tiene un impacto mayor que en la distribución ya que el área afectada es mayor, en cambio, las redes de distribución no son tan complejas y una falla tiene un alcance local por lo que una inversión en mejoras sólo beneficiará a pocos. Sin embargo en la actualidad, de acuerdo al monitoreo de interrupciones de servicio realizadas por la CEA en Canada, es en el sector de distribución en donde se tiene mayor porcentaje de salidas, es decir, cerca del 80% al 90% del total del sistema eléctrico de potencia [19,37]. De acuerdo a estudios realizados por la CEA, el 6 y 7 de julio de 1999 en Canada, 3.1 millones de usuarios fueron afectados debido a fallas en el sistema de distribución, considerándose cerca de 4,590 MW interrumpidos; el 8 de junio de 1999 en Ontario, una interrupción de 15 minutos causo pérdidas estimadas en industrias de arca de 264,900 dolares.

Debido a la importancia de la calidad del servicio a los usuarios, la estrategia seguida hoy en día por las empresas de distribución para planear sus redes eléctricas, es basado en dos enfoques, uno de los en sistemas eléctricos tradicional y el otro en sistemas desregulados [37].

En países con régimen desregulados como Inglaterra, Gales, Noruega, Chile y Argentina, por nombrar algunos, el aspecto de la calidad de servicio tiene una relación directa con el nivel de inversión en la fase de planeación de redes eléctricas, además, este régimen es tratado en un marco de incentivos y penalizaciones por exceder o estar dentro de ciertos límites de disturbios eléctricos [37], por ejemplo, en Argentina y Chile, de acuerdo a la tarifa del usuario, se le asocia un costo por emisión de parpadeo (Flicker) y por distorsión armónica de corriente [64].

Por contraste, en países con régimen no desregulado como Canada, la calidad del servicio ha llegado a tener un importante desarrollo en la fase de monitoreo, planeación y operación de los sistemas de distribución [13,38].

Así por ejemplo, Canada considera los aspectos de calidad del servicio como las depresiones de voltaje (Sags), elevaciones de voltaje (swell), sobrevoltajes, bajovoltajes, transitorios y distorsión armónica como criterios de planeación de sus redes de distribución [27].

El método de planeación consiste en encontrar la vulnerabilidad del sistema de distribución ante disturbios de calidad de la energía con la utilización de herramientas computacionales o vía registros de monitoreo, para de esta manera evaluar donde se requiere robustez del sistema y la colocación de equipos de control y adquisición de datos (SCADA) o de acondicionamiento de la calidad del suministro como los dispositivos custom power [44].

### 1.3 Objetivo de la tesis

Justo en México, Al haber incompatibilidad entre el suministro eléctrico y la carga de los usuarios debido a la mala calidad del suministro eléctrico, el objetivo de esta tesis es desarrollar la metodología para considerar en la planeación de las redes de distribución los aspectos de la calidad en el suministro eléctrico a los usuarios, así como los costos asociados a estos.

Para lograr lo anterior los objetivos a realizar son:

- 1.- Analizar los aspectos de calidad de la energía (depressiones de voltaje, elevaciones de voltaje, parpadeo, regulación de voltaje, armónicas y el efecto de resonancia paralelo) así como sus efectos y la forma de minimizarlos en las redes de distribución.
- 2.- Evaluación del nivel de confiabilidad en las redes de distribución mediante la aplicación de un programa de computo (DISREL) y un el método de evaluación de la confiabilidad en sistemas del distribución dado en el apéndice A.1.
- 3.- Evaluación del nivel de calidad de la energía (conceptos dados en 1) en las redes de distribución mediante la aplicación de programas de cómputo (symharmo, cympda y corto circuito).
- 4.- Inclusión de los costos por calidad y confiabilidad.

Los anteriores puntos permitirán obtener el mejor nivel de calidad y confiabilidad del suministro a usuarios mediante una evaluación costo / beneficio en varias alternativas de red, y de una forma particular en un caso de estudio de red de distribución radial.

## 1.4 Justificación de la tesis

El suministro de la energía eléctrica no ha evolucionado a la par del crecimiento de las cargas sensibles, de los dispositivos de alta eficiencia y de las necesidades de calidad del servicio de los usuarios, lo que crea una incompatibilidad entre el suministro de energía eléctrica y la carga, problema que debe resolverse considerando los aspectos de la calidad del suministro de la energía eléctrica en la planeación de redes de distribución. Por otro lado en la actualidad, en México, la planeación de los sistemas eléctricos de distribución se hace considerando el crecimiento en la demanda, la reducción de pérdidas y los conceptos normalizados sobre topología de redes, de equipos y materiales [23]. Este trabajo incorpora adicionalmente los aspectos de calidad de la energía, lo cual le da un enfoque diferente.

## 1.5 Aportaciones de la tesis

Este trabajo de tesis aporta la metodología para incluir los aspectos de la calidad del suministro eléctrico a los usuarios en fase de planeación de las redes de distribución, es decir:

1.- Desarrollo de una metodología de planeación de redes eléctricas de distribución que incluye los aspectos de calidad de la energía a los usuarios, basada en un procedimiento coordinado de maximización de la confiabilidad, minimización de depresiones de voltaje (sag), elevaciones de voltaje (swell), parpadeo (flicker), factor de regulación, armónicas y el efecto de resonancia paralelo, con la finalidad de asegurar el control de dichos factores.

2.- También dentro de ésta metodología se incluye, el análisis costo-beneficio, basado en la asignación de costos por confiabilidad y calidad del suministro (regulación de voltaje), así como el concepto del dinero en el tiempo, para obtener la mejor alternativa de planeación.



## 1.6 Estructura de la tesis

Esta tesis esta dividida en cuatro capítulos, donde se describe el trabajo y los resultados obtenidos, y dos apéndices donde se recoge información adicional que puede ser útil para un lector interesado en profundizar en alguno de los temas tratados.

El Capítulo 2 presenta las propiedades y características de los aspectos de calidad del suministro de energía eléctrica que son necesarios considerar en la planeación de las redes de distribución y que en forma básica son cuatro: Distorsión armónica, variaciones de voltaje de corta duración, variaciones de voltaje de larga duración y las fluctuaciones de voltaje, los cuales involucran las características del producto final de electricidad el cual hay que proporcionar a los usuarios, también se describen las causas, el efecto en los equipos y la forma de minimizarlos.

El Capítulo 3 presenta una propuesta de metodología para la planeación de redes de distribución, en la cual se evalúan los aspectos de confiabilidad y calidad de la energía eléctrica en diversas alternativas de red de parte de la red eléctrica del estado de Querétaro que corresponde a la "Subestación Querétaro" y dos alimentadores radiales (QRO-4150 y QRO-4160), también se incluye la evaluación de los costos asociados a la confiabilidad y calidad del suministro con la finalidad de obtener un nivel adecuado de confiabilidad y calidad de servicio desde el punto de vista socioeconómico.

El Capítulo 4 recoge las principales conclusiones y resultados del trabajo realizado, así como las aportaciones originales de esta tesis. Se termina proponiendo futuras líneas de investigación para continuar con el tema tratado.

El Apéndice A muestra las características y metodología de los programas computacionales utilizadas para evaluar la calidad y confiabilidad en redes de distribución.

El Apéndice B presenta los resultados de calidad, confiabilidad y costos que arrojan las alternativas de planeación de la red eléctrica bajo estudio.

# CAPÍTULO 2

## CONSIDERACIONES DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO A LOS USUARIOS PARA LA PLANEACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

### 2.1 Introducción

Recientemente, la calidad de la energía ha llegado a ser una de las más importantes cuestiones en los sistemas de potencia, particularmente en el sector de distribución, debido a los efectos socioeconómicos que traen consigo los disturbios en la onda de tensión suministrada en los usuarios [2,63].

Los efectos de la mala calidad del suministro son diferentes en magnitud y costos dependiendo el tipo de usuario, siendo de mayor impacto en la industria [70,32], sin embargo son importantes.

El cambio en las condiciones en que se mueve el sector eléctrico debido tanto a la liberación del mercado como a la evolución de las cargas sigue influyendo sobre las exigencias de calidad de servicio que ha de satisfacer la empresa suministradora. Los esfuerzos dedicados para mejorar la calidad, específicamente en la onda de tensión, ha llevado a las empresas suministradoras a considerar dentro de su fase de planeación los aspectos de la calidad del servicio [35], éstos aspectos de calidad en el servicio asocian una gran cantidad de disturbios [28,53,42,59]; sin embargo en éste trabajo se le da particular importancia a los aspectos de: variaciones rápidas de voltaje (depresiones y elevaciones de voltaje), variaciones lentas de voltaje (factor de regulación), fluctuaciones de voltaje (parpadeo) y distorsión armónica relacionada con el efecto de resonancia paralelo; estos aspectos son los que con más frecuencia se presentan a nivel de distribución y usuario [100], también, tienen mayor impacto socioeconómico y pueden ser minimizados por un apropiado análisis e inclusión en la planeación de los sistemas de distribución de energía eléctrica [23,34,36].

## **2.2 Calidad del suministro de energía eléctrica**

La calidad del suministro básicamente hace referencia a la calidad de la onda de tensión que entrega la compañía suministradora [3], ésta problemática se analiza fundamentalmente desde el punto de vista del usuario, es decir, de los efectos de las perturbaciones de la onda de tensión sobre las cargas. Tanto la identificación de éstas perturbaciones como la sensibilidad de las cargas son de vital importancia para formular estándares de calidad y la apropiada atención al usuario desde el punto de vista de la calidad del servicio.

### **2.2.1 El concepto de calidad del suministro**

El concepto de la calidad del suministro es hasta cierto punto indeterminado, la razón es que además de ser un concepto aparentemente nuevo, aún cuando su primera publicación fue en 1968 [8], la literatura muestra ciertas diferencias del concepto y conceptos asociados [28], por ejemplo, dentro de los libros de la IEEE [29] se define a la calidad de la energía como el apropiado energizamiento y aterrizamiento de equipos sensibles, la IEC (International Electrotechnical Commission) no usa éste término, en cambio, usa el término de Compatibilidad Electromagnética que es la habilidad de un equipo o sistema para que funcione satisfactoriamente en el medio electromagnético [8,16]; por otra parte en [5] dice que la manufactura de los equipos puede definir la calidad de la energía como las características de energía que hace trabajar el equipo con buen desempeño.

No obstante, y de acuerdo a la literatura [4-7,8,10,20] *“la calidad de la energía se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones del voltaje rms suministrado al usuario, esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico”*. También en la literatura se ha tomado como sinónimo de calidad de la energía a la calidad de la onda de tensión que consiste únicamente en las perturbaciones asociadas solo al voltaje y no a las de la corriente eléctrica [3,53].

## 2.2.2 La calidad de la onda de tensión

La calidad de la onda de tensión se refiere a la onda de tensión suministrada y las perturbaciones asociadas de origen técnico, salvo las interrupciones de larga duración que quedaron bajo estudio de la continuidad del suministro y del que ya se escribió en el apartado 2.3. Se refiere además a las características ideales de la onda de tensión senoidal con amplitud, magnitud y frecuencia determinadas e invariantes, así como la simetría de fases (en un sistema trifásico); cuando estas características son alteradas variando sus condiciones ideales se dice que la onda de tensión sufre perturbaciones. Un suministro de energía eléctrica de buena calidad deberá mantener éstas perturbaciones dentro de ciertos límites tolerables [37]. La definición apropiada de las perturbaciones físicas y de los límites especificados es actualmente objeto de intensos trabajos que realizan diversos comités internacionales de normalización y que se resumirán en éste apartado.

### 2.2.2.1 Perturbaciones de la onda

El constante esfuerzo por estandarizar la calidad de la energía y sus características asociadas ha llevado a instituciones como IEEE SCC22 (The Institute of Electric and Eletronics Engineers Standards Coordinating Comite 21) y la IEC (International Electrotechnical Commission) a describir y clasificar el fenómeno de la calidad de energía [53]. En la tabla 3.1 se presenta la clasificación del fenómeno electromagnético usado por la comunidad de la calidad de la energía, las categorías son importantes para efecto de poder clasificar los resultados medidos y describir el fenómeno electromagnético que puede causar problemas de calidad en el suministro de energía eléctrica. A continuación se presentan las perturbaciones de la onda de tensión y los limites propuestos por la norma internacional de calidad de la energía ( tabla 2.1 y figura 2.1 respectivamente).

Tabla 2.1 Clasificación y características del fenómeno electromagnético en los sistemas eléctricos

Categorías	Contenido Espectral Típico	Duración Típico	Magnitud Típica de Voltaje
<b>1.0 Transitorios</b>			
1.1 Impulso			
1.1.1 Nanosegundo	Pico de 5 $\eta s$	< 50 $\eta s$	-
1.1.2 Microsegundo	Pico de 1 $\mu s$	50 $\eta s$ - 1 ms	-
1.1.3 Milisegundo	Pico de 0.1 ms	> 1 ms	-
1.2 Oscilatorio			
1.2.1 Frecuencia Baja	< 5 KHz.	0.3 50 ms	0 – 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 – 500 KHz	20 $\mu s$	0 – 8 pu
1.2.3 Frecuencia Alta	0.5 – 5 MHz.	5 $\mu s$	0 – 4 pu
<b>2.0 Variaciones de corta duración</b>			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Interrupción	-	0.5 – 30 ciclos	< 0.1 pu
2.1.2 Sag (Dip)	-	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 pu
2.1.3 Swell	-	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 pu
2.2 Momentáneas			
1.2.1 Interrupción	-	30 ciclos – 3 seg.	< 0.1 pu
1.2.2 Sag (Dip)	-	30 ciclos – 3 seg.	0.1 – 0.9 pu
1.2.3 Swell	-	30 ciclos – 3 seg.	1.1 – 1.4 pu
2.3 Temporal			
1.2.1 Interrupción	-	3 seg. – 1 min.	< 0.1 pu
1.2.2 Sag (Dip)	-	3 seg. – 1 min.	0.1 – 0.9 pu
1.2.3 Swell	-	3 seg. – 1 min.	1.1 – 1.2 pu
<b>3.0 Variaciones de larga Duración</b>			
3.1 Interrupción Sostenida	-	> 1 minuto	0.0 pu
3.2 Bajo Voltaje	-	> 1 minuto	0.8 – 0.9 pu
3.3 Sobrevoltaje	-	> 1 minuto	1.1 – 1.2 pu
<b>4.0 Desbalance de Voltaje</b>			
<b>5.0 Distorsión de la Forma de Onda</b>			
5.1 Componente en C.D.	-	Estado Seguro	0 - 0.1 %
5.2 Armónicas	0 – 100ª Armónica	Estado Seguro	0 - 20 %
5.3 Interarmónicas	0 – 6 KHz.	Estado Seguro	0 - 2 %
5.4 Notching	-	Estado Seguro	
5.5 Ruido	Ancho de banda	Estado Seguro	0 - 0.1 %
<b>6.0 Fluctuaciones de Voltaje</b>	< 25 Hz.	Intermitente	0 - 7 %
<b>7.0 Variaciones de Frecuencia del Sistema</b>	-	< 10 seg.	-

No se pretende dar la definición de cada disturbio, solo mostrar el concepto de calidad de la energía mediante su típico contenido espectral y típica forma de onda.

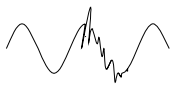

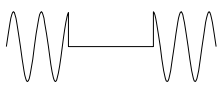


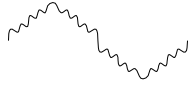

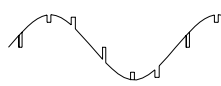
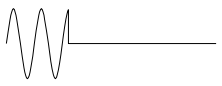


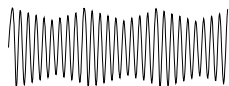



TÍPICA FORMA DE ONDA	TÍPICA FORMA DE ONDA
 TRANSITORIO OSCILATORIO	 TRANSITORIO IMPULSO
 INTERRUPCIÓN CORTA	 DISTORSIÓN ARMÓNICA
 SAG	 DISTORSIÓN INTERARMÓNICA
 SWELL	 NOTCHING
 INTERRUPCIÓN LARGA	 RUIDO
 BAJOVOLTAJE	 FLICKER
 SOBREVOLTAJE	 VARIACIÓN DE FRECUENCIA
	 DESBALANCE (Fase C)

Figura 2.1 Típica forma de onda de perturbaciones en la onda de tensión

### 2.2.3 Atención al usuario

La atención al usuario desde el punto de vista de calidad del servicio eléctrico es uno de los aspectos de la relación usuario-compañía suministradora menos atendidos de todos y se refiere al nivel adecuado de servicio eléctrico que necesita el usuario y que debe ser atendido indiscutiblemente por la empresa suministradora, principalmente por la ingeniería de distribución. A éste nuevo interés de *“Atención al usuario”* se une el hecho actual de la limitada compatibilidad entre la evolución de las cargas de los usuarios y la forma de satisfacer éstas cargas por parte de la empresa suministradora; esto implica en cierta medida un constante esfuerzo por contar con estándares de referencia y soluciones a la calidad necesaria en los equipos de los usuarios [37,60].

### 2.2.3.1 Las curvas CBEMA e ITI.

El constante esfuerzo de las compañías fabricantes de equipos sensibles de establecer normas con respecto a la sensibilidad de sus equipos ante disturbios en el suministro de energía eléctrica, llevó a la Computer Business Electronics Machines Association (CBEMA) a desarrollar la llamada "*curva CBEMA*", ésta curva sirve para representar la calidad de la energía en un Sistema de Potencia respecto a los transitorios de impulso por rayo o por maniobra, las interrupciones de voltaje, depresiones de voltaje ó bajovoltajes, elevaciones de voltaje ó sobrevoltajes, ya que como se muestra en la figura 3.2 la curva CBEMA tiene un rango de tiempo de 0.001 ciclos a 100, 000 ciclos y en el cual se encuentran los anteriores aspectos de acuerdo a su tiempo típico de duración según la tabla 2.1.

Nótese que en la figura 2.2 la región entre los dos lados de la curva es la tolerancia dentro de la cual los equipos sensibles funcionan apropiadamente [11,32,53].

La curva CBEMA es solo una referencia ante los disturbios de energía eléctrica que se pueden presentar en un sistema eléctrico. Debido poca de información por parte de la mayoría de los fabricantes ésta curva puede ser utilizada [40], sin embargo, debido a la importancia de la curva CBEMA con respecto a las computadoras e industrias eléctricas, la "*curva ITI*" (Information Technology Industry Council) ha estado siendo usada como la nueva curva CBEMA dentro del círculo de la alta tecnología [32]. La principal diferencia entre las dos es que la CBEMA es un trozo de la ITI, es más fácil de digitalizar y además es la única aprobada por la IEEE Standard 466.

Como se muestra en la figura 2.3, la curva ITI muestra un rango de tiempo que va de 1 microsegundo, pasa por 10 segundos y llega hasta un estado seguro, lo que significa que puede abarcar hasta 7 disturbios [32]. La curva ITI muestra dos regiones desfavorables que son la región prohibida y la región de daño. Tanto la curva CBEMA y la curva ITI son derivadas para utilizar en los Sistemas de Distribución.

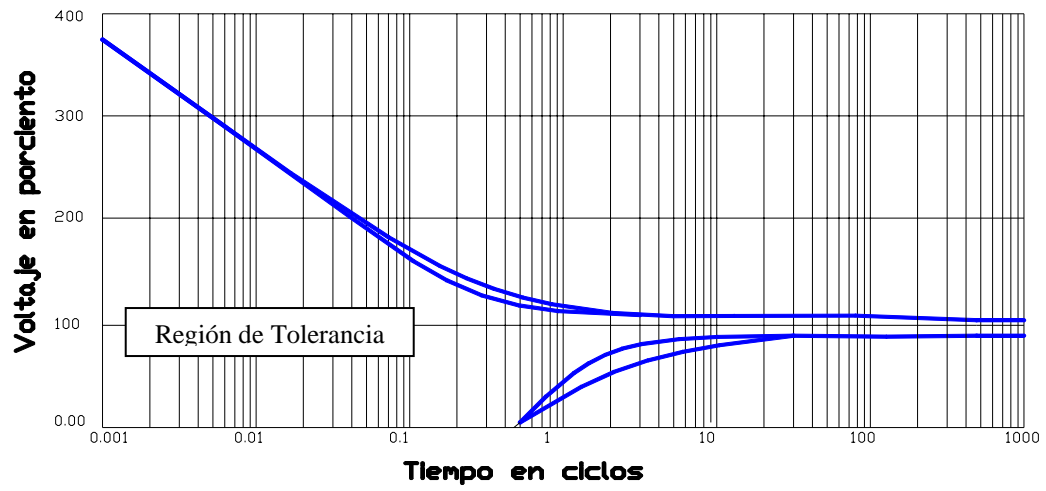


Figura 2.2 Curva CBEMA

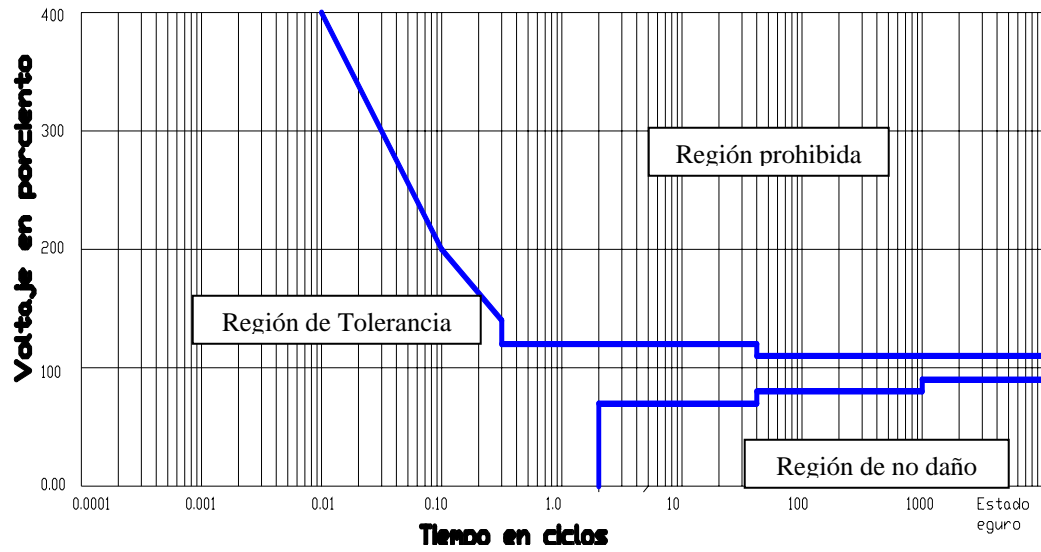


Figura 2.3 Curva ITI



Debido a las necesidades demandadas de calidad por parte de los usuarios, las empresas suministradoras toman a la calidad como un objetivo primordial, y para lograrlo a parte de considerar los aspectos de la calidad del suministro en la fase de planeación [27], toman en cuenta dos parámetros: Los que están en términos del servicio (p.e servicio plus) y los que están en términos del contrato (p.e contrato esmeralda) [33,37,65]. Tanto el tipo de servicio como el contrato son de vital importancia cuando se trate de la calidad de la energía en sistemas desregulados ya que llevan a considerar aspectos referidos a incentivos y penalizaciones ya sea al usuario o a la empresa suministradora [11,37,67], sin embargo en este trabajo solo se enfocarán la minimización de los parámetros de calidad de servicio considerando alternativas de planeación desde el punto de vista de red eléctrica<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Para analizar la calidad de la energía a los usuarios en sistemas desregulados es necesario considerar los agentes que van desde el productor de electricidad, hasta el cliente final, Calidad de la energía, Madrid, 1999

## 2.3 Aspectos de calidad del suministro considerados en la planeación de redes de distribución

Mientras de forma tradicional las compañías suministradoras concentran sus esfuerzos en un uso más eficiente de los sistemas ya existentes y planear otros con aspectos típicos normalizados en topología de red, equipos y materiales, los usuarios conceden más importancia a la calidad de la energía suministrada. Las crecientes exigencias de los usuarios en lo que se refiere a la calidad de la energía y a la diversificación de la misma hace necesario un nuevo planteamiento en el que se mueve el sector eléctrico [66] desde el punto de vista de la planeación y de utilización de nueva tecnología de equipos que aseguren una apropiada calidad de servicio a los usuarios (p.e equipos custom power) [31].

Tal como se mencionó en la sección 2.1 existen 7 tipos de perturbaciones asociadas a la calidad del servicio [28], algunas de estas perturbaciones son imputadas al sistema de generación como la variación de la frecuencia, otras muy específicamente relacionadas con los eventos de naturaleza aleatoria como los transitorios y otras como los desbalances de voltaje imputados a las empresas suministradoras por alimentación en una fase, dos fases ó a los usuarios por el uso excesivo de grandes cargas monofásicas; sin embargo hay otros aspectos de la calidad del servicio que por su relación específica entre el usuario y la empresa suministradora deben ser considerados en el área de distribución debido a que son los que tienen mayor impacto en los usuarios desde el punto de vista socioeconómico (paros de procesos industriales, daño de equipo, pérdidas de confort, etc.), éstos aspectos son: *las variaciones rápidas de voltaje, las variaciones lentas de voltaje, las fluctuaciones de voltaje y la distorsión armónica* [4,46].

No es posible evitar completamente dichas perturbaciones, pero si minimizarlas o controlarlas por un adecuado análisis de las mismas en la fase de planeación de las redes de distribución. También es necesario tomar medidas adicionales en el lado de usuario que implican la instalación de dispositivos de acondicionamiento y mejora de la calidad de la energía a los usuarios [31].

### 2.3.1 Variaciones rápidas de voltaje

Las variaciones rápidas de voltaje o disturbios de baja frecuencia son desviaciones de la forma de onda senoidal de voltaje en el suministro eléctrico. Según la IEC Europea, ésta categoría abarca las depresiones de voltaje ó llamados voltaje Sag (Dip), las elevaciones de voltaje ó también llamados voltaje Swell y las interrupciones.

El interés por su consideración en la planeación de las redes de distribución es debido a las características de la empresa suministradora (red poco robusta e incompatible a las exigencias de la carga), las características de la carga alimentada, el impacto económico debido a las causas de las mismas y la mayor frecuencia de ocurrencia en sistemas de distribución [20].

El Voltaje *Sag (Dip)* es una depresión entre el 0.1 y 0.9 pu del voltaje o corriente rms a la frecuencia del sistema con una duración de  $\frac{1}{2}$  ciclo a un minuto. El término de Sag no ha sido formalmente definido, por ejemplo la IEC define éste fenómeno como Dip y Sag por la Power Quality Community [28]. El voltaje Sag es usualmente asociado con fallas de corto circuito en el sistema, pero también puede ser causado por la energización de cargas robustas como el arranque de motores.

Un swell es definido como una elevación entre el 1.1 y 1.8 pu en el voltaje ó corriente rms a la frecuencia del sistema con una duración de  $\frac{1}{2}$  ciclos a un minuto, no son tan comunes como el voltaje Sag. Una forma de cómo el Swell puede ocurrir es como picos temporales de voltaje en las fases no falladas durante una falla a tierra. También pueden ocurrir por switcheo de grandes cargas (motores) o la energización de grandes bancos de capacitores [9,32,53].

Las interrupciones pueden ser consideradas como voltaje Sag con 100% de amplitud, la causa puede ser un fusible fundido, apertura de interruptores, interrupción del suministro que va de unos cuantos ciclos a unos cuantos segundos.

#### 2.3.1.1 Efectos de las variaciones rápidas

Los problemas más importantes asociados con las variaciones rápidas de voltaje se dan en procesos de producción automatizados, cargas críticas ó plus, son causa de grandes daños económicos y ponen en peligro los propios equipos de producción.

Los **sags** causan la interrupción de numerosos procesos de automatización, controladores electrónicos, e instrumentación. Equipos como los transformadores, cables, buses, interruptores, TC's y TP's no incurrir en daños o mal función debido a Sags, pero si pueden ocasionar un pequeño cambio en la velocidad o paro en las máquinas de inducción, una pequeña salida de luz de cierto aparato luminoso y errores de conteo en control de motores o relevadores.

Los **Swells** pueden ocasionar fallas en componentes de equipo dependiendo de la frecuencia de ocurrencia, aparatos electrónicos incluyendo variadores de velocidad, computadoras y controladores electrónicos que pueden mostrar inmediatos modos de falla o daño durante estas condiciones, también transformadores, cables, buses, interruptores, TC's, TP's y maquinaria rotativa puede sufrir reducción de su vida útil. Un incremento temporal en el voltaje en algunos relevadores puede resultar en operaciones inadecuadas.

Las **interrupciones** instantáneas pueden afectar a equipo electrónico causando mala operación o salida de ellos, tal es el caso de los equipos electrónicos como contadores electrónicos de potencia, computadoras y variadores de velocidad de motores. Las interrupciones momentáneas y temporales son causa de que los equipos paren y arranquen sistemáticamente disminuyendo así su vida útil.

### 2.3.1.2 Características de las variaciones rápidas

Dentro de las características más importantes que se asocian con las depresiones y elevaciones de voltaje son su magnitud, duración, defase ó brinco de ángulo de fase [51-54]; de las cuales al menos su magnitud y duración pueden ser minimizadas por la empresa suministradora ó por el uso de dispositivos de acondicionamiento de calidad de la energía por parte de los usuarios [31].

- ***Magnitud del voltaje***

La magnitud del voltaje de éstas variaciones esta en función del tiempo y puede ser expresada en términos del voltaje rms como el pico de voltaje a la frecuencia fundamental [5,7]. La magnitud del voltaje sag debido a fallas de corto circuito en la red varía en función de ciertos parámetros como la longitud a la que se presenta la

falla, el área de sección transversal de los conductores, la magnitud de falla de corto circuito, de la existencia de equipos conectados a la red y que contribuyan a la falla como la existencia de transformadores [45,51]; la magnitud del voltaje sag debido al arranque de motores varía de acuerdo a la capacidad de los motores, su código nema y a la robustez del sistema [20].

- ***Duración del voltaje sag***

La duración del voltaje sag y swell es principalmente determinada por el tiempo de liberación de la falla de cortocircuito y éste parámetro depende del tipo de Sistema Eléctrico (Transmisión, Subtransmisión o Distribución) y de la filosofía de protección de cada empresa suministradora [8,18]

En términos de duración, los sags se clasifican en 3 valores [10]: Los de 4 ciclos que es el típico tiempo de falla, Los de 30 ciclos que es el tiempo de re-cierre instantáneo de interruptores y los de 120 ciclos que es el tiempo de demora de re-cierre del interruptor. Los tiempos de liberación de la falla de varios dispositivos son los que se muestran en la tabla 2.2 [8].

Tabla 2.2 Tiempos de liberación de fallas por tipo de equipos de protección

Tipo de elemento	Tiempo de operación
Fusible limitador de corriente	Menor que 1 ciclo
Fusibles de expulsión	10 a 100 ms
Relevador de distancia con rápido interrupción	50 a 100 ms
Relevadores de distancia Zona 1	100 a 200 ms
Relevadores de distancia Zona 2	200 a 500 ms
Relevador Diferencial	100 a 300 ms
Relevador de Sobrecorriente	200 a 2000 ms

De acuerdo a estudios realizados en Estados Unidos por la San Diego Gas & Electric, las tendencias de las empresas suministradoras muestran que para realizar la protección de redes de distribución se utilizan disparos instantáneos sin importar la tensión que se trate (5 kv a 35 kv) con el fin de salvar fusibles, minimizar daños al equipo y permitir la coordinación entre otros aparatos de protección. En el caso de las depresiones de voltaje causadas por arranques de motores, la duración promedio es de aproximadamente 10 segundos que es el tiempo en alcanzar su velocidad nominal [23].

- **Ángulo de fase**

Un corto circuito en un sistema de potencia no solo causa caída en la magnitud de voltaje, sino también un cambio en el ángulo de fase, ya que debe recordarse que el voltaje es una cantidad compleja que tiene magnitud y ángulo, el brinco del ángulo de fase se manifiesta como un cruce al pasar el voltaje por cero, y puede ser explicado por la diferencia en la relación  $X/R$  de los componentes del sistema [42], una segunda causa del brinco del ángulo de fase es la transformación del sag a niveles de bajo voltaje (paso de voltaje sag por un transformador). Este ángulo de fase se muestra en la figura 2.4, la depresión de voltaje en el nodo del usuario 19 del sistema de estudio (apartado 3.3), debido a una falla de corto circuito trifásico en el nodo 20 es de 0.5 pu con ángulo de  $37^\circ$  y está defasada en el periodo de 4.0 ciclos a 10 ciclos (gráfica en color azul), lo cual se observa superponiendo el defasamiento que debería seguir la señal de voltaje del periodo de 10 ciclos a 14 ciclos (gráfica en color rojo).

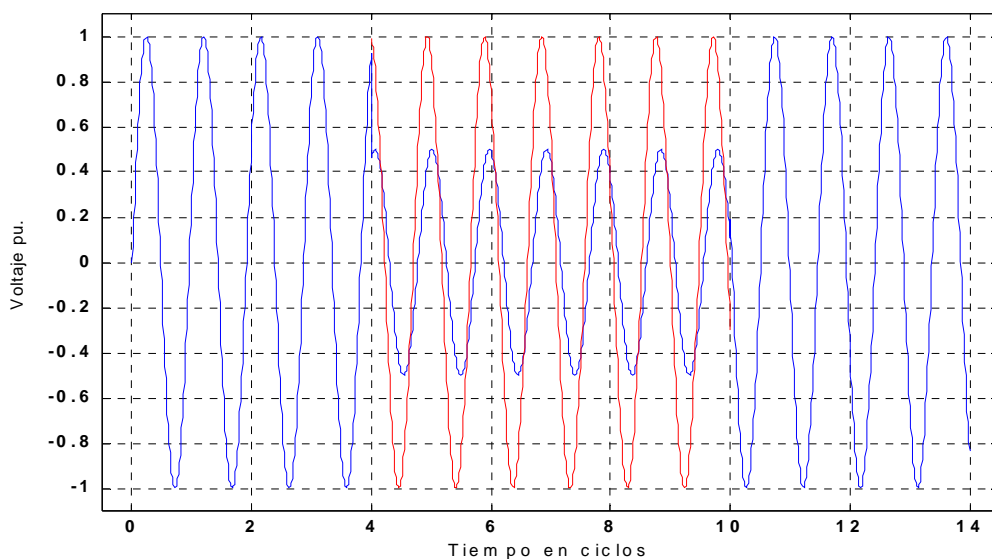


Figura 2.4 Brinco de ángulo de fase del voltaje en el usuario 19, debido a la falla trifásica en el nodo del usuario 20 del sistema de prueba (apartado 3.3)

Los aspectos importantes del voltaje sag son su magnitud y defasamiento, en las terminales de los equipos dependerán del tipo de falla de Corto Circuito y del tipo de conexión de la carga, la cual está en función de la conexión del transformador [41,46]. En este trabajo no se pretende obtener los detalles del sag o swell en la red de distribución, sino solo detectar la vulnerabilidad de éste ante fallas de corto circuito y de arranque de motores.

### 2.3.1.3 Fallas en el sistema de distribución

El estudio de fallas de corto circuito en los sistemas eléctricos de potencia es de vital importancia para analizar el voltaje Sag y Swell [39], además de que son la causa más severa de estos problemas.

Por otro lado, las principales causas de fallas de corto circuito en los sistemas de distribución son el contacto con árboles, animales y descargas atmosféricas [29,40], éstas fallas de corto circuito pueden ser de fase a tierra (monofásicas), falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra y falla trifásica; las fallas más frecuentes son las fallas monofásicas (80% del total) y las fallas más severas son las trifásicas debido a que liberan un gran nivel energético y los conductores se ven sometidos a esfuerzos dinámicos de alto grado [66,59].

El método de análisis de las depresiones y elevaciones de voltaje en un sistema eléctrico de potencia durante una falla, es basado en el método de las componentes simétricas, para obtener las diferentes respuestas de voltaje y/o corriente debidas a los diferentes tipos de falla [39,40,51]. Los detalles de esta metodología se encuentra en la referencia y de forma resumida en el apéndice A.2.

#### 2.3.1.3.1 Falla de tres fases

Las fallas trifásicas o de tres fases ocasionan una depresión de voltaje en las tres fases de los nodos no fallados de un sistema, la explicación se asocia con el análisis de obtención de voltajes en el sistema debido a fallas de corto-circuito [30].

Aplicando la metodología para la evaluación de las variaciones rápidas de voltaje debidas a fallas de corto circuito trifásico [11] y Apéndice A.2; el voltaje sag observado en los nodos de los usuarios 1 y 19 ante fallas trifásicas cercanas (nodo 4 y 20 respectivamente) y fallas lejanas (nodo 17 y 29 respectivamente) del sistema de prueba del apartado 3.3, se dan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Voltaje en pu del usuario1 y 19 debido a dos fallas de cortocircuito trifásico cercanas y lejanas

Voltaje pu en el nodo observable	Nodo de falla (alimentador QRO-4150)	
	(nodo cercano) 4	(nodo Alejado ) 17
1	0.18	0.45
Voltaje pu en el nodo observable	Nodo de falla (alimentador QRO-4160)	
	(nodo cercano) 20	(nodo Alejado ) 29
19	0.487	0.94

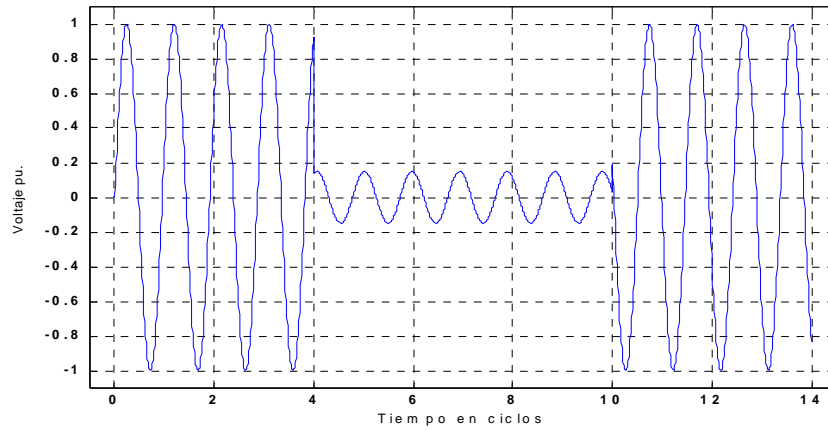


Figura 2.5. Voltaje en el nodo del usuario 1 ante una falla trifásica en el nodo 4

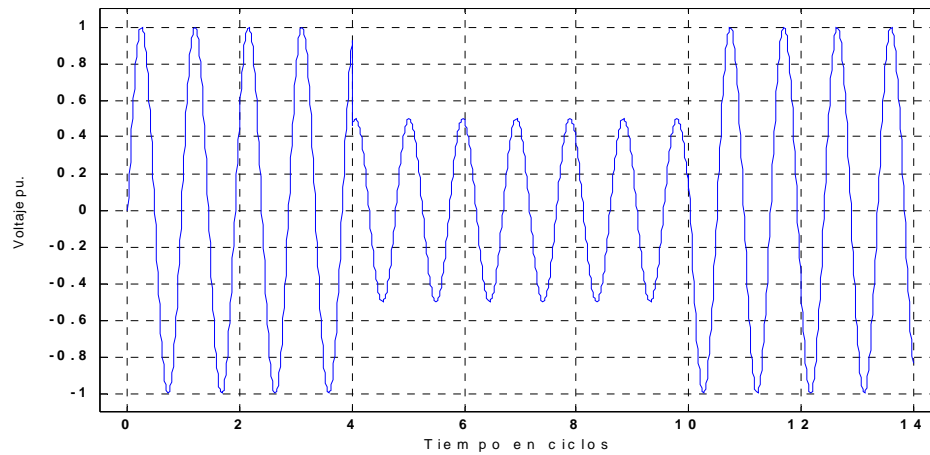


Figura 2.6. Voltaje en el nodo del usuario 1 ante una falla trifásica en el nodo 17

Nótese en la tabla 2.3 y figuras 2.5 y 2.6 que el voltaje sag en el alimentador QRO-4160 tiene mayor efecto debido a la contribución de cortocircuito (9 grupos de motores en usuarios), además en los dos alimentadores (QRO-4150 y QRO-4160) el efecto disminuye al alejarse eléctricamente del nodo fallado. La simulación del sag en un tiempo de seis ciclos (figuras 2.5 y 2.6) se debe a la suposición de usar fusibles de expulsión (tabla 2.2) y referencia [40].



### 2.3.1.3.2 Falla de fase a tierra

Al presentarse fallas de fase a tierra se tiene una condición de desbalance en el nodo fallado, así como en algunos otros, en éstos el voltaje será diferente, ya que la fase fallada tiende a cero, en tanto que las fases no falladas presentan una elevación momentánea en la magnitud del voltaje, estas elevaciones momentáneas son llamadas swell y dependiendo de su magnitud y tiempo es el efecto en dispositivos sensibles; la metodología de obtención de estos voltajes es mediante la utilización de una herramienta computacional de corto circuito, la cual se muestra en [40] y apéndice A.2.

De la misma forma, para ejemplificar lo anterior, considérese el sistema de distribución de estudio dado en el apéndice 3.3, aplicando la metodología para la evaluación de las variaciones rápidas de voltaje debidas a fallas de corto circuito monofásico (Programa computacional de corto circuito); los resultados de las depresiones de voltaje (sag) en fases falladas y elevaciones de voltaje en fases no falladas (swell) de dos usuarios (1 y 21) debidos a fallas monofásicas en nodos cercanos (nodo 2 y 18 respectivamente) y nodos alejados (nodo 17 y 30 respectivamente) se muestran en la tabla 2.4, y en la figuras 2.7 y 2.8 el perfil de voltaje en el nodo 21 debido a la falla monofásica en el nodo 18 y 30.

Tabla 2.4 Voltaje en pu del usuario 1 y 21 debido a dos fallas de cortocircuito monofásicas cercanas y alejadas

Voltaje pu en el nodo observable	Nodo de falla (alimentador QRO-4150)					
	(nodo cercano) 2			(nodo alejado) 17		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.22	1.1	1.1	0.98	1.01	1.01
Voltaje pu en el nodo observable	Nodo de falla (alimentador QRO-4160)					
	(nodo cercano) 18			(nodo alejado) 30		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
21	0.947	1.1	1.1	0.954	1.001	1.001

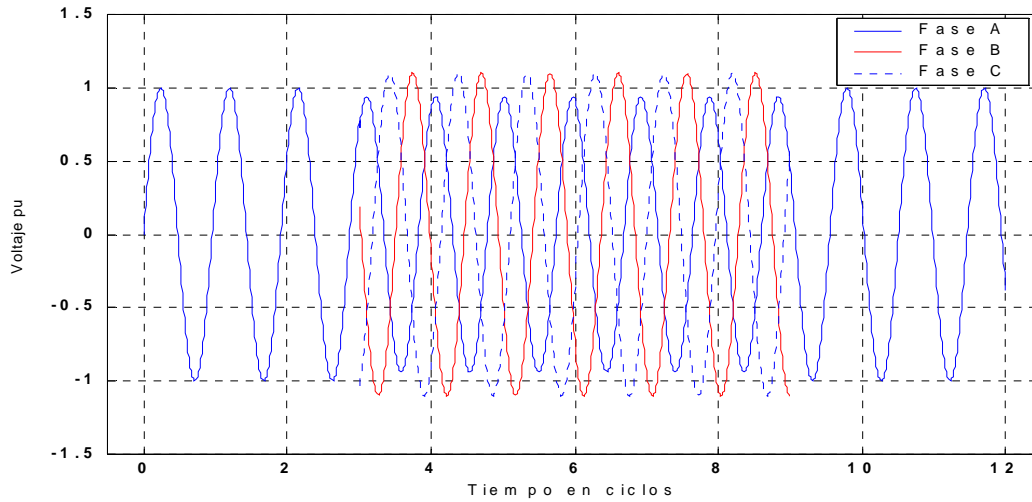


Figura 2.7. Voltaje en el nodo del usuario 21 ante una falla monofásica en el nodo 18

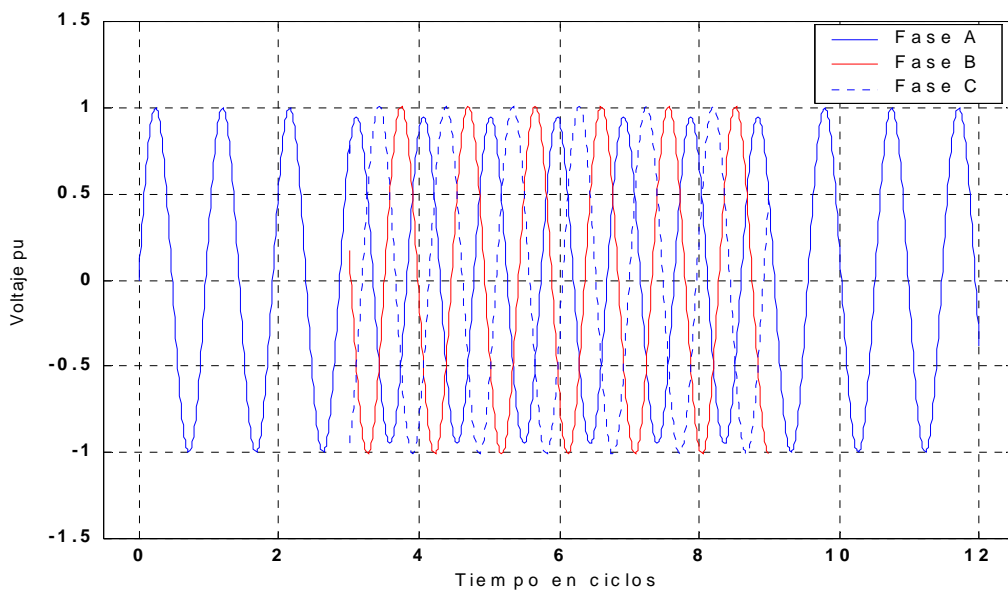


Figura 2.8. Voltaje en el nodo del usuario 21 ante una falla monofásica en el nodo 30

Nuevamente, al analizar los resultados de la tabla 2.4 y figuras 2.7 y 2.8, se observa que hay nodos que al tener condiciones de falla monofásica afectan más a los usuarios cercanos a este nodo, en tanto los que afectan menos son los más alejados eléctricamente. El alimentador más afectado por los Sag es el QRO-4150, pero para ambos alimentadores los Swells no tienen mayor efecto, ni aún en los nodos cercanos.

Los anteriores resultados (tablas 2.3 y 2.4 y figura 2.5 a la 2.8) muestran la relación que tiene la robustez del sistema (impedancias de conductores y transformadores), niveles de corto circuito y la magnitud de la carga a conectar; con la magnitud, desfaseamiento y brinco de ángulo de fase de las variaciones rápidas de voltaje.

En el caso de que las empresas de distribución (en México CFE) detecten en su sistema de alimentación a los usuarios (área específica, circuitos o alimentadores) problemas de variaciones rápidas, la compañía debe planear una topología de red eléctrica más robusta, también, debe acortar tiempos de interrupción de fallas mediante una apropiada coordinación de protecciones utilizando dispositivos más efectivos y el uso de equipos custom power específicamente en el sistema de distribución [31]. A demás, una vez detectados los puntos frágiles en la red de distribución, la compañía suministradora debe sugerir a los usuarios el uso de UPS (unidades ininterrumpibles de energía), así como restauradores dinámicos de voltaje (RVD).

### 2.3.1.3 Conexión de cargas robustas

Al momento de que se conectan cargas al sistema, en ese instante se tendrá una depresión de voltaje ya que el efecto de la corriente que la carga demandará del sistema provoca que el nivel de voltaje se reduzca al menos en el tiempo en el que se energiza la carga [40]. En instalaciones industriales en las que se cuenta con motores de potencia considerable, es decir con cientos de caballos de fuerza (HP), las condiciones de depresión pueden ser severas en nodos aún alejados del punto de conexión del motor. También puede ser causa de depresión de voltaje las corrientes de magnetización de los transformadores así como los bancos de capacitores.

En este apartado se desea analizar la depresión de voltaje debido condiciones de arranque de motores en cualquier parte del sistema, para llevar a cabo éste análisis es necesario hacer un estudio de flujos de carga en el cual se determinen las condiciones de voltaje ante condiciones previas al arranque del motor, en el arranque de motor y después del arranque del motor, estos tres aspectos de análisis son importantes para determinar las variaciones de voltaje en los nodos del sistema al conectar la carga [40].

Para éste tipo de análisis es posible representar el motor como una carga con características de potencia (ecuación 3.1) en términos de los parámetros de operación del motor como potencia en HP, factor de potencia, letra código y eficiencia [8].

$$S_{\text{motor}} = P_{\text{motor}} + jQ_{\text{motor}} \quad 3.1$$

Para analizar la severidad de la depresión de voltaje durante el arranque de motores, se hace uso de un programa computacional llamado CYMDPA, cuyas características y uso se muestran en la referencia [8] y el Apéndice A.3.3.

Se considera como norma que la caída de voltaje  $V$  en pu. al arranque del motor debe ser menor a 1% de su voltaje nominal

Aplicando un estudio de flujos de carga considerando el arranque de motores al sistema de distribución de estudio dado en el apartado 3.3; para el arranque del motor M8 del usuario 15, la depresión de voltaje en el nodo del usuario 15 (nodo de arranque) y el voltaje en el nodo del usuario 1 (nodo alejado) tanto para un calibre 266 ACSR y 336 ACSR en el troncal del alimentador QRO-4150 se da en la tabla 2.5 y en la figura 2.9 el perfil de voltaje para el nodo 15.

Tabla 2.5 Resultado de flujos de carga para el arranque de motores en el sistema de prueba.

Equipo	Especificaciones Del Motor	Alimentador QRO-4150 con Calibre 266 ACSR						Alimentador QRO-4150 con Calibre 336 ACSR					
		Voltaje pu. en nodo del motor (15)			Voltaje pu. en nodo alejado (1)			Voltaje pu. en nodo del motor (15)			Voltaje pu. en nodo alejado (1)		
		Antes	Arranque	Después	Antes	Arranque	Después	Antes	Arranque	Después	Antes	Arranque	Después
Motor M8 Bus-usuario 15	0.700 HP 0.440 KV X"d = 25% Letra Código F	0.938	0.90 10%*	0.931	0.953	0.927 5%*	0.948	0.946	0.95 5%*	0.94	0.957	0.932 4.8%*	0.953

El número con \* significa el porcentaje de caída de voltaje en pu ante el arranque del motor

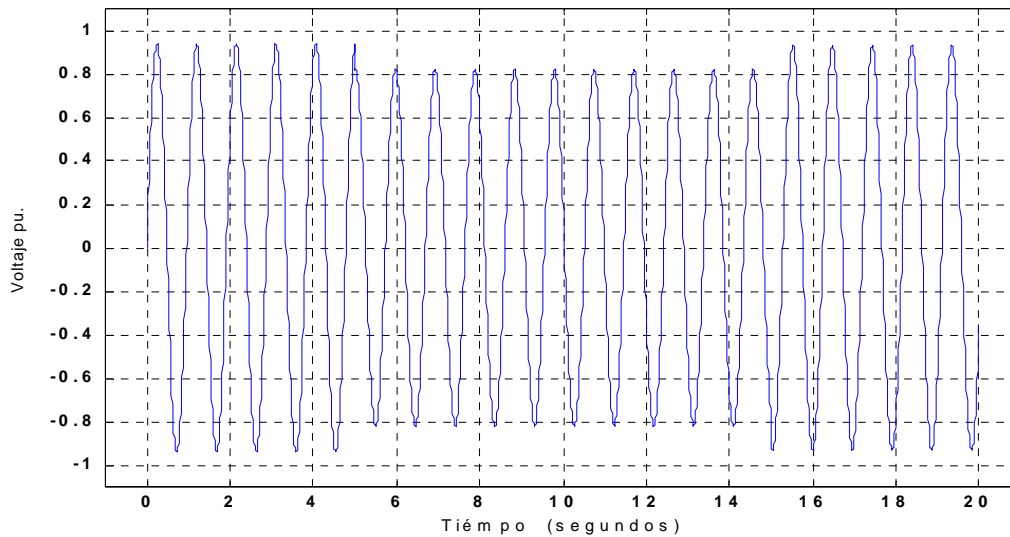


Figura 2.9 Voltaje en el nodo del usuario 15 ante el arranque de motores en ese nodo

Como se puede observar en la tabla 2.5 y la figura 2.9, el voltaje antes de energizar el motor M9, no es 1 pu, debido a la operación del sistema, al arrancar el motor se presenta una depresión de voltaje que es mayor en el nodo del motor y menor en nodos diferentes (p.e el nodo 1) conforme se aleja eléctricamente del nodo de arranque, siendo el mismo efecto con el caso de cambio de conductor de 266 ACSR a 336 ACSR. Por otro lado se observa que en el arranque el porcentaje de caída de tensión sobrepasa el 1% que marca la norma.

En el caso específico de depresiones por causa de conexión de cargas robustas como motores, se debe implementar a nivel de usuario arranque a tensión reducida, el uso de arrancadores inteligentes o variadores de velocidad y el uso de UPS; y en el lado de la empresa suministradora restauradores dinámicos de voltaje y más robustez en el sistema como es el caso del cambio de conductor de 266 ACSR a 336 ACSR en el alimentador QRO-4150. La simulación del voltaje sag en un tiempo de 10 segundos (figuras 2.9) se debe a la suposición de que los motores tardan hasta 10 segundos al alcanzar su velocidad nominal.

### 2.3.2 Fluctuaciones de voltaje (parpadeo).

El parpadeo (voltaje flicker) es un problema de la calidad de la energía que afecta a los usuarios y que debe ser considerado como punto importante de suministro por parte de la empresa suministradora. Se define como una fluctuación brusca del sistema y que puede causar cambios en la salida de imagen, ruido o intensidad luminosa de los equipos [1], su efecto es más crítico en humanos que en equipos ya que se puede apreciar en luces incandescentes, en lámparas de descarga y en lámparas fluorescentes (efecto menor); otros efectos reportados incluyen la reducción de la vida útil de aparatos electrónicos, tubos fluorescentes, mala operación de controladores electrónicos y aparatos de protección<sup>1</sup>.

El voltaje flicker puede ser clasificado en dos tipos: El tipo cíclico y el no cíclico. El tipo cíclico es resultado de fluctuaciones periódicas en el sistema, el no cíclico es resultado de fluctuaciones de voltaje ocasionadas en el sistema. El flicker se puede expresar como una simple modulación de la señal principal correspondiente a la frecuencia fundamental (60 Hz.), las recientes técnicas de medida se basan en el análisis de las características RMS de voltaje [5,62].

---

<sup>1</sup> Existen varias cargas que ocasionan fluctuaciones de voltaje, sin embargo las que tienen mayor impacto son el arranque de motores en la industria, Hugles and Chan ,Canadian National Power Survey, Canada, 1998

El origen del flicker en la mayoría de las veces se debe a los equipos conectados a las propias instalaciones, como el arranque de motores robustos, motores de refrigeradores, la acción de elevadores, hornos de arco eléctrico y las soldadoras de arco eléctrico [28].

### 2.3.2.1 Límites de fluctuación

Las normas IEC e IEEE dan las pautas para medir, evaluar y definir el voltaje flicker, así como el uso de los equipos de monitoreo de las mismas [23]. De acuerdo a estas Normas el flicker se evalúa por la llamada curva de irritación (figura 2.10) y su interpretación es más bien fisiológica que técnica, es decir, no presenta daños para los equipos solo a la sensibilidad del ojo humano. Nótese en ésta curva tres divisiones (los límites: residencial, de irritación y de visibilidad), las cuales están en función de la frecuencia de ocurrencia de fluctuaciones y que también dependen del tipo de carga (figura 2.11), las fluctuaciones por hora corresponden a las cargas como alumbrado y a los motores de refrigeradores; la segunda en términos de fluctuaciones por minuto asociadas con cargas como motores de elevadores y los hornos de arco, finalmente la tercera división que esta dada en segundos, es asociada básicamente por soldadoras de arco o punteadoras. Al pasar éstos límites se corre el riesgo de irritación del ojo humano. En los servicios residenciales las empresas suministradora deben tener bajo control el porcentaje de flicker y que debe ser menor a 3% [21].

El estándar IEC 869-0: 1991, evalúa la severidad de las fluctuaciones de voltaje o parpadeo de la luz en términos estadísticos, en base a este tipo de análisis son asociados dos tipos de índices de severidad de flicker [13]: El flicker de corto término y el flicker de largo término: El de corto término es la evaluación de severidad de flicker,  $P_{ST}$ , es basado en la observación de un periodo de 10 minutos que es el periodo de observación de disturbios durante un ciclo de servicio; el de largo término es la evaluación de severidad de flicker,  $P_{LT}$ , en ciclos de trabajo largo y variable como el uso de arcos de fundición ó disturbios en el sistema que son causados por la operación simultánea de cargas [62].

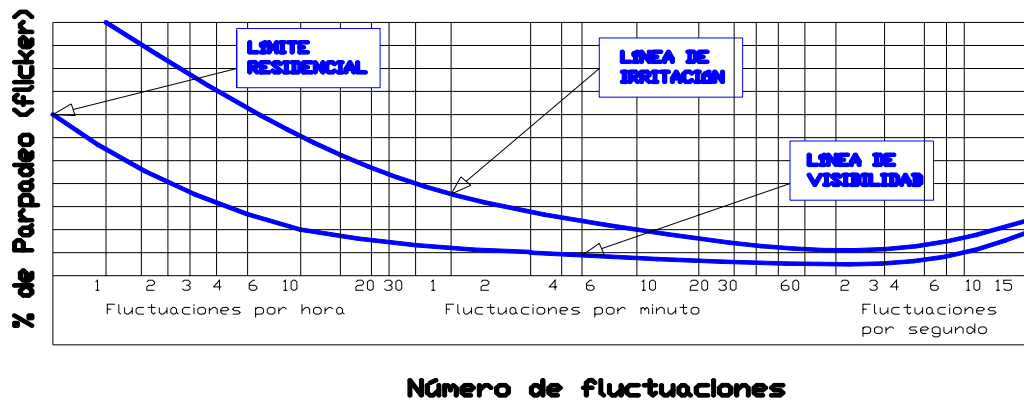


Figura 2.10 Límites de flicker (Curvas de visibilidad e irritación)

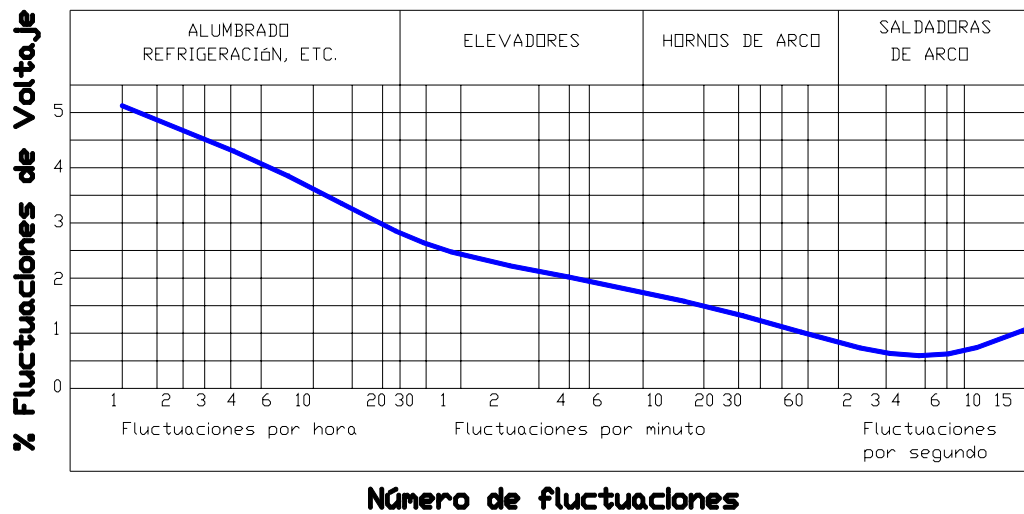


Figura 2.11 Curva típica de fluctuaciones

El problema del flicker y su efecto en otros nodos del sistema puede ser resuelto por la empresa suministradora mediante la planeación de la topología de red más robusta (alimentadores con mínimas caídas de tensión y transformadores de mayor capacidad e individuales para cada carga considerable); y en el lado del usuario, la utilización de acondicionadores de calidad de la energía [26].

### 2.3.2.2 Conexión de cargas

El interés por el estudio de fluctuaciones de voltaje es especialmente en las áreas industriales donde el tipo y tamaño de cargas da lugar a éste fenómeno [14], por ejemplo, industrias con hornos eléctricos, máquinas soldadoras, punteadoras o bien con arranque de varios motores; éstas cargas robustas al conectarse al sistema de manera intermitente o simultánea causará depresiones de voltaje que fluctuará en cierto lapso del tiempo, dando lugar al efecto del flicker.

El análisis de este fenómeno se realiza por medio del método de flujos de carga, mediante el uso del programa computacional CYMPDA (Cyme International, Distribution Primary Análisis) ya que tiene la posibilidad de representar las cargas motoras con características de potencia (ecuación 2.1) en términos de los parámetros de arranque, operación nominal, Código Nema, eficiencia, y factor de potencia. Los detalles del método utilizado se presentan en la referencia [8] y el apéndice A.3.3

La estimación de la severidad del efecto flicker se realiza mediante el porcentaje de modulación, y se expresa como un porcentaje del tren de ondas tomando valores de pico a pico, tal como lo muestra la ecuación 2.2.

$$\% \text{ de Modulación de Voltaje} = \frac{V_{\max.} - V_{\min.}}{V_o} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:  $V_{\max.}$  es el valor de la máxima señal modulada

$V_{\min.}$  es el valor de la mínima señal modulada

$V_o.$  es el valor promedio de voltaje de operación

El impacto de las fluctuaciones de voltaje (% flicker) dependerá de la magnitud de la depresión de voltaje que a su vez depende del tipo de carga (robustez de la carga en términos de su corriente de arranque), de la frecuencia de ocurrencia de éstas, de la longitud y características de los alimentadores, capacidad e impedancia de transformadores que tendrán ciertas caídas de tensión; que aunadas a la depresión de voltaje causarán un impacto mayor de fluctuación [21], así como se muestra en la figura 2.13 mediante la observación de las tres líneas graficadas (azul, amarillo y rosa) debidas a la caída de tensión a lo largo del alimentador por la operación del motor M9.



### 2.3.2.3 Ejemplo de flicker

Considérese nuevamente el sistema de estudio dado en el apartado 3.3. Un estudio de flujos de carga considerando el arranque de motores (programa CYMDPA) y la aplicación de la ecuación 2.1 y 2.2 permitirá obtener las fluctuaciones de voltaje y el porcentaje de modulación del flicker, debido al arranque alternado de los motores M1 y M2 en el nodo de alimentación del usuario 2.

Tabla 2.6 Resultados de la fluctuación de voltaje en el nodo del usuario 2 ante el arranque de 2 motores

Equipo	Especificaciones Del Motor	Alimentador QRO-4150 con Calibre 266 ACSR				Alimentador QRO-4150 con Calibre 336 ACSR			
		Voltaje pu. en nodo del motor (2)			% de Flicker	Voltaje pu. en nodo del motor (2)			% de Flicker
		Antes	Arranque	Después		Antes	Arranque	Después	
Motor M1 Bus-usuario 2	400 HP, 0.440 KV X"d = 25% Letra Código F	0.952	0.938	0.948	2.1	0.957	0.943	0.953	2.08
Motor M2 Bus-usuario 2	500 HP, 0.440 KV X"d = 25% Letra Código F	0.952	0.913	0.948	1.8	0.957	0.928	0.954	1.7

Tal como se muestra en la tabla 2.6 y se observa en la figura 2.12, se tiene una modulación de flicker menor del 3% de la recomendada por la norma, aún con el cambio de calibre del alimentador de 266 ACSR a 336 ACSR, Sin embargo, para el motor M9 del usuario 15, el cambio de calibre minimiza el porcentaje de flicker, de 3.01% con calibre de 266 ACSR a 2.64 % con calibre 336 ACSR como se muestra gráficamente en la figura 2.13, el cual es menor al 3%, lo cual esta dentro de las normas.

Por otro lado, en el periodo de tiempo de 0.0 a 30.0 segundos (grafica 2.12), el lapso de 0.0 a 5.0 segundos, el voltaje pu en el usuario 2 no es 1.0, debido a las caídas de tensión normales del sistema por estar en operación, al arranque del motor M1, se tiene un voltaje 0.938 en el periodo 5.0 a 15.0 segundos, después arranca el motor M2, y el voltaje pu en el usuario 2 es de 0.91 del periodo 15.0 a 25.0 segundos, para finalmente tener un voltaje de 0.948. Los tiempos de simulación de 10 segundos corresponden al periodo de tiempo en el que los motores tomarán su velocidad nominal.

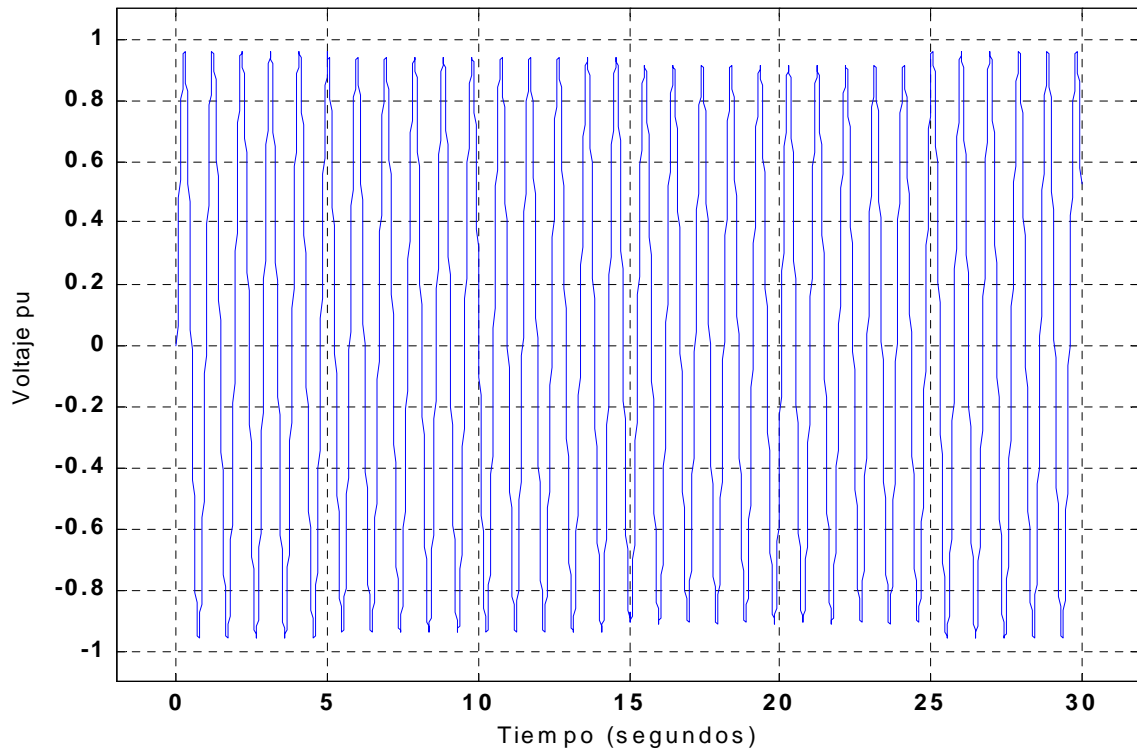


Figura 2.12 Fluctuación de voltaje en el nodo del usuario 2, ante el arranque de los motores M1 y M2 de forma alternada, considerando un calibre de conductor de 266 ACSR en el alimentador troncal QRO-4150

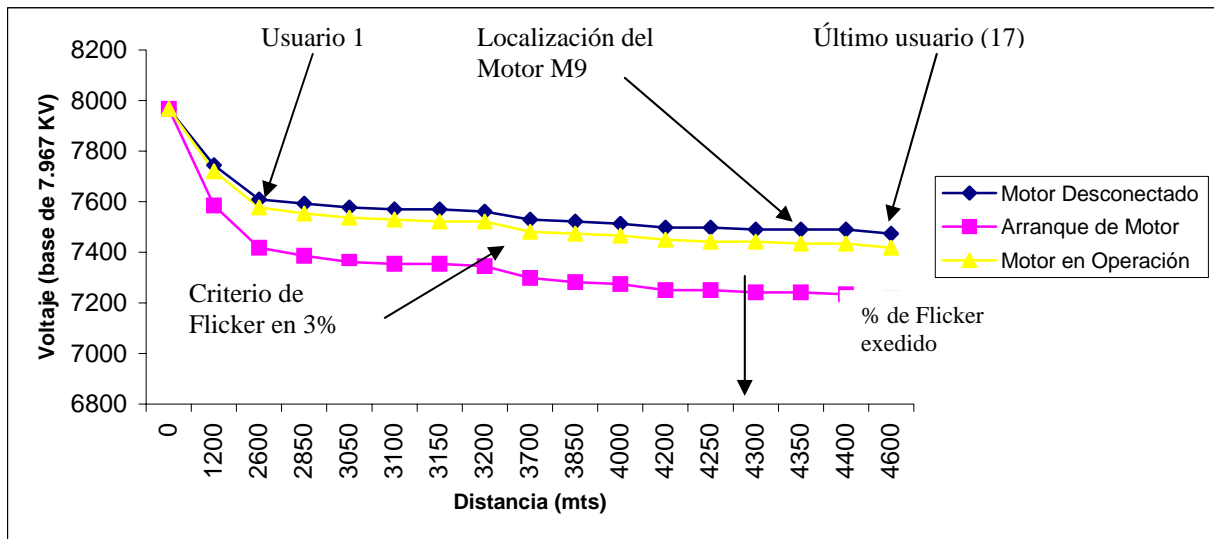


Figura 2.13 Caídas de tensión y relación de flicker debido al arranque del motor M9 para el alimentador QRO-4150 con calibre 266 ACSR

### 2.3.3 Variaciones lentas de voltaje.

Las variaciones lentas de voltaje son otra de las anomalías en la calidad del suministro de energía eléctrica, su consideración en la planeación de las redes de distribución se debe particularmente a los efectos que producen tanto en el lado del usuario como en la empresa suministradora, por ende éstas variaciones deben de estar bajo el control de la empresa suministradora. Estas variaciones corresponden a los sobrevoltajes y bajovoltajes que se asocian con los problemas de regulación de voltaje y que generalmente no son el resultado de fallas en el sistema, pero son causados por variaciones de carga y operaciones de switcheo en el sistema [53]. También se consideran en esta clasificación las interrupciones sostenidas las cuales se asocian con el concepto de continuidad del suministro anteriormente visto.

El **Sobrevoltaje** es un incremento en el voltaje rms de corriente alterna del 110% al 120% a la frecuencia del sistema con una duración mayor a un minuto. Son normalmente resultado de switcheo de carga, es decir, un rechazo de cargas grandes y energizamiento de capacitores; se consideran dentro del problema de regulación de voltaje por tener frágiles e inadecuadas prácticas de control de voltaje a nivel de distribución.

Los **bajovoltajes** son un decremento del voltaje rms del 80% al 90% a la frecuencia del sistema por una duración mayor de un minuto. Son el resultado de eventos de switcheo de cargas en el sistema o el switcheo de bancos de capacitores fuera del sistema.

Los efectos de éstas variaciones son diversas, en el lado usuario una variación de voltajes frecuentemente daña los procesos computarizados, equipo electrónico e interrupciones de carga, a niveles de la red de distribución causa pérdidas energéticas  $I^2R$  e  $I^2X$  [3].

#### 2.3.3.1 Suministro de estándar de voltaje.

El objeto fundamental de un Sistema de Distribución es entregar un suministro de voltaje utilizable, literalmente listo para usar sin requerir alguna transformación o reformación del mismo.

La utilización del voltaje estándar varía de país en país, por ejemplo, en países centroamericanos es de 120 Volts, México 127 V, los estándar europeos son de 230 V. y 250 V. dependiendo el país, por ejemplo Japón con un voltaje de 105 V. Aún dentro del mismo país existen zonas (urbana, rural, estándar, montañosa, etc.) que

tienen su típico estándar de voltaje. Este estándar de voltaje en cada país y cada zona dependen del tipo de carga y de aspectos socioeconómicos [11].

A partir de éstos estándares, el planeador de redes de distribución debe deducir criterios de voltajes primarios, secundarios y de caída de tensión. En la mayoría de los estudios de planeación, el voltaje es calculado, analizado y aplicado como criterio en el nivel primario de los alimentadores, pero con caídas de voltaje en secundarios implícitas, además, el reto de los planeadores es determinar el mínimo costo del plan que no exceda los límites de voltaje tanto hacia arriba o hacia abajo durante cualquier condición de carga [27,23].

Por lo tanto, las empresas suministradores tratan de mantener el servicio de voltaje dentro del rango del +/- 5% del nominal y bajo condiciones de emergencia por cortos periodos en el rango de +6% a -13% [53].

### 2.3.3.2 La regulación de voltaje

Las variaciones de voltaje de larga duración consideradas en un tiempo mayor a un minuto ya sea sobrevoltaje ó bajovoltaje deben analizarse desde el punto de vista del concepto de regulación de voltaje y pueden ocurrir debido a las caídas de tensión en los alimentadores aéreos, por incorrectas posturas de TAP's en transformadores, por la fundición de un fusible en los bancos de capacitores y capacitores en servicio durante las condiciones de carga baja.

La regulación de voltaje es un aspecto que se estudia a partir de las caídas ó elevaciones de voltaje en periodos de tiempo largos, y se pueden dar por la impedancia a traves de la línea, pero principalmente por variaciones de carga. Se dice que se tiene un problema de regulación de voltaje cuando las variaciones de voltaje hacia abajo ó hacia arriba exceden los límites máximos tolerables (+/- 5% y en condiciones cortas de emergencia +6% a -13%) que establecen las normas. Con estos límites máximos tolerables se fijan criterios para las variaciones de carga y para la regulación de voltaje por medio de dispositivos a nivel de empresa suministradora y del usuario, así como robustez del sistema [23].

El efecto de la impedancia de la línea y las variaciones de carga puede analizarse en la figura 2.14, donde se muestra un circuito que representa las caídas de tensión por efecto de la impedancia de la línea ( $I_Z$ ) y por efecto de la carga ( $V_2$ ) que en la práctica es variante bajo condiciones normales o condiciones pico y bajo condiciones de factor de potencia. La variación de voltaje se define con la ecuación 2.3.

$$R_{eg} V\% = \frac{\Delta V}{V_N} * 100 \quad (2.3)$$

ó bien:

$$R_{eg} V\% = \frac{V_N - V_O}{V_N} * 100 \quad (2.4)$$

Donde:  $\Delta V = V_N - V_O =$  variación de voltaje

$V_N$  es el voltaje nominal o con carga

$V_O$  es el voltaje en vacío

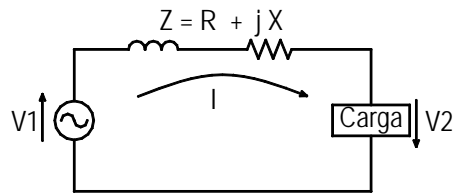


Figura 2.14 Circuito de análisis de variaciones lentas de voltaje, por efecto de variaciones de carga y caídas de voltaje

En éste trabajo las variaciones lentas de voltaje y específicamente el problema de regulación de voltaje se resolverá utilizando una herramienta computacional de flujos de carga (Cympda) a la frecuencia del sistema (60 Hz) considerando fundamentalmente las variaciones de carga, es decir cambio en el factor de potencia de 0.8 a 0.95 en las cargas del sistema de prueba (apartado 4.3) y las caídas de tensión en los alimentadores. Éste estudio nos permitirá conocer las condiciones de voltaje en la que se encuentran los usuarios y de ésta manera planear la apropiada robustez de la red así como la ubicación y capacidad de los equipos de regulación de voltaje y de compensación de potencia, que en este trabajo será por medio de uso de bancos de capacitores. La metodología del estudio de flujos de carga, de caídas de voltaje, capacidad y ubicación de los bancos de capacitores se describe en la referencia [8] y el Apéndice A.3.2.

La práctica utilizada por las empresa suministradoras para la regulación de voltaje consiste en la utilización de compensadores de caída de línea y reguladores de voltaje serie, aún cuando tanto la empresa suministradora como el usuario (industrial) pueden utilizar transformadores cambiadores de tap, aparatos de aislamiento con regulador de voltaje separados como las UPS, transformadores ferorresonantes, equipos motor-generator y los aparatos de compensación de impedancia como los capacitores serie o paralelo [27].

### 2.3.3.3 Ejemplo de variaciones lentas

Para efecto de mostrar el análisis de flujos de carga, la variación de carga y el concepto de la regulación de voltaje, considérese el sistema eléctrico dado en el apartado 3.3 cuyos datos necesarios para el estudio se encuentran en el mismo. En la tabla 2.7 se muestra los resultados de voltaje y regulación de voltaje para el usuario 15 en dos alternativas de troncal de alimentador (QRO-4150 con calibre 266 ACSR y 336 ACSR) para cambio en la carga debido a la variación en el factor de potencia de 0.8 a 0.95. También se muestra en la figura 2.15 el perfil de tensión a lo largo del alimentador QRO-4150 para el calibre 266 ACSR.

Tabla 2.7. Voltaje y regulación de voltaje debido a la caída de tensión en alimentadores y cambio de F.P de la carga de 0.80 a 0.95 para el usuario en el bus15, para 2 alternativas de alimentador.

Factor de Potencia de la carga	Alimentador QRO-4150 con calibre 266 ACSR		Alimentador QRO-4150 con calibre 336 ACSR	
	Voltaje en volts en el nodo del usuario 15	% de regulación en el nodo 15	Voltaje en volts en el nodo del usuario 15	% de regulación en el nodo 15
0.80	7,290	8.5%	7,377	7.4%
0.85	7,338	7.9%	7,417	6.9%
0.90	7,386	7.3%	7,465	6.3%
0.95	7,449	6.5%	7,537	5.4%

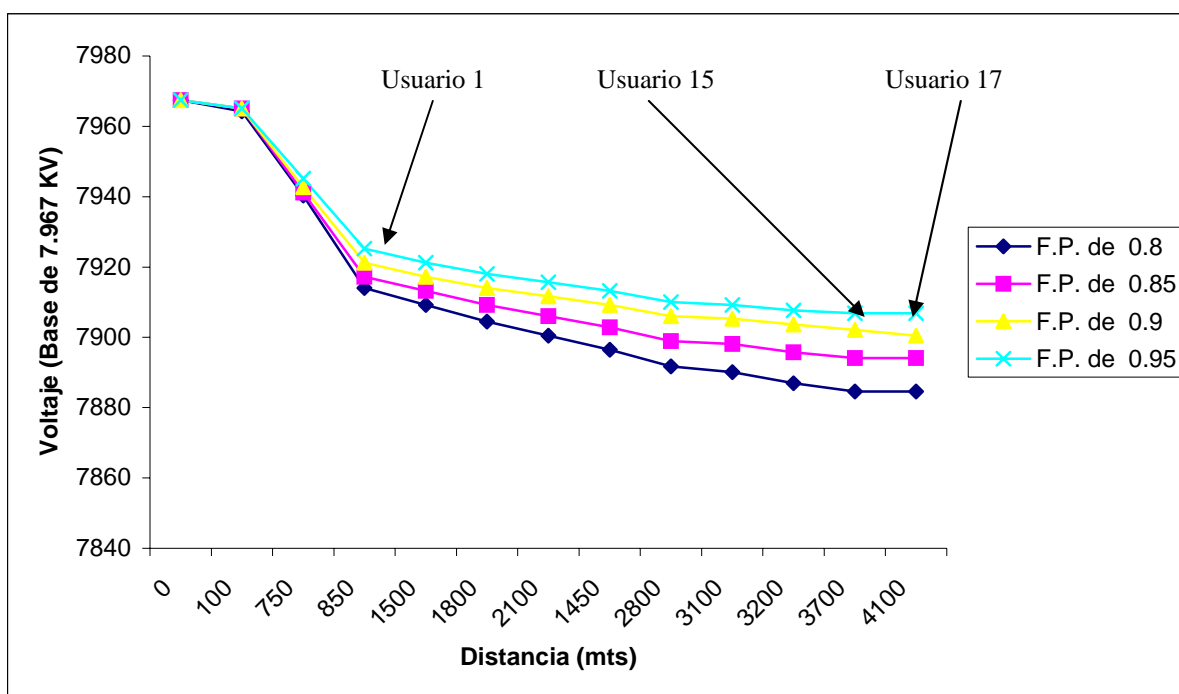


Figura 2.15 Perfil de tensión por fase en el alimentador QRO-4150 (calibre 266 ACSR)

Como se observa en la tabla 2.7 el factor de regulación de voltaje en el nodo del usuario 15 para variación del factor de potencia en las cargas de 0.8 a 0.95 decrece con forme aumenta el factor de potencia (tabla 2.7 y figura 2.15), esto es debido a que al aumentar el factor de potencia se requiere menor corriente de magnetización (corriente debida a la potencia reactiva necesaria) y por lo tanto hay menores pérdidas eléctricas, también el factor de regulación decrece al aumentar el calibre del conductor, esto es debido a que las pérdidas eléctricas en el conductor disminuyen por la impedancia del mismo; ambos casos afectan la caída de tensión, lo cual se refleja en la fórmula 2.4

Para el cambio de conductores y de factor de potencia, la regulación de voltaje en el usuario 15 sobrepasa lo que indica la norma (hasta un 5%) por lo que es necesario considerar técnicas de regulación de voltaje, para este trabajo se considera el uso y localización de bancos de capacitores.

### 2.3.4 Armónicas

Los Sistemas Eléctricos de Potencia y los equipos conectados a éste están diseñados para operar a una frecuencia de 60 Hz. con corrientes y voltajes de forma senoidal, por varias razones, pueden ocurrir flujos eléctricos adicionales (armónicas) a frecuencias diferentes de la fundamental del sistema, ya sea en el lado del usuario o de la empresa suministradora. Este problema de armónicas en los sistemas eléctricos de potencia no es nuevo ya que siempre ha existido (el problema de distorsión armónica se observó por el personal de las empresas suministradoras en 1910), lo notable es la magnitud y cantidad de armónicas que se han observado en los sistemas eléctricos [23,43], la razón es que con la aparición de la tecnología de semiconductores, dispositivos de electrónica de potencia y en general las cargas no lineales usadas particularmente en la industria para mejorar la eficiencia de los procesos, también incrementan los niveles de armónicos en los sistemas eléctricos.

De hecho las armónicas es una de las principales cuestiones en el ámbito de la regulación de la calidad de la energía y del estudio por parte de varios cuerpos internacionales (IEC, IEEE, CIGRE, etc.) que han generado diferentes estándares y recomendaciones técnicas debido a su gran inyección en el usuario residencial, comercial pero principalmente el industrial [64]. Por tanto en la actualidad y más particularmente en la distribución de la energía eléctrica es importante considerar metodologías adicionales para resolver problemas de armónicos debido al uso y proliferación de cargas no lineales en el sistema eléctricos (del lado del usuario y empresa suministradora) debido al incremento de resonancias en la red, efectos en equipos del sistema y equipos de los usuarios.

#### 2.3.4.1 Fuentes de armónicas en la red

Las armónicas son corrientes y voltajes senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema, estas son producidas por cargas no lineales conectadas a la red o por fallas a tierra de alta impedancia [14,27]. Las principales fuentes de armónicas se muestran en la tabla 2.9, sin embargo uno de los orígenes más fuertes de distorsión armónica son los grandes tipos de convertidores estáticos de VAR (en el lado de la empresa suministradora) y variadores de velocidad para motores de inducción en el lado del usuario [63], en este trabajo no se pretende modelar las cargas no lineales, sin embargo si es importante mostrar la contribución de contaminación armónica de los equipos más comunes que se encuentran conectados en la red de distribución, con la finalidad de utilizarlos para el estudio de flujos armónicos.



Tabla 2.8. Fuentes de armónicas comunes

Fuentes comunes de Armónicas	
Saturación de transformadores	Imperfecto origen de C.A
Transformadores magnetizados	Compensadores Estáticos de VAR
Transformadores con neutro aterrizado	Variadores de velocidad de motores
Soldadoras eléctricas	Convertidores de C.D
Hornos de arco eléctrico	Inversores
Switcheo de suministro para computadoras	Suministro de energía para televisión
Cargadores de baterías	Lámparas fluorescentes

En un sistemas de distribución pueden existir compensadores estáticos de VAR, sin embargo para el análisis de ésta tesis no se considera la existencia de éstos, pero si fuentes de armónicas producidas por los usuarios como por ejemplo, la existencia de rectificadores de onda completa usados en las medianas y grandes industrias para el uso de voltaje de C,D en sus equipos de automatización (controladores lógicos programables, electroválvulas, sensores, instrumentación, etc), también el uso de variadores de velocidad (DRIVES) tanto para el arranque de motores a tensión reducida como para la operación eficiente y sistematizada de motores de inducción y finalmente la existencia de máquinas de arco eléctrico (Soldadoras monofásicas y trifásicas) utilizadas en pequeños talleres, pequeñas, medianas y grandes industrias para su proceso de maquilado, fabricación y construcción particular. El porcentaje típico de distorsión armónica de las equipos anteriormente citados se da en la tabla 2.9.

Tabla 2.9 Porcentaje típico de amplitud de corriente armónica de orden h de fuentes armónicas comunes

Armónica (h)	Convertidor (C.A-C.D) %I <sub>h</sub>	Soldadora de arco %I <sub>h</sub>	Drives %I <sub>h</sub>
1	100	100	100
3		6 a 10 (6.8)*	
5	18	2 a 10 (4.2)*	18
7	12	3 a 6 (3.1)*	12
9		2 a 5 (3.5)**	
11	6	3 a 4 (3.5)**	6
13	4	2 a 8 (5.0)**	4

Los valores magnitud de corriente armónica de los convertidores y Drives de la anterior tabla corresponden a los típicos que marca la literatura para circuitos rectificadores trifásicos a 6 pulsos [69]. Para el caso de los valores correspondientes a soldadoras de arco, los valores con superíndice \*, son dados por [69] y los valores con superíndice \*\* son tomados como valores promedio al no contar con datos en literatura.

### 2.3.4.2 Flujos de armónicas

Una gran cantidad de flujos de potencia a frecuencias múltiplos enteras de la fundamental originan serios problemas en los Sistema Eléctricos de Potencia, usuarios y sistemas de telecomunicaciones [53]. La ingeniería de Sistemas de Potencia tradicionalmente ha usado las componentes simétricas para ayudarse a entender el comportamiento de los sistemas trifásicos, de forma similar el análisis de estos flujos ha dado como resultado que determinadas frecuencias armónicas se asocien con las redes de secuencia positiva, negativa y cero [14].

Las corrientes armónicas tienden a fluir desde las cargas no lineales hacia la impedancia más pequeña que usualmente es la fuente de la compañía suministradora ya que es más pequeña que las trayectorias paralelo que se presentan en el lado de carga, sin embargo, las corrientes armónicas se dividen dependiendo de las relaciones de impedancia [21] como se muestra en la figura 2.16. Las corrientes armónicas generadas por cargas no lineales en el lado de usuarios distorsionan la forma de onda de corriente demandada por los mismos, si estas corrientes no son controladas pueden alterar la impedancia del sistema y al interactuar en estas ( $Z_{sist} * I_{armónica}$ ) distorsionan la forma de onda de voltaje. Se puede ocasionar también una caída de voltaje en la línea debido a la distorsión armónica, disminuyendo así la potencia disponible.

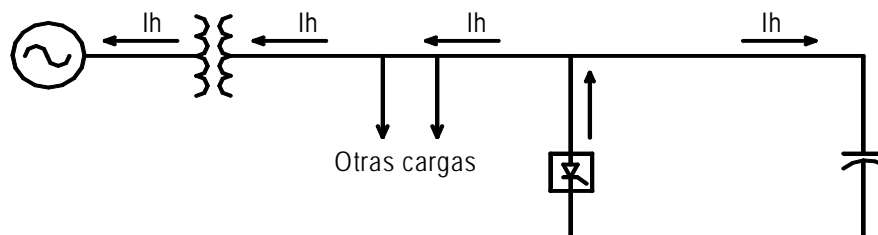


Figura 2.16 Flujos normales de las corrientes armónicas en la red

No se pretende en éste trabajo desarrollar la metodología para realizar flujos de armónicos, más bien el utilizar un programa existente (CYMHARMO), sin embargo los puntos más importantes de éste estudio de flujos de armónicos en el apéndice A.4.

Si el nivel de distorsión armónica sobrepasa los límites que marca la norma para sistemas de distribución (Tablas 2.10 y tabla 2.11) se opta por usar técnicas de control de armónicos para reducir el impacto en usuarios y en la red de Distribución. En la literatura se muestra una gran variedad de dispositivos y técnicas para minimizar y controlar las armónicas y dentro de los más básicos están [15,49]:

- La reducción de corrientes armónicas producidas por la carga mediante el uso de transformadores de aislamiento y de la diversa conexión de los mismos.
- Colocación de filtros Pasivos, Filtros activos, filtros híbridos o acondicionadores de calidad de la energía a base de integración de filtros y demás dispositivos.
- Después de la respuesta de frecuencia del sistema, el uso de capacitores e inductores.

Tanto el nivel individual y total de la distorsión armónica que se presenta en el sistema eléctrico como el costo de cada alternativa son un aspecto importante para la selección de la apropiada técnica de control de armónicas. Otro aspecto importante con la colocación, y tipo de filtro es la consideración de posibles respuestas del sistema principalmente en la resonancia paralelo<sup>1</sup>.

#### 2.3.4.3 Especificaciones armónicas

Con el crecimiento de los problemas de distorsión armónica en los sistemas eléctricos de potencia, se ha requerido la existencia de varios términos para referir la distorsión armónica y sus efectos en los sistemas eléctricos, también se hace necesario especificar límites permisibles tanto en la empresa suministradora como a nivel de usuarios para efecto de deslindar responsabilidades y derechos sobre el aspecto de calidad del suministro [17]. Así por ejemplo, los usuarios deben responsabilizarse para limitar la calidad de las corrientes armónicas que fluyen al sistema y las empresas suministradores deberán responsabilizarse de limitar la distorsión de voltaje y de los efectos de resonancia, que eventualmente amplifican los problemas de armónicas.

---

<sup>1</sup> La distorsión armónica debe ser controlada por los usuarios, sin embargo la empresa suministradora debe tener especial cuidado con la resonancia paralelo cuando se requiera el uso de capacitores en red.

Para cualquiera de las formas potenciales de detectar la presencia de armónicas, sus efectos y límites en un sistema de distribución, se tienen los siguientes términos y especificaciones:

- Raíz de la suma de cuadrados (RSS)

$$RSS = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} M_n^2} \quad (2.5)$$

Donde:  $M_n$  es el valor rms en voltaje o corriente de la componente armónica  $h$  de la cantidad  $M$ , éste término generalmente lleva a lo que se conoce como el espectro de contenido armónico.

- Distorsión armónica individual (DVh% ó DIh%), se puede dar tanto para la corriente como para el voltaje.

$$DVh\% = \frac{V_h}{V_1} * 100 \quad (2.6)$$

$$DIh\% = \frac{I_h}{I_1} * 100 \quad (2.7)$$

Donde  $I_h$  y  $V_h$  son las componentes armónicas,  $V_1$  e  $I_1$  los valores de voltaje y corriente fundamentales, y cuyos límites deben estar dentro de los que marca la norma en las tablas 3.10 y 3.11.

- Distorsión Armónica Total (THD)

La Norma IEEE-519 [8] identifica la THD como la cantidad que determina el contenido excesivo o no de armónicas en una instalación eléctrica y cuyo valor se debe evaluar para las ondas de corriente en el caso de los usuarios y de las ondas de voltaje para el caso de la compañía suministradora, de esta manera se tiene.

a) Distorsión Armónica Total para la onda de corriente [ THD% (I) ]

$$THD\% (I) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} * 100 \quad (2.8)$$

Donde  $I_1, I_2, \dots, I_n$  es el valor rms de la corriente para la componente de cada fundamental. La Norma IEEE- 519 establece los límites de distorsión de corriente para un sistema de distribución (120 V – 69 KV) mostrados en la tabla 3.10, ésta tabla solo indica valores de THD impares, para THD pares se limita el valor un 26% de la THD impares [23], también estas tablas son para condiciones de duración no mayores de una hora, para condiciones cortas (arranques o condiciones inusuales), los límites pueden ser excedidos un 50%, nótese además, que los límites están basados en el tamaño de carga respecto al tamaño del Sistema ( $I_{cc}/I_c$ ), donde  $I_c$  es el valor máximo de la corriente de carga en la instalación y la  $I_{cc}$  es el valor máximo de corto circuito en el punto de

conexión común, esta misma relación da una idea de que tan robusto es el sistema y de la capacidad de contribución de falla.

b) Distorsión Armónica Total para la onda de voltaje [ THD% (V) ]

$$\text{THD\% (V)} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} * 100 \quad (2.9)$$

Donde  $V_1, V_2, \dots, V_n$  es el valor rms del voltaje para la componente de cada fundamental. Los valores límites de distorsión armónica de voltaje que da la norma IEEE-519 se dan en la tabla 2.11. Obsérvese que a mayor voltaje en el punto de acople común, el valor de THD % (V) admisibles es menor debido a que las líneas de alta tensión pueden estar conectadas a traves de los transformadores y por tanto su efecto se multiplica por lo tanto se debe limitar.

Existen otros términos que no son menos importantes que los anteriores pero para efecto de la planeación de Sistemas de Distribución no se consideran, ya que no tienen un gran efecto desde el punto de vista de la calidad de la onda de tensión suministrada al usuario, estos términos son: factor de influencia telefónica (TIF), el producto I\*T que es la influencia inductiva expresada como el producto del valor de la corriente y el producto KV\*T que es la influencia inductiva expresada como el producto del voltaje y el factor de influencia telefónica.

Tabla 2.10 Límites de distorsión de corriente para sistemas de distribución generales

Máxima distorsión de corriente armónica en porcentaje de la corriente de carga						
Armónicas de orden individual (impares)						
Icc/Ic	< 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	THD % (I)
< 20	4.00	2.00	1.50	0.60	0.30	5
20 < 50	7.00	3.50	2.50	1.00	0.50	8
50 < 100	10.00	4.50	4.00	1.50	0.70	12
100 < 1000	12.00	5.50	5.00	2.00	1.00	15
> 1000	15.00	7.00	6.00	2.50	1.40	20

Tabla 2.11 Límites de distorsión de voltaje para sistemas de distribución

Voltaje del bus en el punto de acoplamiento común (PCC)	Porcentaje de distorsión armónica individual de voltaje	Porcentaje de distorsión armónica total de voltaje THD% (V)
69 KV y Menores	3.0	5.0
69.001 HASTA 161 KV	1.5	2.5
161.001 y Mayores	1.0	1.5

#### 2.3.4.4 Efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos

Los efectos de las armónicas pueden analizarse desde tres puntos de vista, los que se producen en los equipos de los usuarios y de la empresa suministradora, así como también en los sistemas de telecomunicaciones, en particular, se analizarán los relacionados entre la empresa suministradora y los usuarios ya que son los que se relacionen con la calidad de la energía a los usuarios y la solución de éstos por parte de la empresa suministradora.

Los sistemas eléctricos de potencia están formados por distintos componentes que en términos de circuitos son capacitancias, inductancias y resistencias, la respuesta de estos elementos y del sistema en general ante cada frecuencia armónica determinará el verdadero impacto de las cargas no lineales sobre la distorsión armónica y sus efectos en los sistemas de potencia, por ejemplo la impedancia del sistema que generalmente esta en términos de la capacidad de corto circuito ( $Z_{st}$ ) y la Reactancia capacitiva ( $X_{cap}$ ) usada para corregir el factor de potencia tienen un cambio notable por las armónicas, específicamente en la reactancia ya que es una función directa de la frecuencia [29,53].

Las respuestas del sistema más notables ante la presencia de ciertos niveles de armónicas es la resonancia en paralelo, los desajustes y pérdidas relacionadas con la potencia y el factor de potencia.

##### 2.3.4.4.1 Circuitos resonantes

Al operar los usuarios con bajos niveles de voltaje y bajo factor de potencia se hace necesaria la compensación reactiva, instalando bancos de capacitores y compensadores estáticos de VAR, dando origen a la resonancia paralelo con el sistema, amplificándose las corrientes y voltajes armónicos [60], lo anterior significa que los parámetros  $L$  y  $C$  no eran resonantes a la frecuencia fundamental pero pueden serlo a otra frecuencia.

- *Resonancia paralelo:* la resonancia paralelo ocurre cuando la reactancia inductiva y capacitiva resultan iguales a la misma frecuencia. Si la combinación de los bancos de capacitores y la inductancia del sistema resultan en resonancia paralelo cerca de una de las armónicas generada por la carga no lineal, esa corriente armónica excitará al circuito "tanque" (figura 2.17) y de ese modo dará origen a una corriente amplificada que oscilará entre la energía almacenada en la inductancia y la energía almacenada en la capacitancia [23], éste efecto puede observarse en el circuito que muestra la figura 2.17 (circuito de resonancia paralelo).

- *Resonancia serie:* La resonancia serie es el resultado de la combinación serie del banco de capacitores y las inductancias del transformador de la línea. La resonancia serie presenta una trayectoria de baja frecuencia a las corrientes armónicas y tiende a “atrapar” alguna corriente armónica a la cual este sintonizado el circuito LC resultante [53]. La resonancia serie se puede mostrar en el circuito de la figura 2.18.

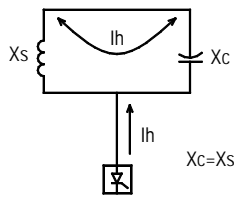


Figura 2.17 Resonancia paralelo

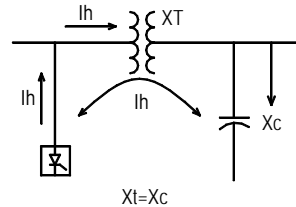


Figura 2.18 Resonancia serie

De los anteriores circuitos,  $X_c$  es la reactancia capacitiva,  $X_t$  la reactancia del transformador y  $X_s$  la reactancia del sistema. En la práctica no solo se conectan banco de capacitores, sino también filtros; lo cual aparte de suministrar potencia reactiva al sistema, se atenúan o anulan las corrientes armónicas disminuyendo así los factores de distorsión tanto individuales como totales.

El objetivo de éste trabajo es determinar el nivel de armónicos de voltaje en la red de distribución en el punto de alimentación de los usuarios así como la resonancia paralelo posible al conectar bancos de capacitores para corregir el factor de regulación, lo cual se llevará a cabo por medio de la utilización de un programa computacional llamado Cymharmo y cuyas características se muestran en la referencia [7] y el apéndice A.4.

La idea es determinar la frecuencia a la cual es resonante el sistema mediante la relación  $X_c = X_s$  (Resonancia Paralelo) ó  $X_t = X_c$  (Resonancia serie) y de la formula 2.9.

$$F_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{TOT} * C}} \quad (2.9)$$

Pudiendo calcularse como:

$$F_0 = 2\pi * 60 \sqrt{\frac{MVA \text{ de corto - circuito del sistema}}{MVAR \text{ del capacitor}}} \quad (2.10)$$

Donde:  $F_0$  es la frecuencia de resonancia,  $L_{TOT.}$  es la inductancia total de la combinación de la impedancia del sistema y el banco de capacitores (para la combinación paralelo) y  $c$  es la capacitancia del banco de capacitores. Una grafica como la 2.19 muestra el fenómeno de la resonancia paralelo en el bus de alimentación del usuario 15 del sistema bajo estudio (apartado 3.3) para diferentes alternativas de compensación de potencia reactiva, nótese que la gráfica tiene un incremento exponencial, y que es dado por el efecto inductivo del circuito tanque y llega a un punto máximo que depende de la resistencia del sistema (sin resistencia se iría a infinito), en este punto es donde se encuentra la resonancia paralelo, nótese también un decremento exponencial, el cual es dado por el efecto capacitivo. Lo cual indica que la señal de voltaje o corriente se amplifica a la armónica a la cual es resonante el circuito.

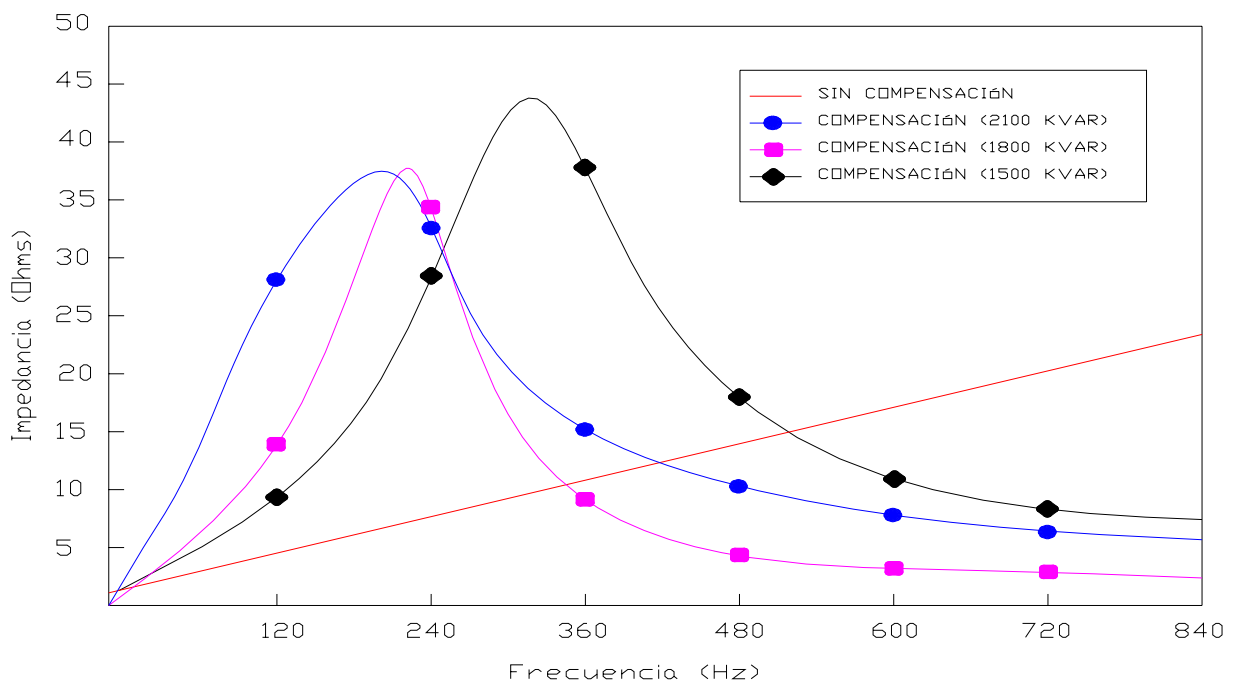


Figura 2.19 Curva de impedancia contra frecuencia



La severidad de la resonancia en paralelo es mayor si la capacidad de la carga no lineal es grande en relación de la capacidad de corto circuito, esto significa que la relación de corto circuito (SCR) dado por la formula 2.19 debe ser mayor de 20, de lo contrario indicará que hay problema potencial de armónico y se requerirá un estudio para resolver éste problema [69].

$$SCR = \frac{\text{Corto circuito (MVA)}}{\text{Carga no lineal (MW)}} \quad (2.11)$$

#### 2.3.4.4.2 Potencia y factor de potencia

Las cantidades estándares que asocian el análisis frecuente de la potencia y del factor de potencia son: la Potencia aparente (S en VA); la Potencia Activa (P en W), la Potencia Reactiva (Q en VAR) y Factor de Potencia ( $\cos\theta$  Desplazamiento) se determinan de acuerdo al triángulo de potencia de la figura 3.20 [53]

Sin embargo dichas cantidades no contemplan el efecto de la distorsión armónica, es decir, no consideran los valores RMS del voltaje y la corriente, las cuales incrementan la potencia en KVA del sistema e incrementan las perdidas por distorsión armónica [45], por tanto se tiene que considerar conceptos de potencia y factor de potencia referidos a la distorsión armónica, las cuales se muestran de manera gráfica en la figura 2.20 y en las ecuaciones 2.12 , 2.13 y 2.14

$$D = V_1 * (I_3 + I_5 + I_7 + \dots) \cos\theta_{\text{Distorsión}} \quad (2.12)$$

$$\cos\theta_{\text{Distorsión}} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD}} \quad (2.13)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.14)$$

Donde: D es la potencia en KVAR debido a la distorsión armónica e  $I_h$  son todas y cada una de las componentes armónicas, finalmente, la potencia total ésta dada por S. Nótese en la ecuación 2.12 y 2.13 que al ser mayor la distorsión armónica el factor de potencia decrece lo que significa hay mayor pérdida de energía no utilizable debido a la distorsión armónica.

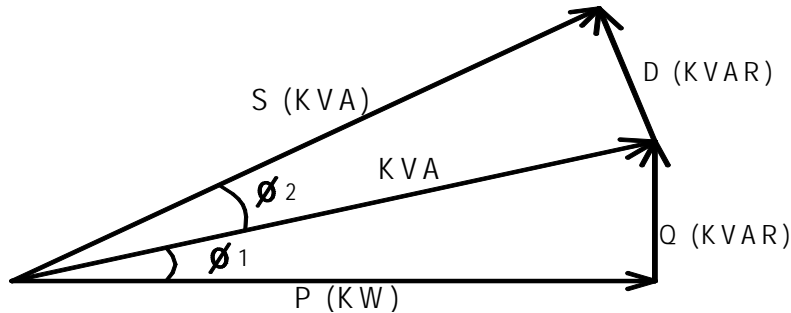


Figura 2.20 Diagrama vectorial de potencias y factor de potencia de desplazamiento y de distorsión

En grandes cargas industriales y comerciales las **corrientes y voltajes armónicos** pueden ocasionar sobrecalentamiento de equipos dinámicos, transformadores, capacitores, conductores y pragmáticas fallas u operación de equipos de protección como fusibles, relevadores, condiciones de resonancia armónica en el sistema eléctrico del usuario debido al uso de capacitores, pueden también deteriorar la operación del sistema Eléctrico de Potencia e incurrir en mediciones incorrectas, además de disminuir la potencia disponible [53].

### 2.3.4.5 Ejemplo de distorsión armónica

Con la finalidad de mostrar los anteriores conceptos de distorsión armónica, considérese el sistema de estudio de la figura B.2 del apéndice B, así como las características de carga. Los resultados de flujos armónicos y resonancia paralelo en el nodo del usuario 15 se muestran en la tabla 2.12 y 2.13, para cuatro casos: sin compensación de potencia reactiva, con compensación de potencia en pasos de 3000 KVAR, 2100 y 1500 KVAR respectivamente. Finalmente, en la figura 2.12 se muestra la distorsión armónica de corriente para dos alternativas de red: sin compensación de potencia reactiva y con compensación de 3000 KVAR en el nodo 15.

Tabla 2.12 Resultados del estudio de flujos de armónicas en el bus del usuario15

Usuario	Sin compensación de Potencia reactiva		Compensación de Potencia reactiva (1500KVAR)		Compensación de Potencia reactiva (2100 KVAR)		Compensación de Potencia reactiva (3000 KVAR)	
	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS
15	5.41	5.16	7.52	5.95	9.60	5.70	16.2	5.32

Tabla 2.13 Resultados de resonancia paralelo en el bus 15 para cuatro alternativas de compensación.

Bus (Usuario)	Frecuencia de resonancia sin compensación de Potencia reactiva	Frecuencia de resonancia para la compensación de (1500KVAR)	Frecuencia de resonancia para la compensación de (2100 KVAR)	Frecuencia de Resonancia para la compensación de (3000 KVAR)
15	---	5	3	3

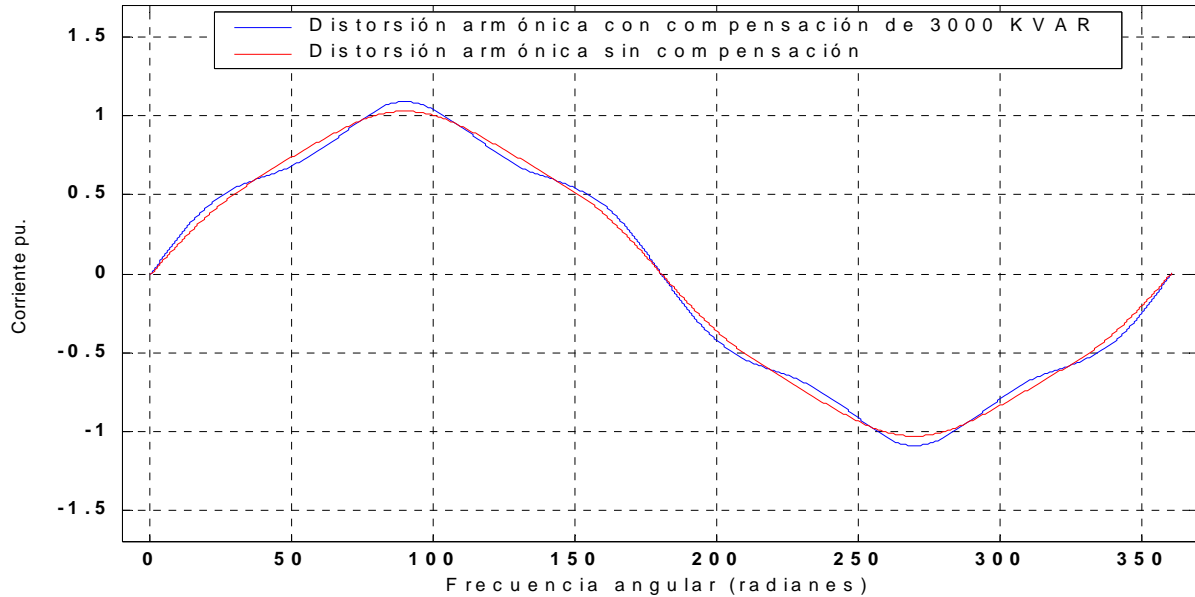


Figura 2.21 Distorsión armónica de la onda de corriente en el ramal del usuario 15

Analizando los resultados de la tabla 2.12 se observa que la distorsión total armónica de voltaje en los nodos del sistema es mayor al que marca la norma (tabla 2.10 y tabla 2.11), y aumentan al compensar el voltaje y la potencia reactiva con el banco de capacitores, sin embargo disminuye al considerar un factor de potencia de mayor debido a la relación de la fórmula 2.10. Por lo tanto se debe corregir este problema instalando filtros que limiten tales armónicas antes de que se propaguen en la red de distribución y afecte así a los demás usuarios de la red.

Por otro lado, la frecuencia resonante disminuye conforme aumenta la compensación de potencia reactiva, lo anterior se muestra en la figura 2.19 y tabla 2.13, la justificación está dada por la relación de la ecuación 2.10. Finalmente, como se observa en la figura 2.21, la distorsión de la forma de onda de corriente (para la armónica 5) en el ramal del usuario 15 es mayor para la compensación de potencia reactiva de 3000 KVAR, lo que significa que el factor de potencia de distorsión y pérdidas de energía serán mayores.

## 2.4 Índices de calidad del suministro.

Hasta hace algunos años, las empresas suministradoras habían usado índices de interrupciones sostenidas (ver Apéndice A.1) para evaluar la calidad del suministro desde el punto de vista de la continuidad del suministro. La evolución y crecimiento de aparatos electrónicos y otras cargas sensibles de los usuarios obligan a usar otro tipo de índices para evaluar la calidad de servicio y específicamente de la onda de tensión [24].

Los objetivos de éstos índices es diverso, por ejemplo, sirven para especificación de equipo, especificaciones de seguridad y de responsabilidad por límites de calidad en lado del usuario o de la compañía suministradora en los sistemas de Distribución [45], la ingeniería de sistemas eléctricos de potencia los utiliza como herramienta para representar, cuantificar y comparar el fenómeno electromagnético [24,61]. Sin embargo, como caso particular en éste trabajo, servirá para evaluar el nivel de calidad de la energía que entrega la empresa suministradora y de ésta manera elegir la mejor alternativa de planeación.

Estos índices de calidad de la energía condensan en un solo número el fenómeno tan complejo de la calidad del suministro y son calculados usando procesos estandarizados, fáciles de interpretar y además son los comúnmente usados en practicas ingenieriles.

Una de las principales deficiencias de estos índices de calidad es que algunos no contemplan transitorios, otros no contemplan señales no periódicas, otros ignoran la complejidad trifásica y otros son definidos ambiguamente [25].

Muchos ingenieros de Sistemas Eléctricos de Potencia han estado utilizando índices de tiempos cortos, los que se refieren a las pérdidas de energía activa en el transformador como el factor K; los que describen el desgaste dieléctrico como el factor de cresta y aquellos que se refieren a la interferencia con señales de radio frecuencia y de datos digitales como los IT, VT y el TIF [20].

En la actualidad se han estado desarrollando otros índices de calidad del servicio de variación RMS, para evaluar la calidad de servicio de cierta área, circuito o del sistema total de la empresa suministradora, éstos índices son útiles para cuantificar la frecuencia de ocurrencia y la duración de las perturbaciones de la onda de tensión de la compañía de distribución, las perturbaciones que evalúan éstos índices son: los sags, bajovoltajes, swell, sobrevoltajes e interrupciones [11].

En este trabajo, para la planeación de redes de distribución es necesario evaluar el nivel de calidad de la energía que se entrega a los usuarios en diversas alternativas de red de distribución, la evaluación de la calidad es básicamente por medio de los índices de la tabla 2.14.

Tabla 2.14 Índices de calidad de la energía aplicados a la planeación de redes de distribución

Índice	Definición
Distorsión Armónica Total (THD)	$\left( \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} I_i^2} \right) / I$
Factor de Flicker	$\% \text{ de Flicker} = \frac{V_{\max.} - V_{\min.}}{V_o} * 100$
Factor de regulación	$R_{eg} V\% = \frac{V_N - V_o}{V_N} * 100$
Variación RMS (sag, swell)	$\lim_{T \rightarrow \infty} \sqrt{\frac{\int_0^T x^2(t) dt}{T}}$

La evaluación de índices en diversas alternativas de planeación permitirá obtener la óptima alternativa de distribución de servicio eléctrico a los usuarios, en términos de la calidad de la energía, aunado por supuesto, a un análisis costo-beneficio (tema 3.2.).

# CAPÍTULO 3

## LA CONFIABILIDAD, LA CALIDAD DEL SUMINISTRO Y EL IMPACTO EN LOS COSTOS

### 3.1 Introducción

En el entorno actual en el que se mueve el sector eléctrico debido a las condiciones socioeconómicas y de incompatibilidad entre el servicio eléctrico y la carga, hacen que el objetivo principal de un Sistema de Potencia, particularmente en el área de Distribución sea lograr un suministro de electricidad a los usuarios confiable y de calidad a un *“costo lo más bajo posible”*, es decir, a un nivel óptimo [38,47]. La determinación de este nivel óptimo de calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a usuarios requiere de consideraciones tanto técnicas como económicas.

Por lo tanto, la posibilidad de que los usuarios sean desconectados de la red eléctrica por alguna razón o afectados por las perturbaciones de la onda de tensión puede reducirse con un apropiado incremento económico o inversión en la *planeación*, operación y mantenimiento de las redes eléctricas [10,57,58]; de forma particular, en ésta tesis se le dará mayor atención a la planeación y cuyo objetivo será minimizar el costo social total de un sistema de distribución por apropiada calidad y Confiabilidad del suministro de acuerdo a las necesidades de carga.

En éste capítulo se propone un procedimiento para planear Redes de Distribución considerando la calidad y la confiabilidad del suministro a los usuarios, la estructura tanto del procedimiento como del capítulo es la siguiente: Primero se analizan ciertas consideraciones técnico-sociales del mercado de electricidad necesarios para señalar objetivos de planeación; también se muestran los resultados y efectos de la evaluación de los niveles de la calidad y la confiabilidad del suministro de diversas alternativas de planeación, mediante el uso de programas computacionales y finalmente, se presenta una propuesta de obtención del nivel óptimo de calidad y confiabilidad de una red eléctrica mediante un análisis costo-beneficio que incluya los costos tanto a usuarios como a la empresa suministradora por falta calidad y confiabilidad del suministro, así como inversión en mejora de los niveles de calidad y confiabilidad [10].

### **3.2 Consideraciones económicas de la calidad y confiabilidad**

Cualquier planeación de redes de distribución debe procurar la minimización del costo social total del suministro eléctrico proporcionado. A este respecto, en este apartado se pretende minimizar el costo social mediante la evaluación y conocimiento de los costos de suministrar el producto "electricidad" con un apropiado nivel de la calidad y confiabilidad del servicio a los usuarios.

De acuerdo a [35], los costos asociados a la calidad del suministro se refieren a los costos por mala integridad de la señal de energía, así como la inversión de corregir éste problema. En la actualidad poco se ha escrito, de hecho en éste apartado solo se consideran ciertos aspectos de análisis [1,10,56-58, 71] y que afectan particularmente a la industria, de estos costos solo se tratará de manera informativa debido a la falta de literatura y metodología, excepto los costos por variaciones lentas de voltaje y el efecto de regulación. Por otro lado, los costos asociados a la confiabilidad se refiere al impacto socioeconómico por interrupciones de servicio y su alcance, así como a la inversión en la mejora de la misma [38,50,55], de hecho, éstos costos serán los que se traten con mayor interés debido a la vasta información y metodologías.

La obtención del nivel óptimo de calidad y confiabilidad de servicio puede obtenerse analizando por un lado los *“costos de inversión por mejora en el nivel de calidad y confiabilidad”*, y por otro los *“costos asociados a la falta de calidad y confiabilidad”*, es decir, los costos por disturbios de la onda de tensión e interrupciones de servicio [55]. La suma de éstos dos costos da un costo social total (figura 3.1) en la que se muestra además el nivel óptimo de calidad y confiabilidad, el cual se alcanza cuando la curva del costo social total es mínimo

Nótese en la figura 3.1, el costo de tener cierto nivel de calidad y confiabilidad para los usuarios disminuye exponencialmente a medida que decrece el nivel de la misma (curva en color negro), también al disminuir el nivel de perturbaciones de energía e interrupciones, la inversión en mejora de calidad y confiabilidad aumenta exponencialmente (curva en color azul). La suma de ambos costos da como resultado una curva llamada curva del costo social total (curva en color rojo), la cual tiene un óptimo valor, el cual se obtiene cuando la tangente a la curva es cero. Se observa finalmente dos puntos a cada lado del punto óptimo, los cuales para diferentes niveles de calidad y confiabilidad tienen el mismo costo, esto significa que hay ciertos niveles de calidad y confiabilidad en donde aún cuando se mejoren no repercutirá en los beneficios totales.

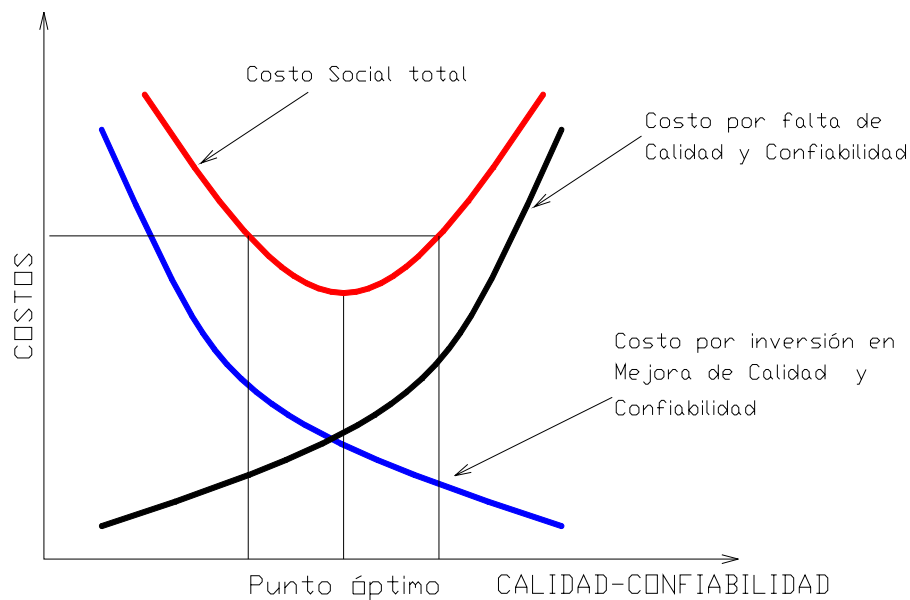


Figura 3.1 Curva Costo – Calidad/Confiabilidad



El problema de determinar el nivel óptimo reside principalmente en que no se conocen las curvas, además de que son funciones que dependen del tiempo y del tipo de usuario, por lo que son de naturaleza aleatoria, a demás de que no es objetivo de esta tesis. Por ende en este trabajo se buscará el mejor nivel de calidad y confiabilidad mediante comparaciones de un previo análisis costo beneficio de diversas alternativas de planeación.

### 3.2.1 Costos asociados a la calidad del suministro

Los costos asociados a la calidad del servicio eléctrico se refieren al impacto socioeconómico de las perturbaciones de la onda de tensión, de la inversión en equipos y acondicionamiento de la red para mejorar tal calidad. Según [56] las depresiones de voltaje, interrupciones momentáneas, armónicas y transitorios, juntos, constituyen un 92% de los problemas de la calidad de la energía que más impacto socioeconómico tienen en la industria, debido a paros de procesos, pérdida de producto, tiempo de ocio, pérdidas energéticas, daño y pérdida de vida útil de equipos [1,50,56,71]. En la actualidad no existe una metodología general y estandarizada para obtener costos asociados a la falta de calidad de la energía en sistemas tradicionales.

Sin embargo, la escasa literatura marca al respecto ciertos análisis aislados y muy particulares, por ejemplo, en [1] se evalúa el impacto socioeconómico por la existencia de contaminación armónica en un sistema industrial (procesos químico) mediante un modelo matemático y hasta cierto punto hipotético, en el que los costos se reflejan en pérdidas de producción y pérdidas energéticas; en [71,56] se muestra la forma de valuación de los costos por mala calidad del suministro, como un porcentaje (%) de los costos de producción de ciertos usuarios industriales debido a la magnitud y frecuencia de las depresiones de voltaje; ó por ejemplo en [50] donde se evalúan los costos por problemas de mala calidad como sag's, armónicas, desbalance de voltaje e interrupciones momentáneas en los motores de inducción, estos costos son referidos a las pérdidas energéticas en la operación y reducción de la vida útil de motores de inducción, éste problema es uno de los que mayor impacto económico tienen por falta de calidad de servicio, debido a que el 80% de la carga en un industria se considera que corresponde a los motores de inducción. Otros costos, son referentes a sistemas desregulados, en relación a los incentivos y penalizaciones por perturbaciones de la onda de tensión [37].

Lo anterior demuestra que aún cuando se han hecho estudios particulares de costos por falta de calidad del servicio eléctrico, no se puede presentar algún método estandarizado para obtención de los mismos, por lo que queda por delante mucho que hacer al respecto. No obstante, en esta tesis se tratarán solo los costos debidos a

las variaciones lentas de voltaje (bajovoltajes y sobrevoltajes) relacionados con la utilización de bancos de capacitores para corregir el factor de regulación.

### 3.2.1.1 Costos por pérdidas eléctricas

Los costos por pérdidas eléctricas se asocian con los KW debidos a las caídas de tensión en los alimentadores y transformadores de un sistema de distribución. En este apartado solo se evaluarán las pérdidas asociadas a los alimentadores ya que son la principal causa de éstas, además de que no se pretende profundizar sobre pérdidas. Por lo tanto, las pérdidas debidas a alimentadores, están en función del factor de pérdidas, el factor de carga y de los costos por Kwh de pérdidas, tal como se muestra en las ecuaciones 3.1 y 3.2 [68].

$$F_{LS} = 0.3F_{LD} + 0.7F_{LD}^2 \quad (3.1)$$

Donde:  $F_{LS}$  es el factor de pérdidas.

$F_{LD}$  es el factor de carga.

El correspondiente costo anual de pérdidas ( $\$Pérdidas_{Anual}$ ) está dado por la ecuación 3.2

$$\$Pérdidas_{Anual} = P_p [8760hrs * F_{LS} * \$Kwh] \quad (3.2)$$

Donde.  $P_p$  son la pérdidas pico, dadas en KW.

De los anteriores factores, el factor de carga se considera de 0.65 y el costo por Kwh de pérdidas \$1.58 pesos<sup>1</sup>.

El análisis de costos por pérdidas eléctricas, se evaluará en diversas alternativas de red con sus correspondientes pérdidas eléctricas y bancos de capacitores, a fin de obtener la mejor alternativa de planeación mediante un análisis costo-beneficio, y de esta manera corregir apropiadamente el problema de factor de regulación.

---

<sup>1</sup> Los datos de factor de carga (0.65) y el costo por Kwh de pérdidas (\$1.58) son datos reales dados por CFE .

### 3.2.2 Costos asociados a la confiabilidad del suministro

Debido a la compleja e integrada naturaleza de un sistema eléctrico de potencia, las fallas pueden ocurrir en cualquier parte del sistema y causar interrupciones de servicio, el impacto económico de éstas interrupciones no es necesariamente restringido a las pérdidas de ingreso a la empresa suministradora o de pérdidas de utilización de energía por los usuarios, sino también costos indirectos impuestos a los usuarios, la sociedad y el medio ambiente debido a las interrupciones. Para reducir los efectos socioeconómicos, es necesario invertir en la fase de planeación, para ello es necesario analizar por un lado los costos de falta de confiabilidad (curva decreciente en figura 3.1) y por otro los costos de inversión en mejora de confiabilidad (curva creciente en figura 3.1), los cuales nos darán la pauta a determinar la mejor alternativa de acuerdo al mínimo costo social total (suma de los costos de inversión y falta de confiabilidad) mostrada en la figura 3.1 en el punto óptimo.

#### 3.2.2.1 Costos de interrupciones.

Los costos por interrupciones de servicio pueden ser analizadas desde dos perspectivas: Los costos vistos por la empresa suministradora y los costos vistos por el usuario o sociedad [55].

Los costos vistos por la empresa suministradora se asocian principalmente a la pérdida de ingresos por energía no servida a los usuarios (\$/Kwh.), por desembolso debido al mantenimiento y/o reparación necesarias al ocurrir una falla, otros que no son tan fácil de cuantificar son las pérdidas de usuarios, así como la pérdidas de venta potenciales a futuro [53].

Por otro lado, los costos vistos por los usuarios se pueden clasificar como costos directos y costos indirectos, de las diversas formas de obtenerlos, la más utilizada es la de encuesta [38,48]. Los costos directos son aquellos que se desprenden directamente de las interrupciones de servicio, por ejemplo: en una industria debido a pérdidas en mano de obra, producto estropeado, equipo dañado, mantenimiento extra, lesiones o pérdida de vida de personal; los costo comprendidos a los usuarios residenciales debido a putrefacción de comida congelada, alumbrado, costos por alternativas de calefacción. Los costos indirectos se refieren al impacto o respuesta de la interrupción como los crímenes, saqueo, vandalismo durante las interrupciones, movimiento de negocios a otra zona de mayor confiabilidad y pérdidas de comodidad [47].

### 3.2.2.1.1 Funciones de daño

Con el afán de determinar las pérdidas monetarias asociadas a las interrupciones de servicio eléctrico, se han desarrollado las llamadas "*Funciones de daño*" ó curvas de costo a usuarios debido a las interrupciones de servicio. Estos datos de costo de interrupción dependen de varios factores como pueden ser: La eficiencia del método de evaluación (encuestas, métodos matemáticos, etc.); del tiempo de ocurrencia como la estación del año, día de la semana ó de la hora del día; de el tiempo de la interrupción; del tipo de zona geográfica ó tipo de usuario afectado; de las condiciones de operación del sistema como mantenimiento ó deterioro de las generación, de la existencia de equipos de mejora de la confiabilidad, así como el comportamiento de la carga y nivel de energía en uso [57].

Con respecto a lo anterior, en la práctica, las funciones de daño solo toman en cuenta el tipo de usuario y la duración de la interrupción debido a que los demás parámetros son un tanto cuanto difícil de cuantificar por sus condiciones aleatorias [51]. Para el caso de esta tesis, solo se consideran los costos por cada categoría de usuario, así como la mezcla de ellos (tabla 3.1)

Tabla 3.1 Costos de interrupción en \$/Kwh contra varios sectores

Costo	Tipo de sector			
	Residencial Tarifa 1	Comercial Tarifa 2	Industrial Tarifa OM (central)	Compuesto 25% Coml. y 75% Resdl.
\$/Kwh.	0.548	1.18	1.58	1.28

### 3.2.2.1.2 Método de evaluación

En la actualidad se han estado utilizando diversos índices para referir costos por falta de confiabilidad, tal es el caso de los índices EENS (índice de energía esperada no suministrada), el ENS (índice de energía no suministrada) y los índices de asignación del costo a partir de los de las curvas de daño de usuarios y de los índices básicos de confiabilidad. De esta manera obtener los índices de costo por energía no suministrada (IEAR) en \$/Kwh. ó el costo por interrupción al usuario (ECOST) en \$/año [55].

La metodología de obtención de éstos costos esta dada por los siguientes cuatro pasos y ecuaciones, ya que es uno de los más utilizados por presentar resultados razonables y consistentes en aquellas situaciones donde

las pérdidas pueden ser tangibles, directamente identificables, además de que se ha estado utilizando en numerosas evaluaciones en los sectores industriales, residenciales, comerciales, etc. [58].

1. Para cada punto de carga  $p$  conectado a la red, obtener los índices  $\lambda_j$ ,  $r_j$  y  $U_j$  para cada evento de salida  $j$ .
2. Evaluar el costo de interrupción  $C_{j,p}$  (en \$/Kwh) usando los datos de la tabla 3.1 y la duración de la salida  $r_j$ .
3. Evaluar los correspondientes EENS, ECOST e IEAR debido al evento  $j$  usando las ecuaciones 3.3, 3.4 y 3.5.
4. Repetir los pasos 2 y 3 para cada contribución de salida en el punto de carga  $p$ . Los EENS, ECOST e IEAR son evaluados para el total de los puntos de carga del sistema, usando las ecuaciones 3.6, 3.7 y 3.8.

$$ECOST_{jp} = L_p * \lambda_p * C_{jp} \text{ (MW-$/KW-año)} \quad (3.3)$$

$$EENS_{jp} = L_p * U_j \text{ (MWh/año)} \quad (3.4)$$

$$IEAR_{jp} = \frac{ECOST_{jp}}{EENS_{jp}} \text{ (\$/KWh)} \quad (3.5)$$

$$ECOST = \sum_{j=1}^k ECOST_{jp} \text{ (MW-$/KW-año)} \quad (3.6)$$

$$EENS = \sum_{j=1}^k EENS_{jp} \text{ (MWh/año)} \quad (3.7)$$

$$IEAR = \sum_{j=1}^k IEAR_{jp} \text{ (\$/KWh)} \quad (3.8)$$

Donde  $k$  es el número de interrupciones dentro de los segmentos radiales, los cuales causan la salida de carga en el punto  $p$  del sistema,  $p$  es cada punto de carga.

Un punto importante de consideración en este tema es que los costos de energía dados en la tabla 3.1 son solo por la energía eléctrica, sin embargo, con la finalidad de considerar verdaderos costos se asume que la repercusión económica a los usuarios por no suministrarles la energía es de 20 veces el costo de ésta [17], lo cual se refleja en los índices EENS, ECOST e IEAR.

### 3.2.2.3 Costos de inversión por confiabilidad

En la curva exponencial decreciente de la figura 4.1 se observa el típico comportamiento de los costos de inversión en la mejora de confiabilidad. Estos costos se refieren a la inversión en los conceptos de redundancia de equipos como interruptores, fusibles, restauradores, seccionalizadores, alimentación alterna, estructura topológica de red y de la instalación de equipos con nuevas tecnologías; y que en numerables artículos los asocian con los sistemas de control supervisorio y de adquisición de datos (SCADA), cuya eficiencia ya ha estado por demás probada en Canada [40,35]. Para el análisis costo-beneficio de alternativas de planeación de redes de distribución por inversión en mejora de confiabilidad, es necesario considerar los datos de costos de equipos de distribución (tabla 3.2) proporcionado por CFE (Zona Bajo).

3.2 Tabla de precios unitarios para cotización de alternativas

Concepto	Unidad	Precio unitario (\$)
Línea de 336 ACSR, 13.8 KV	\$/Kmts.	160,697.00
Línea de 266 ACSR, 13,8 KV	\$/Kmts	146,841.00
Interruptor ( $SF_6$ ) a 13.8 KV	Pza.	805,480.00
Cuchillas desconectoras en aire a 13.8 KV	Pza.	16,454.00
Cortacircuitos fusibles, 13.8 KV, 100 Amp.	Pza.	2,582.67
Restaurador a 13.8 KV	Pza.	414,346.1
Seccionalizador a 13.8 KV	Pza.	156,670.6
Banco de Capacitores de 300 KVAR, 13.8 KV	Pza.	4,416.00
Alimentador alterno	\$/KW	2,550

### 3.2.3 El dinero en el tiempo

Para poder ver el verdadero costo de cada alternativa, es necesario realizar un estudio para un periodo de tiempo mayor, que en este caso será de 10 años con la finalidad de visualizar de una mejor manera las pérdidas económicas que ocasionarán las alternativas, además de que es una manera de comprobar si es posible recuperar la inversión en mejora de calidad y confiabilidad del suministro. Para lo anterior es necesario traer a valor presente el costo de la no confiabilidad y mala calidad del suministro que se obtendrá en el periodo de 10 años, considerando una tasa de interés del 12%<sup>1</sup>. Para el análisis anterior es necesario considerar ecuaciones de ingeniería económica por medio del Factor del Valor Presente Serie Uniforme (FVPSU), el cual se muestra en la formula 3.9

$$P = A \left[ \frac{(1-i)^n - 1}{i(1-i)^n} \right] \quad (3.9)$$

Donde:

P es el valor ó dinero en el presente

A es la serie consecutiva de flujos exactamente iguales al final de cada periodo (\$/tiempo)

n es el número de periodos (tiempo)

i es la tasa de interés (%/tiempo)

La ecuación 3.9 nos dará el valor presente (P) de cada serie anual uniforme equivalente (A), que comienza al final de cada año y se extiende durante (n) años a una tasa de interés (i). La expresión acotada por los corchetes se llama factor valor presente uniforme. Al aplicar la formula para 10 años, tenemos que:  $P = A[5.65]$ , lo que significa que para cada alternativa, su correspondiente costo a valor presente será aquel afectado por el factor de 5.65.

---

1 Para el año 2002, la tasa de interés es de 8.5%, sin embargo, de acuerdo a proyectos de CFE, se considera una tasa mayor, que es del 12% , Confiabilidad en sistemas de distribución, Tesis, México, 2001.

### 3.3 La red de estudio

El sistema de distribución considerado para el estudio de planeación comprende una subestación llamada "Querétaro" con un banco de transformación de 115 KV a 13.8 KV, con una capacidad de 40 MVA y cinco alimentadores en 13.8 KV, de los cuales solo se tomarán para el estudio de planeación dos de ellos (QRO-4150 y QRO-4160) ya que son los más representativos (típicos) desde el punto de vista de característica de carga, además de que se pretende solo mostrar una metodología de planeación y no mostrar demasiados datos que serían similares en los demás alimentadores. En este apartado, se muestran la topología geográfica, la topología de red y todos los detalles de carga necesarios para realizar el estudio de planeación.

#### 3.3.1 Características generales

La zona de estudio corresponde al tipo urbano (figura 3.2) con la clasificación de usuarios residenciales, industriales, comerciales, gubernamentales e institucionales, así como la mezcla de ellos. Esta clasificación se puede observar en la figura 3.3, también se muestran las colonias que debe servir CFE, correspondiente a la división de Distribución Bajío de la ciudad de Querétaro (solo en la zona de estudio).

La clasificación del mercado nos permite definir en primera instancia las características de carga y así asociarle los respectivos niveles de calidad y confiabilidad de suministro, en la figura 3.4 se muestra la correspondiente topología de red que ha de satisfacer a la topología geográfica clasificada por tipo de usuario (figura 3.3). En la figura 3.4 se muestra el diagrama unifilar del sistema de estudio clasificado para análisis de planeación y en la tabla 3.3 se muestran las características de los puntos de carga, los cuales serán necesarios para realizar el correspondiente análisis de calidad y confiabilidad. Finalmente en la figura 3.5 se muestra tanto la topología de red como la topología geográfica.



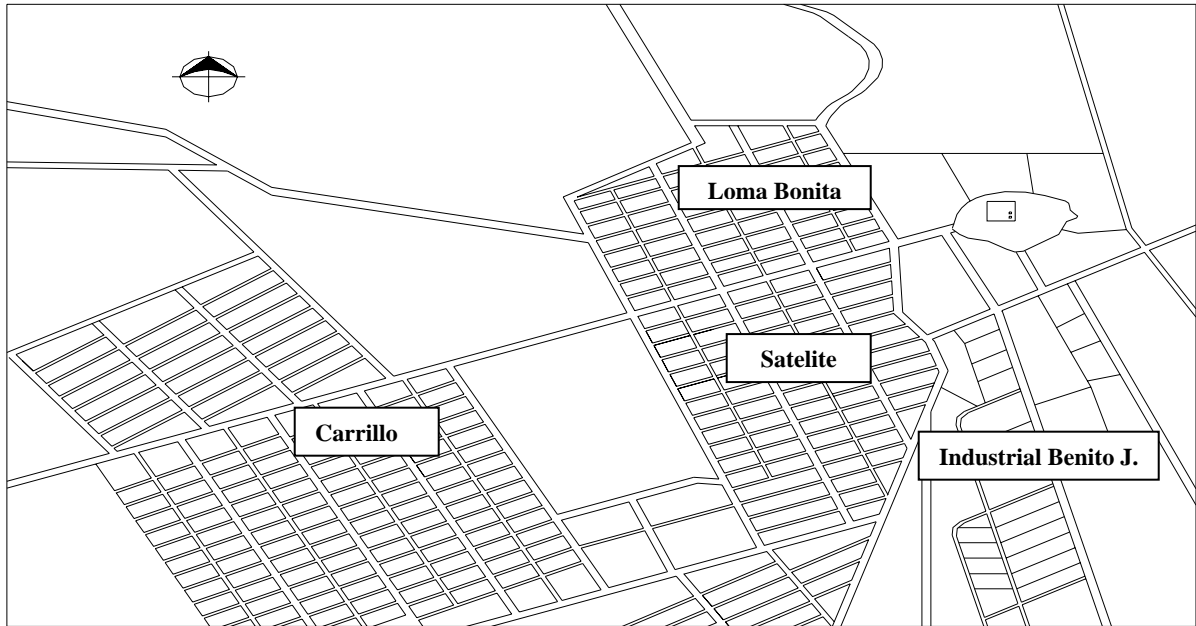


Figura 3.2 Topología geográfica de la zona de estudio

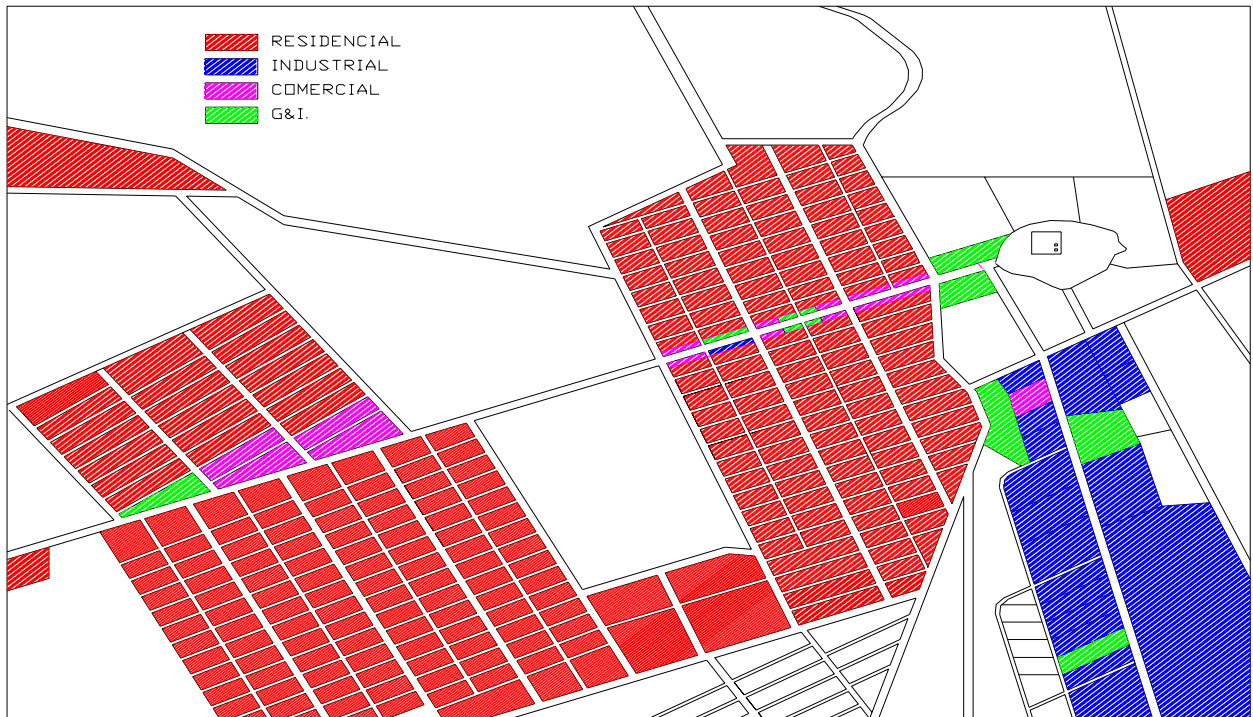


Figura 3.3 Topología geográfica clasificada por tipo de usuario

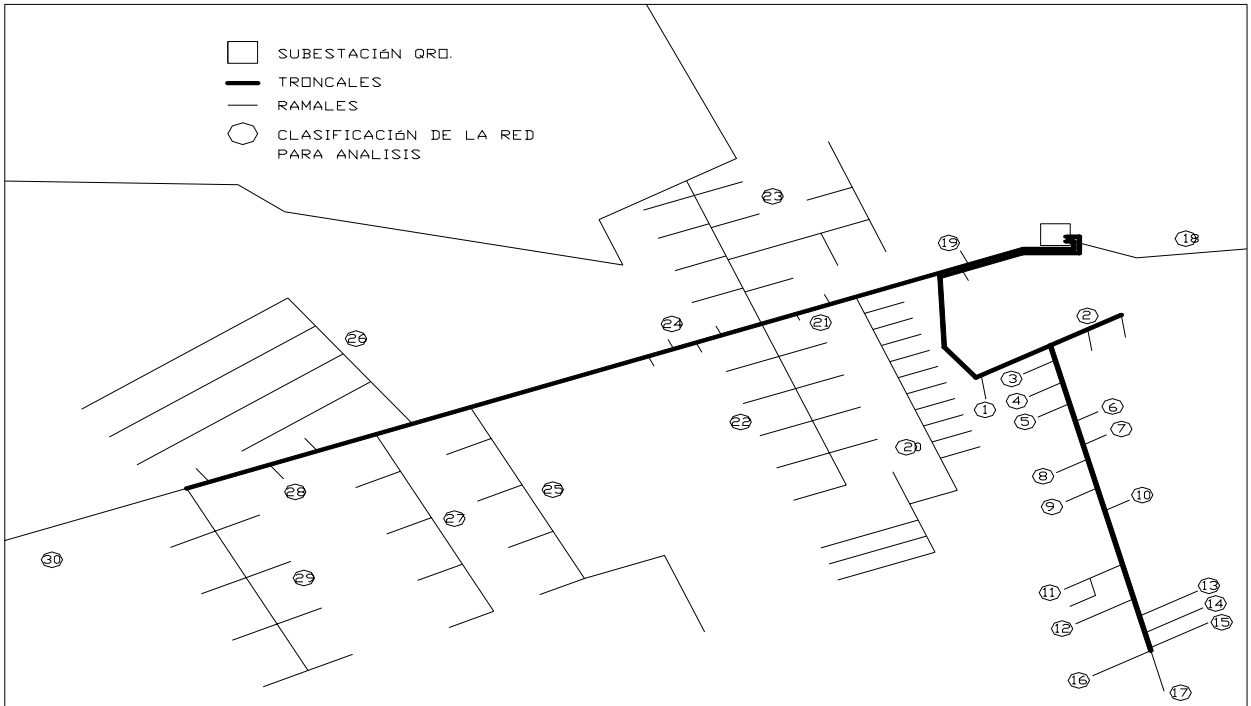


Figura 3.4 Diagrama unifilar clasificado para análisis

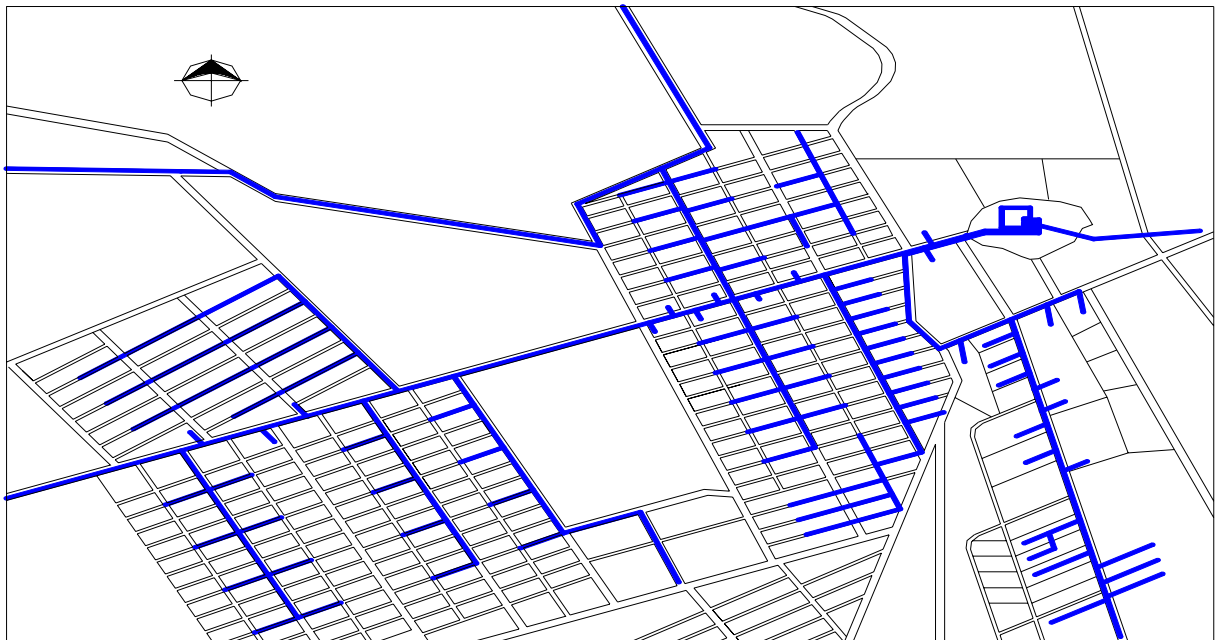


Figura 3.5 Topología geográfica y topología de red

### 3.3.2 Características eléctricas de las cargas

En la tabla 3.3 se muestran las características de potencia, de carga, de tipo de usuario y de cantidad de usuarios del Sistema de Distribución bajo estudio, y están referidas a la topología de red clasificada de la figura 3.4

Tabla 3.3 Características de carga en los alimentadores de distribución QRO-4160 y QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Número de Usuarios	Potencia promedio Con F.P de 0.85			Características de la Carga
			MW	MVA	MVAR	
1	G&I	1	0.057	0.068	0.035	Cargas sensibles (computo y diversas)
2	Industrial	2	0.433	0.510	0.268	Grupo de Motores y Carga Sensibles
			0.520	0.612	0.322	Grupo de Motores y Cargas Sensibles
3	Coml.	10	0.114	0.135	0.070	Cargas sensibles , convertidores y Soldadoras
4	Industrial.	1	0.595	0.700	0.368	Grupo de motores, Cargas sensibles y Rectificación.
5	Industrial	1	0.510	0.600	0.316	Grupo de motores, Cargas sensibles y Rectificación
6	G&I	1	0.019	0.022	0.011	Cargas sensibles (computo y diversas)
7	G&I	1	0.021	0.025	0.013	Cargas sensibles (computo y diversas)
8	Industrial	1	0.058	0.069	0.035	Cargas diversas (alumbrado, fza, etc.)
9	Industrial	1	0.059	0.070	0.036	Cargas diversas (alumbrado, fza, etc.)
10	Industrial	1	0.117	0.138	0.072	Cargas diversas (alumbrado, fza, etc.)
11	Industrial	2	0.682	0.800	0.422	Grupo de motores, Cargas sensibles y Rectificación
			0.131	0.155	0.081	Cargas diversas (alumbrado, fza., etc)
12	Industrial	1	0.347	0.400	0.214	Grupo de Motores y Carga Sensibles y Rectificación
13	G&I	1	0.195	0.230	0.121	Cargas sensibles (computo y diversas)
14	Industrial	1	0.845	0.990	0.528	Cargas sensibles, Grupo de Motores, Rectificación y diversas
15	Industrial	1	1.3600	1.600	0.8428	Grupo de motores y rectificación
			1.3600	1.600	0.8428	Cargas sensibles (computo y diversas)
			0.5100	0.600	0.316	rectificación (soldadores y diversas)
16	Industrial	1	0.1760	0.207	0.1090	Grupo de motores, Cargas sensibles (computo y diversas)
17	Industrial	1	0.0085	0.010	0.0052	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
18	Resdl.	70	0.0210	0.0250	0.0131	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
19	Coml., G&I	31	0.0560	0.0659	0.0347	Cargas sensibles (computo y diversas)
			0.0810	0.0953	0.0502	Cargas sensibles (computo y diversas)
20	Resdl.	412	0.6664	0.7841	0.4129	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
21	G&I.Coml. y Resdl.	28	0.1089	0.1283	0.0674	Cargas sensibles (computo y diversas)
			0.5737	0.6751	0.3555	Cargas sensibles (computo y diversas)
22	Resdl.	185	0.4785	0.5636	0.2965	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
23	Resdl.	216	0.5134	0.6040	0.3181	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
24	Industrial, G&I.	35	0.219	0.250	0.1311	Cargas sensibles (computo y diversas)
			0.0595	0.070	0.0368	rectificación (soldadores)
25	Resdl.	600	0.3236	0.3807	0.2001	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
26	Resdl.&Coml.	257	0.5414	0.6370	0.3355	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
27	Resdl.	397	0.3350	0.3940	0.2075	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
28	Resdl.	250	0.7514	0.8840	0.4656	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)
29	Coml, Resdl, G&I,	360	0.1674	0.1975	0.1027	Cargas sensibles (computo y diversas)
30	Resdl.	100	0.0297	0.0035	0.0184	Diversos(alumbrado, aparatos, etc.)

A continuación se describe de forma particular las características de carga y detalles de las mismas, para efecto de tener datos de entrada necesarios para los diferentes estudios de calidad y confiabilidad.

### 3.3.2.1 Cargas motoras.

Las cargas motoras consisten principalmente en grupos de motores, que en algunos casos son de grupos de mayores de 50 HP, de 5, 10 y de 1 a 2 HP, las características de capacidad, voltaje, eficiencia, factor de potencia, y letra código, necesarios para el programa de flujos con arranque de motores, se muestra en la tabla 3.4. Los datos de factor de potencia, eficiencia y código NEMA de motores, son de la literatura existente [22] y de datos analizados en campo (industrias del estado de Querétaro).

Tabla 3.4 Características de las cargas motoras

Identificación	Localización de la carga Motora	Características de los Motores de los grupos de motores				
		Voltaje (Volts)	HP	Eficiencia	F.P	Letra Código (KVA/HP)
M1	Usuario 2	440	400	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M2	Usuario 2	440	500	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M3	Usuario 4	440	400	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M4	Usuario 5	440	300	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M5	Usuario 11	440	500	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M6	Usuario12	440	75	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M7	Usuario 14	440	300	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M8	Usuario15	440	700	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)
M9	Usuario 16	440	500	0.90	0.85	F (5.0 – 5.59)

### 3.3.2.2 Cargas no lineales.

En el Sistema de Distribución de análisis se encuentra varios tipos de cargas generadoras de armónicos, sin embargo las de mayor impacto se encuentran en la tabla 3.5 con sus correspondientes características de inyección de corriente y localización de las mismas.

Tabla 3.5 Características de las cargas generadoras de armónicas

Identificación (Usuario)	Localización de la Inyección armónica	Tipos de carga no lineal	Inyección armónica $I_h$ en Amperes.
lh1	Usuario 4	Convertidores Soldadoras	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$
lh2	Usuario 5	Convertidores Soldadoras	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$
lh3	Usuario 11	Convertidores Soldadoras	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$
lh4	Usuario 12	Convertidores Soldadoras	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$
lh5	Usuario 14	Convertidores Soldadoras Drivers	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$ $I_5 = 95, I_7 = 68, I_{11} = 44, I_{13} = 36$ e $I_{17} = 13.6$
lh6	Usuario 15	Convertidores Soldadoras Drivers	$I_5 = 22, I_7 = 15, I_{11} = 10$ e $I_{13} = 8$ $I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$ $I_5 = 190, I_7 = 135, I_{11} = 86, I_{13} = 73$ e $I_{17} = 55$
lh7	Usuario 24	Soldadoras	$I_3 = 17, I_5 = 11, I_7 = 7.2, I_9 = 9.0$ e $I_{11} = 9.0$

Del análisis hecho en campo (industria), la capacidad típica de los convertidores de C.A a C.D, usados para el control, instrumentación y automatización, es de aproximadamente de 90 KVA con FP de 0.90, la capacidad de las soldadoras es de cerca de 200 KVA con FP de 0.90, finalmente, el conjunto de variadores de velocidad para la inyección armónica lh5 es de 400 KVA y para la lh6 es de 800 KVA con FP de 0.9<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Los datos de potencia de las cargas generadoras de armónicas fueron tomados de las industrias de Querétaro

### 3.4 Metodología de planeación

En este apartado se presenta el procedimiento para llevar a cabo una planeación de red de distribución, que considere un apropiado nivel de confiabilidad, de regulación de voltaje, variaciones rápidas de voltaje, de contaminación armónica y el efecto de resonancia paralelo de acuerdo al tipo de usuario dado por el sistema bajo estudio. El procedimiento presenta en forma coordinada los siguientes pasos.

1.- Obtención de la red de distribución con planeación tradicional, es decir, con aspectos de crecimiento en la demanda, reducción de pérdidas y conceptos normalizados sobre topología de redes, de equipos y materiales.

2.- Objetivos de calidad y confiabilidad de la energía a cumplir en la planeación de redes de distribución.

3.- Estudio de variaciones rápidas de voltaje (sag y swell) debidas a fallas de corto circuito monofásico y trifásico en la red de distribución, y debidas al arranque de motores en los usuarios industriales; mediante el uso del programa de CORTO-CIRCUITO y el programa CYMDPA.

4.- Identificar donde es más afectado el sistema debido a variaciones rápidas de voltaje, robustecer las zonas afectadas y colocar dispositivos de acondicionamiento de la calidad de la energía (dispositivos custom power).

5.- Estudio de variaciones lentas de voltaje, asociadas al factor de regulación, caídas de voltaje y cambios en las cargas debidos principalmente al factor de potencia; con ayuda del programa CYMDPA.

6.- Identificar donde se requiere la colocación y capacidad del banco de capacitores que reducirán el factor de regulación, y realizar un análisis costo-beneficio de costos por pérdidas eléctricas contra costo por instalación de bancos de capacitores en diversas alternativas de compensación y de pérdidas eléctricas.

7.- Estudio de distorsión armónica total de voltaje [THD% (V)] y el efecto de resonancia paralelo debido a la localización de bancos de capacitores para reducir el factor de regulación, con ayuda del programa CYMHARMO.

8.- Control de la distorsión armónica total de voltaje [THD% (V)] y el efecto de resonancia paralelo mediante la colocación de filtros de armónicas.

9.- Estudio de confiabilidad en diversas alternativas de red por medio de los índices SAIDI y SAIFI, con ayuda del programa DISREL.

10.- Control de los índices SAIDI y SAIFI por medio del uso de equipos de protección, seccionamiento y de alimentación alterna en diversas alternativas de red eléctrica, así como un análisis costo-beneficio por falta de confiabilidad y costos por inversión en mejora de confiabilidad de la red.

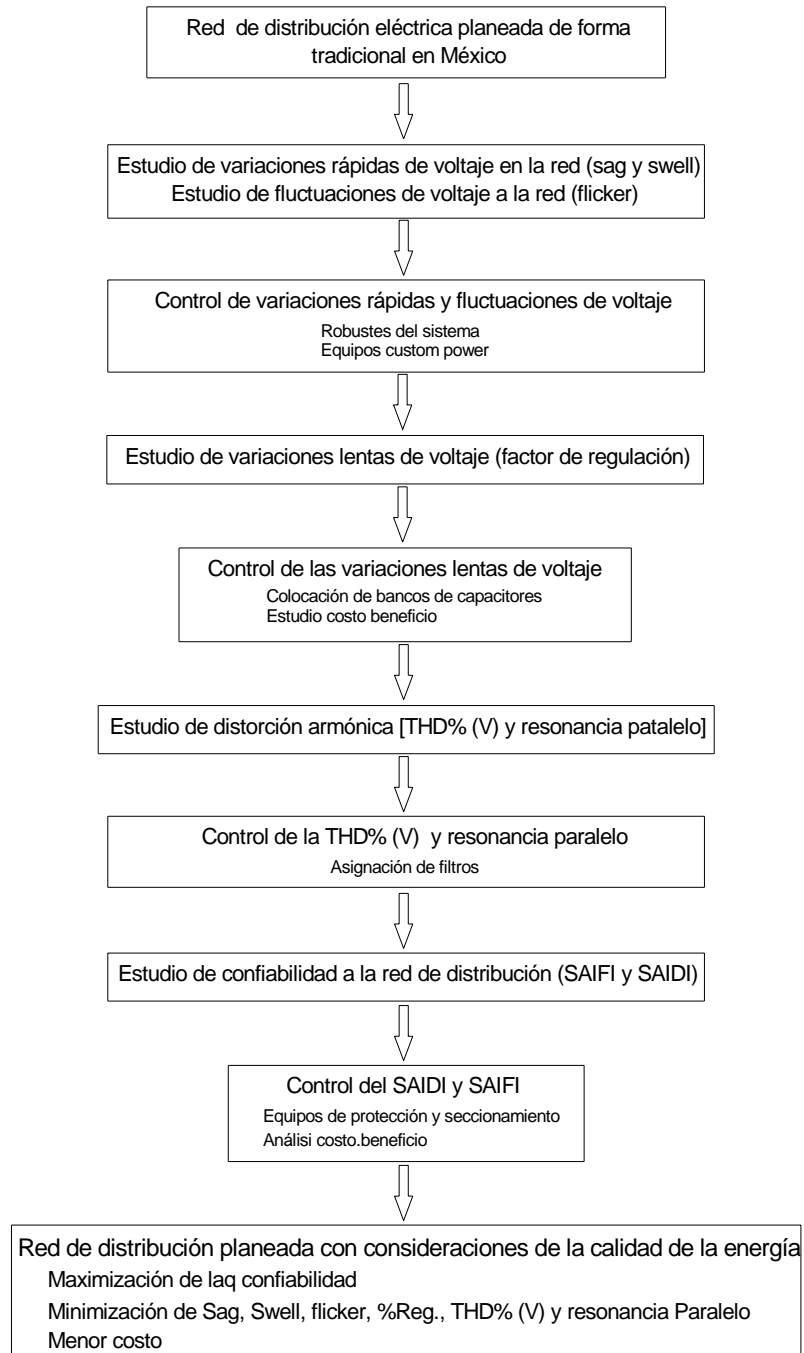


Figura 3.6 Diagrama de flujo de la metodología de planeación de redes de distribución

### 3.4.1 Objetivos de planeación

En este apartado, se propone identificar las zonas y el tipo de usuario del mercado de electricidad y de esta manera asociarle el correcto nivel tanto de calidad como de confiabilidad del suministro, éstos niveles serán objetivos o pautas a cumplir por las alternativas de planeación. En la tabla 3.5 se muestran los objetivos (niveles de referencia dados por la CIGRE y la IEEE) de confiabilidad y calidad del suministro en términos de índices que involucran unidades de duración, frecuencia, carga y energía asociadas a las interrupciones de servicio y al tipo de zona servida, o combinación de ellas. En el caso de ésta tesis, solo se considera como tipo de usuario el urbano, el cual esta localizado a 30 Kmts del centro de la ciudad de Querétaro.

Tabla 3.5 Valores objetivo de planeación de la red de Distribución

Objetivos de Confiabilidad		Objetivos de calidad	
Índice	Rango aceptable	Índice	Rango aceptable
• SAIDI	100 minutos/año	• Sag	0.1 a 0.9 pu
• SAIFI	1.2 salidas	• Swell	1.1 a 1.2 pu
		• % Flicker	3%
		• % Regulación	< 5%
		• Distorsión Armónica [THD(V)%]	< 5%



### 3.4.2 Estudio de variaciones rápidas de voltaje y parpadeo

En la figura 3.7 y 3.8 se muestran el efecto de cortocircuito trifásico en los nodos del sistema de prueba, así como el efecto en las magnitudes de voltaje (Sag's) a los demás usuarios. De la misma forma en la figura 3.9 y 3.10 se muestran las magnitudes sag debido al corto circuito monofásico, ambos estudios se considera un calibre de 336 ACSR en el alimentador QRO-4150 y 266 ACSR en el alimentador QRO-4160

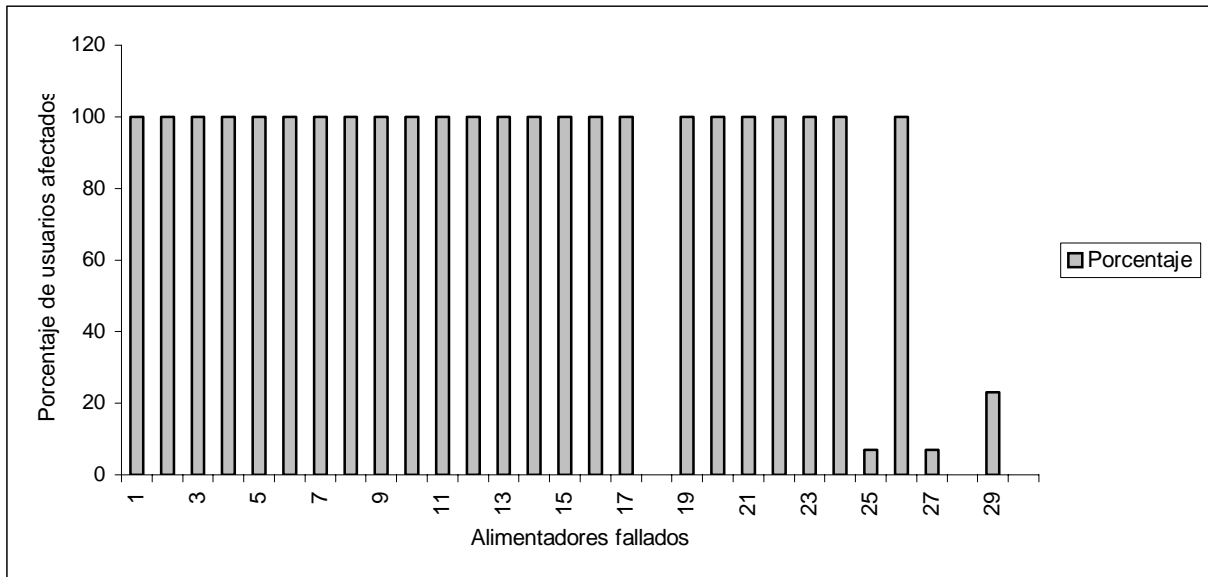


Figura 3.7 Porcentaje de usuarios afectados debido a fallas de corto circuito trifásico en la red.

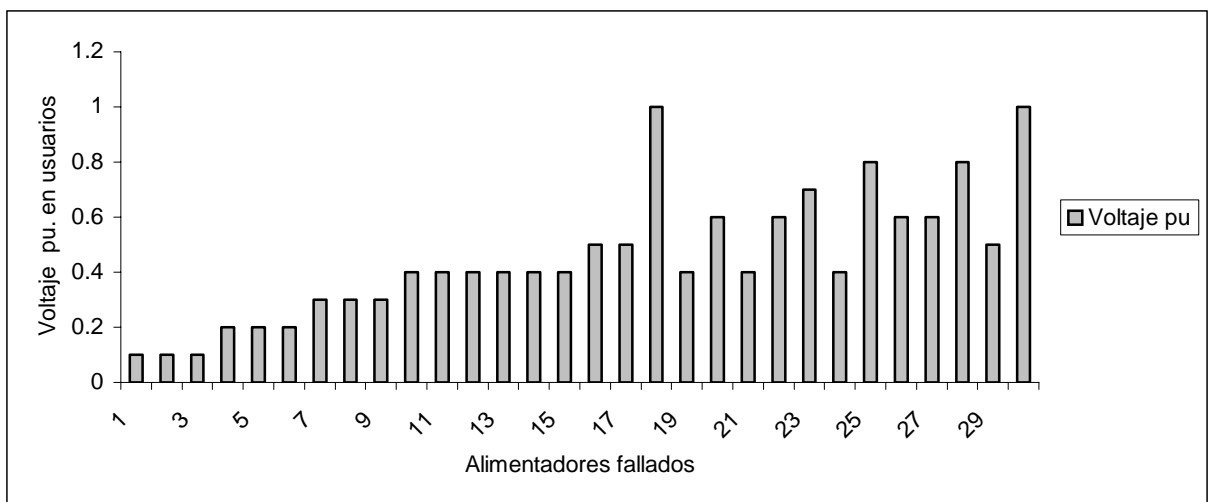


Figura 3.8 Magnitud de voltaje pu que afecta a los usuarios del sistema debido a fallas de corto circuito trifásico.

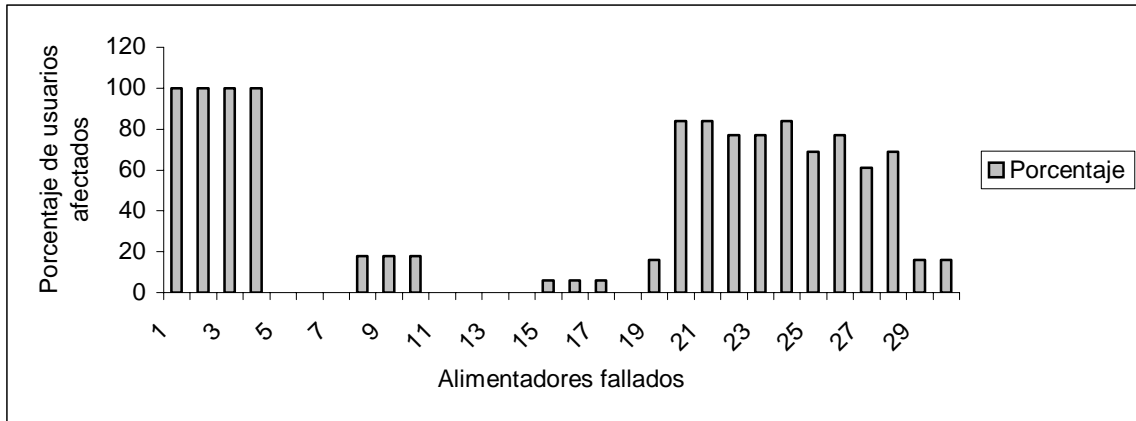


Figura 3.9 Porcentaje de usuarios afectados debido a fallas de corto circuito monofásico en la red.

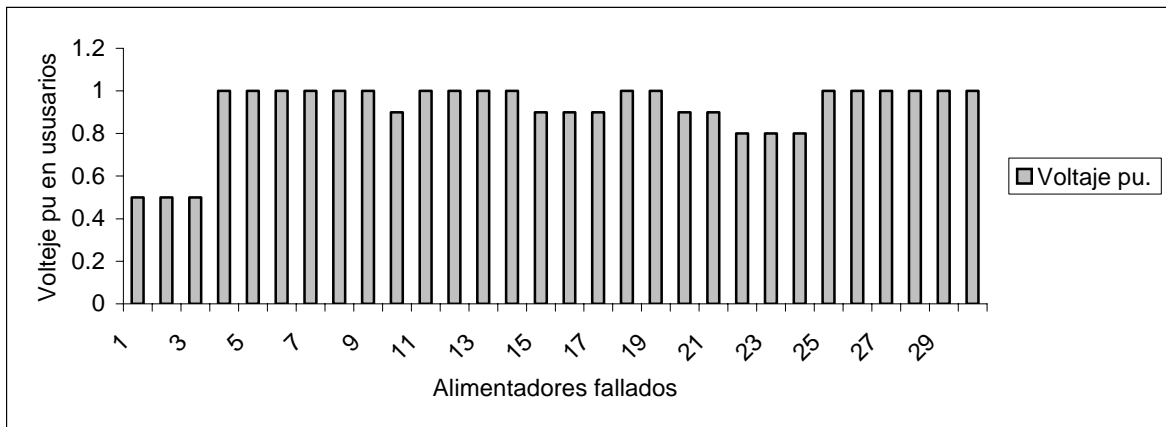


Figura 3.10 Magnitud de voltaje pu que afecta a los usuarios del sistema debido a fallas de corto circuito monofásico.

En la figura 3.11 se muestra el efecto del voltaje sag en dos alternativas de alimentador, calibre 266 ACSR y 336 ACSR en el troncal alimentador QRO-4150, debido al arranque de motores de inducción; y en la figura 3.12 se muestran el efecto del flicker en éstas dos alternativas de troncal de alimentador (266 ACSR a 336 ACSR) debido a las fluctuaciones de voltaje por causa de arranques de motores.

Tanto los detalles del voltaje sag y swell por causa de fallas de corto circuito se muestran en los resultados del apéndice B.2 y B.3, también en el apéndice B.4 se muestran los detalles del los sag por causa de arranque de motores, finalmente en el apéndice B.5 se muestran los resultados del flicker en el sistema de estudio. Nótese en las graficas 3.11, 3.12 y apéndices B.2 al B.5 que el alimentador en calibre 336 ACSR elimina el efecto de las

variaciones rápidas a los usuarios. Para éste caso no se tiene un análisis económico, debido a la escasa información de costos por pérdidas al usuario.

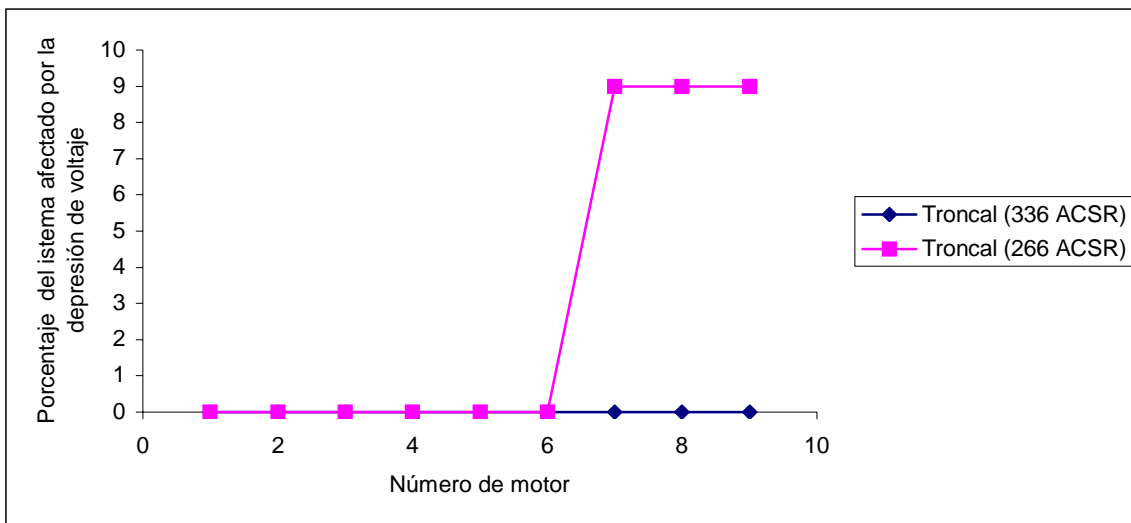


Figura 3.11 Porcentaje del sistema afectado por depresiones de voltaje debidas al arranque de motores en dos alternativas de calibre troncal del alimentador QRO-4150

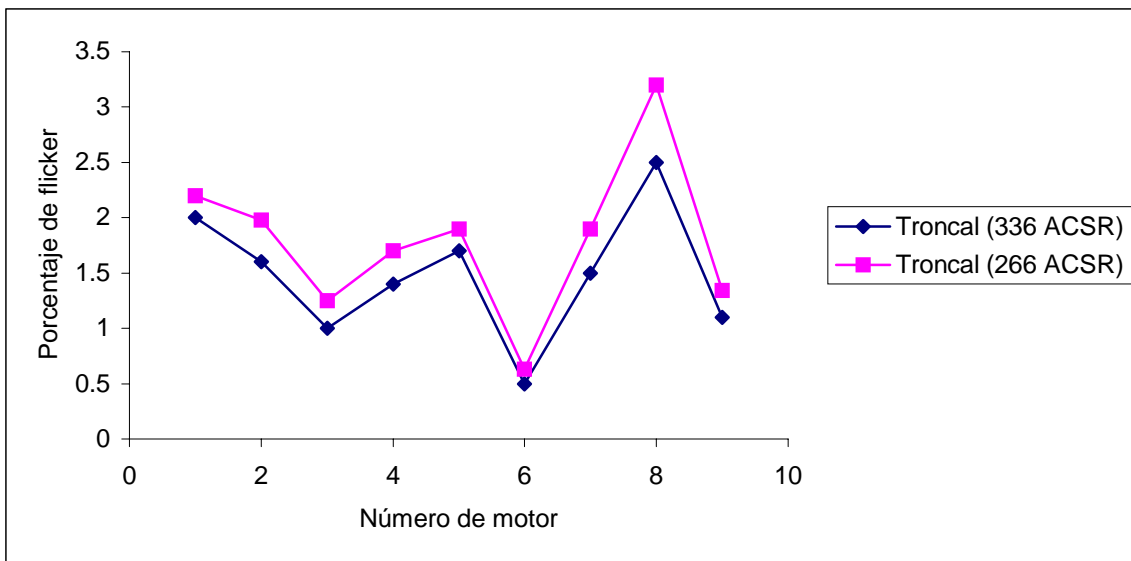


Figura 3.12 Porcentaje de flicker debidos al arranque de motores en dos alternativas de calibre troncal del alimentador QRO-4150

En el caso de sag y swell por corto circuito no se tienen alternativas de planeación, salvo la de identificar la vulnerabilidad del sistema, así por ejemplo el efecto de sag por corto circuito trifásico en los usuarios del sistema es total y con mayor severidad en el alimentador QRO-4150 por la poca robustez, para el caso corto circuito monofásico el efecto sag en los usuarios del sistema es menor y solo afecta los usuarios más cercanos de donde ocurrió la falla, el swell no tiene efecto alguno en el sistema ya que ninguna elevación de voltaje está por encima de lo que marca la norma. Finalmente, como se ve en las graficas 3.11, 3.12 y apéndices B.2 al B.5, el alimentador QRO-5150 en calibre 336 ACSR elimina el efecto del sag y flicker a los usuarios por causa de arranque de motores de inducción, para éste caso no se tiene un análisis económico, debido a la escasa información de costos por pérdidas al usuario.

### 3.4.3 Estudio de regulación de voltaje

Considerando condiciones extremas de carga como un F.P de 0.85, el cual puede presentarse en verano y un factor de carga del 90%, así como un factor de potencia de 0.95 del sistema<sup>1</sup>, lo cual asegura un factor de regulación menor al 5%; en la tabla 3.6 se tienen un resumen de pérdidas eléctricas así como el análisis económico de inversión y pérdidas (costo global) de dos alternativas de alimentador (Alimentador QRO-4150) de calibre 266 ACSR a 336 ACSR en el troncal, los detalles del estudio de regulación de voltaje para el sistema de estudio tanto para un factor de potencia de la carga de 0.80 a 0.95, con un factor de carga del 90% y un factor de potencia del sistema de 0.95 se muestran en el apéndice C.6.

Tabla 3.6 Inversión inicial de cada alternativa de planeación

Alternativa	Descripción de cada alternativa	Capacidad de compensación (KVAR)	Costo por compensación a 10 años (millones de pesos)	Reducción de Pérdidas (KW)	Costo por pérdidas 10 año (millones de pesos)	Costo Global
1	Troncal del alimentador QRO-4150 con calibre 266 ACSR	2400	0.212	52	0.362	0.574
2	Troncal del alimentador QRO-4150 con calibre 336 ACSR	2100	0.17	40	0.278	0.448

Como se observa en la tabla anterior, la inversión por mejora en la calidad del voltaje se justifica por el costo global a 10 años. Por lo que la alternativa de solución al problema de variaciones lentas de voltaje y factor de regulación es la número 2.

<sup>1</sup> Los datos son tomados por criterio del personal de planeación de CFE (Zona Bajío)

### 3.4.4 Estudio de armónicas

La compañía suministradora tiene a su cargo el servir de manera apropiada el voltaje a los usuarios (libre de contaminación de armónicas) así como de tener cuidado con la resonancia paralelo que puede amplificar las armónicas y de esta manera sobrepasar los límites de distorsión armónica de voltaje.

Para este estudio se tienen 4 alternativas en las cuales el sistema ya ha quedado con calibre 266 ACSR en el alimentador QRO-4160 y con calibre 336 ACSR en el alimentador QRO-4150. Para la primer alternativa (sin compensación de potencia reactiva) y como puede verse en los resultados de la figura 3.14 y apéndice B.8 los usuarios del alimentador QRO-4150 están en el límite de distorsión total de voltaje (hasta 5%), en cambio los usuarios del alimentador QRO-4160 están dentro de la norma, esto es debido a que la mayor parte de fuentes generadoras están en el alimentador QRO-4150, nótese además que no existe resonancia paralelo; en la segunda alternativa ( $F.P_{carga}$  de 0.8,  $F.P_{sistema}$  de 0.95 y 3000 KVAR) los límites de distorsión total de voltaje están por encima de lo que marca la norma (hasta un 16.2 %) solo en el alimentador QRO-4150. En la tercer alternativa ( $F.P_{carga}$  de 0.85,  $F.P_{sistema}$  de 0.95 y 2100 KVAR) disminuye un poco la distorsión armónica de voltaje (hasta un 9.6%) en relación de la alternativa 3, pero sigue estando fuera de norma. Finalmente la cuarta alternativa ( $F.P_{carga}$  de 0.90,  $F.P_{sistema}$  de 0.95 y 1500 KVAR) disminuye también la distorsión armónica de voltaje (hasta un 7.6%) en relación de la alternativa 2 y 3, pero sigue estando fuera de norma.

Tabla 3.7 Resultados de resonancia paralelo en buses de compensación de Potencia reactiva (11 y 15) para las cuatro alternativas de red.

Bus-Usuario	Frecuencia de resonancia sin compensación de Potencia reactiva	Frecuencia de resonancia para la compensación de (1500KVAR)	Frecuencia de resonancia para la compensación de (2100 KVAR)	Frecuencia de Resonancia para la compensación de (3000 KVAR)
11	---	5	3	3
15	---	5	3	3

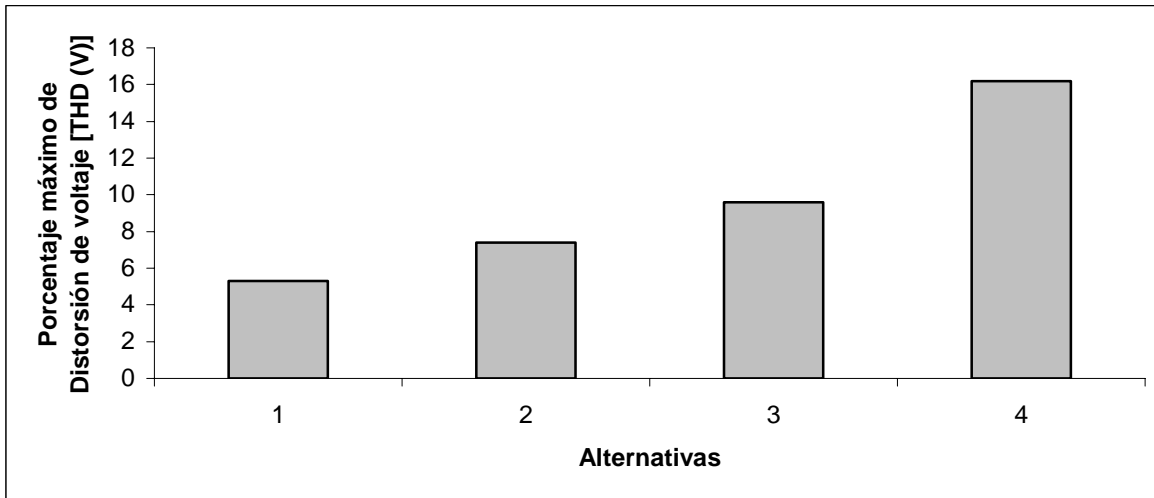


Figura 3.14 Porcentaje de distorsión armónica de voltaje para cuatro alternativas

En cuanto al estudio de resonancia, tal como se muestra en la tabla 3.7, la primer alternativa no contempla tal problema por no tener compensación por capacitores, la segunda alternativa tiene una resonancia paralelo a la armónica 5<sup>a</sup> tanto en la sección del usuario 11 como en el 15, para la tercer y cuarta alternativa se tiene una frecuencia resonante a la armónica 3<sup>a</sup>. Nótese tanto en la figura 3.14 como en los resultados del apéndice B.7 que conforme se corrige el factor de regulación, aumenta la capacidad de banco de capacitores, disminuye la distorsión total de voltaje y la frecuencia resonante; lo anterior se puede justificar mediante el uso de la formula 3.10 ya que al aumentar la capacidad del banco de capacitores (KVAR) y permanecer constante la potencia de corto circuito ( $MVA_{cc}$ ) la relación decrece, la cual corresponde a la frecuencia de resonancia.

En este caso de alternativas, la empresa suministradora solo tiene que considerarse en la regulación de voltaje el efecto de la resonancia paralelo y corregir mediante filtros, y en el lado de usuarios el detectar los inyecciones de armónicas como es el caso de los usuarios 3, 4, 12, 14, 15 y 24, y tratar de que corrijan las armónicas antes de que se propaguen a la red.

### 3.4.5 Estudio de confiabilidad

El estudio de confiabilidad consiste en un análisis de cinco alternativas, cada una de ellas con diferentes tipos de redundancia, equipos de seccionamiento de fallas y alimentación alterna, con la idea de obtener los índices de confiabilidad propuestos (tabla 3.5) al menor costo posible. Los resultados del análisis de confiabilidad para 5 alternativas de planeación del sistema de prueba del apartado 3.3, así como los resultados de los costos debidos a cada alternativa, se dan en el apéndice B, y en la tabla 3.8 los resultados globales de confiabilidad y costos para elegir la mejor alternativa de planeación. En la figura 3.15 se muestra gráficamente como se comporta el nivel de confiabilidad y los costos globales asociados.

Tabla 3.8 Inversión inicial de cada alternativa de planeación

Alternativa	Descripción de cada alternativa	SAIDI minutos/año)	SAIFI (fallas/año)	Costo global Millones de Pesos
1	4.5 kmts. de alimentador 336 ACSR, 17.7 kmts. de alimentador 266 ACSR y dos interruptores	1208.4	4.33	20.01
2	4.5 kmts. de alimentador 336 ACSR, 17.7 kmts. de alimentador 266 ACSR, 2 interruptores y 12 cuchillas desconectoras en troncales	900.48	4.08	16.96
3	4.5 kmts. de alimentador 336 ACSR, 17.7 kmts. de alimentador 266 ACSR, 2 interruptores, 12 cuchillas desconectoras en troncales y 30 fusibles en ramales	734.2	12.55	13.3
4	4.5 kmts. de alimentador 336 ACSR, 17.7 kmts. de alimentador 266 ACSR, 2 interruptores, 12 cuchillas desconectoras en troncales, 30 fusibles en ramales y 2 alimentadores alternos (10,812 KW).	632.3	12.55	36.67
5	4.5 kmts. de alimentador 336 ACSR, 17.7 kmts. de alimentador 266 ACSR, dos interruptores, 5 cuchillas desconectoras en troncales del alimentador QRO-4160, 17 fusibles en el alimentador QRO.4160, 1 restaurador en el troncal y 9 seccionizadores en ramales del alimentador QRO-4150.	215.6	4.07	13.14

El alimentador QRO-4150 en el mes de Marzo del 2001 alcanzó una potencia de 5,680 KW y el alimentador QRO-4160 en el mes de Julio del 2001 alcanzó una potencia de 5,680 KW como demanda pico, estos datos son necesarios para asociarles el correspondiente costo por alimentación alterna (\$/KW servido).

Los datos de SAIFI y SAIDI de la tabla 4.4 son resultado del estudio de confiabilidad realizado con el programa DISREL y cuyos resultados se muestran el apéndice B; los datos de costos globales de cada alternativa son evaluados de acuerdo a la metodología del apartado 3.2.2.1.2 y 3.2.3. y con ayuda de los resultados de los índices EENS, ECOST de las tablas del apéndice B.



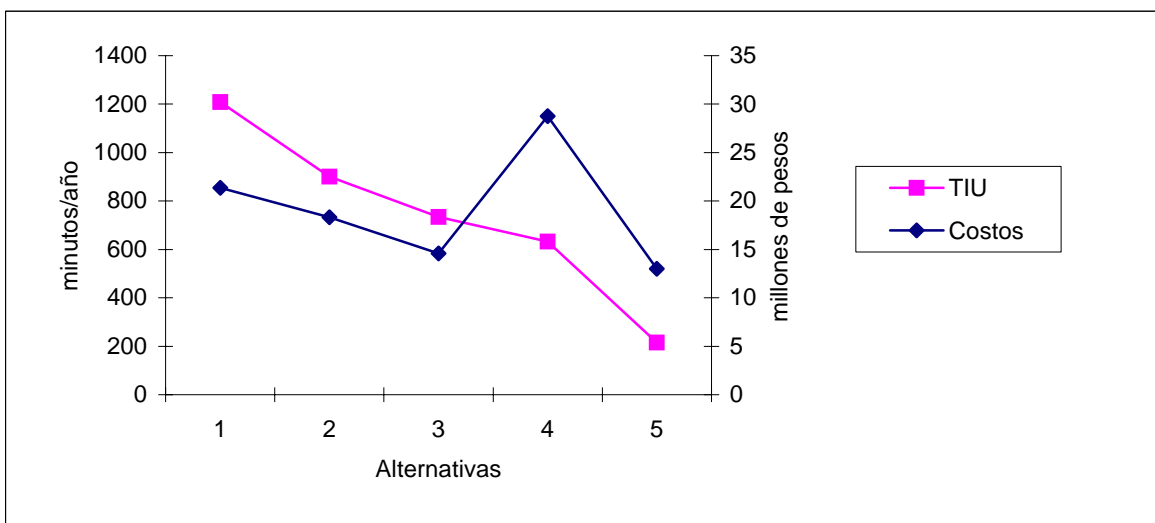


Figura 3.15 grafica confiabilidad y costos globales

Para tener una mejor perspectiva de los resultados numéricos de SAIDI y de costos globales de la tabla 3.8, estos pueden graficarse (figura 3.15) de acuerdo a cada alternativa de red contra el SAIDI ó TIU y contra los costos globales.

Como puede observarse en la tabla 3.8 y figura 3.15 la alternativa 5 es la más cercana a los objetivos de confiabilidad y con menor costo, lo que significa que es la alternativa elegida. También como se muestran los resultados de los costos asociados a las 5 alternativas de planeación (tablas B.8, B.12, B.16 y B.20), los costos por falta de confiabilidad llevados a valor presente (10 años), son menores que la inversión por mejora de confiabilidad, lo que significa que la inversión es recuperable.

# CAPÍTULO 4

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

En esta tesis se ha desarrollado una metodología para planear redes de distribución de energía eléctrica en México, considerando aspectos importantes de calidad de la energía a los usuarios como: variaciones rápidas de voltaje (sag, swell), fluctuaciones de voltaje (flicker), variaciones lentas de voltaje (regulación de voltaje) y distorsión armónica así como el efecto de resonancia paralelo, también la inclusión del aspecto de confiabilidad y los costos asociados. Se analizó parte de un sistema de distribución del estado de Querétaro, formado por una subestación llamada "subestación Querétaro", con un transformador de 115 KV a 13.8 KV de 40 MVA y dos alimentadores radiales llamados QRO-4150 y QRO-4160.

El procedimiento de planeación de redes de distribución propuesto en esta tesis, para considerar la calidad de la energía a los usuarios (sag, swell, flicker, %Reg., THD% (V), resonancia paralelo), es basado en un análisis de éstos aspectos de la calidad del servicio, seguido por la minimización de los mismos de acuerdo al tipo de usuario, vía robuztes del sistema de distribución y utilización de equipos de acondicionamiento de la calidad de la energía (dispositivos custom power, capacitores y filtros de armónicas), además de su análisis costo-beneficio con la finalidad de obtener el óptimo servicio de energía eléctrica a los usuarios.

La planeación propuesta, considera de manera coordinada un procedimiento (cuatro pasos), los cuales se enumeran en la siguiente manera:

- 1.- Minimización de las variaciones rápidas de voltaje a los usuarios de la red de distribución.
- 2.- Minimización de las variaciones lentas de voltaje a los usuarios y su análisis costo-beneficio.
- 3.- Minimización de distorsión armónica total de voltaje y del efecto de resonancia paralelo.
- 4.- Maximización de la confiabilidad del servicio a los usuarios a un costo lo más bajo posible.

Los pasos anteriores, permiten controlar o disminuir en primera instancia un problema de calidad del servicio, que en este caso son las variaciones rápidas de voltaje, una vez corregido este problema en diversas alternativas de red de distribución, se obtiene la mejor alternativa de red de distribución mediante un análisis costo-beneficio; con la red de distribución con ciertos cambios para minimizar el primer problema de calidad del servicio; se procede a utilizar esa misma red a fin de analizar el siguiente problema de calidad del servicio (variaciones lentas de voltaje) y minimizar su efecto, nuevamente, una vez corregido este problema en diversas alternativas de red de distribución, se obtiene la mejor alternativa mediante un análisis costo-beneficio; posteriormente, se analizan los siguientes aspectos de la calidad o confiabilidad del suministro aplicando el mismo criterio, hasta obtener una óptima planeación de red de distribución desde el punto de vista socioeconómico.

Con la metodología presentada en el capítulo 3, los resultados presentados en el mismo y en el apéndice B, es posible concluir lo siguiente:

- La metodología de planeación incluye adecuadamente y de forma coordinada los cuatro aspectos de la calidad de la energía a usuarios.

- Como se analiza en el capítulo 3, la metodología es aplicada a una red radial y los efectos de depresiones de voltaje (sag's) causados por fallas de corto circuito tienen un efecto global, siendo más severos en alimentadores industriales que alimentadores residenciales.
- El efecto de sag's y las fluctuaciones de voltaje (flicker) por arranque de motores de inducción en los usuarios industriales no es tan considerable en magnitud ni en frecuencia.
- Como se analiza en el capítulo 3, la metodología es aplicada a una red radial y los efectos de las elevaciones rápidas de voltaje (swell's) no tienen efecto considerable en los usuarios del sistema.
- Analizando la metodología de planeación propuesta así como los datos obtenidos, la metodología presenta las siguientes ventajas:
  - a) La alternativa de confiabilidad propuesta además de contar con el apropiado nivel de confiabilidad, menor costo global, minimiza el efecto de propagación de sag's y swell's por corto circuito ya que cuenta con equipos de seccionamiento de fallas (seccionalizadores) en ramales.
  - b) Un estudio de variaciones rápidas de voltaje (sag's, swell's) y fluctuaciones de voltaje anterior a cualquier otro análisis de calidad de la energía permite obtener la vulnerabilidad de ciertas zonas y poder robustecer las mismas.
  - c) Un análisis de variaciones lentas de voltaje posterior al de variaciones lentas permite minimizar la capacidad de compensación de voltaje y potencia reactiva por la ya antedicha robustez.
  - d) Finalmente un análisis de distorsión armónica posterior a los dos pasos anteriores con la robustez apropiada desde el punto de vista de calidad de servicio, permite encontrar la vulnerabilidad del sistema ante distorsión armónica de voltaje entregado a los usuarios así como el problema de resonancia paralelo que pueda existir y eliminarlo.

- Todos los anteriores análisis además de proporcionar un nivel apropiado de calidad y confiabilidad a los usuarios dan la pauta a considerar posteriores expansiones de la red.

La esencia de la metodología de planeación de redes de distribución, es aplicable a cualquier red de distribución, es decir, controlar ó minimizar los problemas de la calidad del servicio de una forma coordinada; ya que lo que seguramente cambiará en cualquier otra red de distribución son las características de los problemas de la calidad del servicio, pero la solución a estos se le da el trato similar al propuesto en esta tesis.

## 4.2 Aportaciones

Este trabajo de tesis aporta la metodología para incluir los aspectos de la calidad del suministro eléctrico a los usuarios en fase de planeación de las redes de Distribución, es decir:

1.- Desarrollo de una metodología de planeación de redes eléctricas de distribución que incluye los aspectos de calidad de la energía a los usuarios, basada en un procedimiento coordinado de maximización de la confiabilidad, minimización de depresiones de voltaje (sag), elevaciones de voltaje (swell), parpadeo (flicker), factor de regulación, armónicas y el efecto de resonancia paralelo, con la finalidad de asegurar el control de dichos aspectos.

2.- También se aporta dentro de esta misma metodología de planeación de redes de distribución, la inclusión de un análisis costo-beneficio, basado en la asignación de costos por confiabilidad y calidad del suministro (regulación de voltaje), así como el concepto del dinero en el tiempo, para obtener la mejor alternativa de planeación.

### 4.3 Recomendaciones para trabajo futuro

Es importante mencionar que ante una eminente reestructuración del sector eléctrico, será indispensable utilizar aspectos técnicos que permitan tener una mayor calidad y confiabilidad del suministro en los sistemas competitivos. Por esta razón, las recomendaciones para trabajos futuros están encaminados a considerar otros y los anteriores aspectos de la calidad de la energía, la topografía de red, equipos y materiales desde un punto de vista de sistemas desregulados, tales recomendaciones son las siguientes:

- Considerar el análisis de los transitorios electromagnéticos para diseño de redes de distribución y lograr un sistema menos inmune ante salidas de servicio por causa de capacidad para eliminar voltajes críticos disruptivos.
- Utilizar un escenario de redes de distribución que minimice los efectos de sag y swell por técnicas apropiadas de coordinación de protecciones que acorten los tiempos de depresiones de voltaje (sag) y elevaciones de voltaje (swell).
- Utilizar conceptos de reconfiguración de red y minimizar los efectos de depresiones y elevaciones de voltaje.
- Análisis de las elevaciones de voltaje, depresiones de voltaje y parpadeo mediante índices de duración y frecuencia de ocurrencia en las redes de meda tensión.
- Análisis de la resonancia serie en sistemas de media tensión, debidos a la reactancia de transformadores y los bancos de capacitores.
- Análisis del parpadeo (flicker) en redes de media tensión, debidos al arranque de cargas robustas como hornos y soldadoras de arco eléctrico.
- Desarrollo de una metodología para considerar costos asociados a los problemas de la calidad del servicio como sag, swell, armónicas y transitorios electromagnéticos.

# Referencias

- [1] Alexander E. Emanuel, *Harmonic Cost Allocation: A Difficult Task*, IEEE 1999
- [2] B. P., *Análisis de Redes*, IEEE, Febrero 2000, Vol. 25
- [3] Bollen H. J. Math; *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruption*, New York, P.M. Anderson, Series Editor, 2000
- [4] Christopher J. Melhom, Peter Hofmann y Marek Samoty, *Characterization of Power Quality Problems Associated with Large Commercial Customers Served from Large Underground Distribution Network Systems*, IEEE, USA, 1994
- [5] Comisión Federal de Electricidad, *Límites de parpadeo por flicker*, México, 1999
- [6] Consultans & Software Engineers, *Distribution & Industrial System Reliability Evaluation Program: User's Guide*, 2001
- [7] CYME INTERNATIONAL INC., *CYMHARMO: Distribution Primary Analysis User's Guide & Reference Manual*, Febrero, 1990
- [8] CYME INTERNATIONAL INC., *CYMDPA: Distribution Primary Analysis User's Guide & Reference Manual*, Enero, 1990
- [9] David G. Hart, William Peterson, David U. y Jochen Schneider, *Tapping Protective Relays for Power Quality Information*, IEEE 2000
- [10] Don O. Koval y A. A. Achowdhury, *Value Based Distribution System Planning*, IEEE 1996
- [11] Don O. Koval, Wilsun Xu y John, *Power Quality Characteristics of Rural Electric Secondary Power System*, Edmonton, Canada
- [12] Douglas S. Dorr, *AC Power Quality Studies IBM, AT&T and NPL*, IEEE, Wisconsin , 1991
- [13] Douglas S. Dorr, *Power Quality Study – 1990 to 1995 Initial Results*, IEEE, Wisconsin, 1992
- [14] D. T. Jeerings y R. J. Linders, *Unique Aspects of Distribution System Harmonics Due to High Impedance Ground Faults*, IEEE, 1990
- [15] E.A.E.I, M.MMA y A.Y, *Reduction of Voltage and Current Distortion in Distribution System with Nonlinear Loads Using Hybrid Passive filters*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 145, No. 3, 1998
- [16] E. Bonfil, J. F. Martínez y F. Cavalle, *Studies of Perturbations: Their Cause and Effects on MT Networks*, España 1999
- [17] F. Cuevas Arteaga y G. Enríquez Harper, *Soluciones a la Industria que Opera con Bajo FP y Altos Niveles de Corrientes Armónicas*, CFE, 2001
- [18] F. W. Erech y Harshad Mehta, *A survey of Distribution System Power Quality – Preliminary Results*,



- IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, 1993
- [19] Garet A. Jihad y Lynn F. Saunders, *Automation of Electrical Equipment Reliability Report Forms*, 1996, IEEE, pp 2378-2380
- [20] G. I. Heydi, *Electric Power Quality: A Tutorial Introduction*
- [21] Gilberto Enríquez Harper, *El ABC de la Calidad de la Energía*, Editorial Limusa, 1999
- [22] Gilberto Enríquez Harper, *Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Notas del Curso, Instituto Politécnico Nacional, 2001
- [23] Gilberto Enríquez Harper, *Redes de Distribución*, Notas del Curso, Instituto Politécnico Nacional, 2000
- [24] G. T. Heydt y T. W. Jewell, *Pitfalls of Electric Power Quality Indices*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, 1997
- [25] H. Yan Y. y T. Hsu C., *Harmonic Analysis for Industrial Customers*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 30, No. 2, 994
- [26] Hideaki Fijita, *The Unified Power Quality Conditioner: The Integration of Series and Shunt-Active Filters*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 2, 1998
- [27] H. Lee Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, Nort Carolina, Marcel Dekker, 1997
- [28] IEEE Std. 1159-1995, *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, New York 1995
- [29] IEEE Std. 1100-1992, *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment*, 2ª Ed., New York 1994
- [30] IEEE Std. 493-1997, *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, New York, 1998
- [31] J. A. Martínez Velasco, *Simulación de Dispositivos Custom Power*, Universidad Politécnica de Cataluña. 2001
- [32] J. Arrillaga y N. R. Watson, *Power System Quality Assessment*, Copyright @2000, England, 2000
- [33] J. C. Antoine, J. N. Reimeriger, y J. Marquet, *How to Answer Sensitive Customers Expectations*, France, 1989
- [34] J. Peco, T. Gomez y E. F. Sanchez, *Modelo de planeación de una Red de Alta Tensión de Distribución*, Lisboa, Julio 1999
- [35] J. S. Lawier, L. D. Monteen, J. B. Patton y D. T. Rizy, *Impact of Automation on the Reliability of the Athens Utilities Board's Distribution System*, IEEE 1989
- [36] Juan M. Hernández, *Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos de Distribución*, Tesis de Ingeniería, México, Universidad Autónoma de México, 2001
- [37] Juan Rivier Abbad, *Calidad del Servicio: Regulación y Optimización de inversiones*, Tesis de Doctorado, Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 1999

- [38] L. Goel y R. Billinton, *Determination of Reliability Worth for Distribution System Planing*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 9, No. 3, July 1994
- [39] Lindong Zhang y J. H. Bollen, *Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power System*, IEEE, Sweden, 1998
- [40] Luis Guillermo Espinoza Mendoza, *Análisis de las Depresiones de Voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tesis de Maestría, México, Instituto Politécnico Nacional, 1997
- [41] Math H. J. Math, *Fast Assessment Methods for Voltage Sag in Distribution System*, IEEE, Manchester, 1995
- [42] M. B. Hugles y John S. Chan, *Canadian National Power Quality Survey*, CEA, Canada, 1998
- [43] M. Clement y J. Michaud, *Overvoltages on the Low Voltage Distribution Networks*, Electricité de France
- [44] M. H. J. Bollen, T. Tayasanant y G. Yalcinkaya, *Assessment of the Number of Voltage Sag Experienced by a Large Industrial Customer*, IEEE, Manchester, 1997
- [45] Miroslav D. Nimrihter, David I. Banjai y Ciric M. Rade, *Power Quality Indices of Distribution Networks and Evaluation*, 1998
- [46] M. McGranaghan, M. Samotyj y B. Kennedy, *Desing of a Workbook for Analyzing Utility/End User Power Quality Concerns*, IEEE Catalog Number. 95TH8081
- [47] M. Pandey y R. Billinton, *Reliability with Assessment in a Developing Country – Commercial and Industrial Survey Results*, IEEE 1998
- [48] Michigan Public Service Commision Staf Investigation, *Detroit Edison Distribution System Reliability*, Reporte, Estados Unidos, 1999
- [49] Olivio Carlos y José Carlos de Oliveira, *Practical Proposals to Reduce Harmonic Current in Electrical Power Systems*, IEEE 1996
- [50] Olivio C. N. Souto, José C. de Oliveira y Paulo F. Ribeiro, *Power Quality Impact on Performance and Associated Costs of Three Phase Induction Motors*, IEEE 1998
- [51] Paul M. Anderson, *Analysis of Faulted Power System*, IEEE Series Editor, 1995
- [52] POST, *Report of the U. S. Department on Energy Power Outage Study Team*, Reporte, 2000
- [53] Roger C. Dugan, Mark F. McGrranaghan y Beaty H. Wayne Beaty, *Electrical Power System Quality*, McGraw-Hill, 1996
- [54] Roy Bllinton y Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Evaluation of Engineering Systems*, Pitman Advanced Publishing Program, 1983
- [55] Roy Billinton Ronald N. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*, 2a. Ed., Plenus Press, New York, 1996
- [56] R. Lamedica, A. Patricio, A. Prudenzi y E. Tirón, *Power Quality Costs and Upgrading Solution: The Energy Center*, IEEE 2000

- [57] R. Billinton y L. Goel, *Basic Data and Evaluation of Distribution System Reliability Worth*
- [58] R. C. Dugan, Marek Waclawiak y Sundaram Ashok, *Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, 1997
- [59] S. Barkre Philip, *Power Quality Monitoring of a Distribution System*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, 1993
- [60] San Diego Gas & Electric, *Electric Distribution System Performance Report*, Reporte, San Diego, 1993
- [61] Sergio H. Jaramillo y Efraín Carrillo O´Neil, *Power Quality Indices for Aperiodic Voltages and Currents*, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, 2000
- Turan Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, 1986
- [62] Smith W. Jeff y Halpin Mark S., *Voltage Flicker Measurement, Part 1: Digital Implementation of the IEC flicker Meter*
- [63] T. Gómez, *Regulación de la Distribución de Energía Eléctrica en un Marco de Competencia: Esquemas basados en incentivos*, Lisboa, Julio 1999
- [64] T. Gómez San Román y Román Ubeda, *Power Quality Regulation in Argentina: Flicker and Harmonics*, IEEE, 1997
- [65] Thomas E. Grebe, *Power Quality and Utility/Customer Interface*, Tennessee, 1989
- [66] Thomas Jauch, A. Kara y M. Rahmani, *Calidad de la energía: Aseguramiento gracias a la corrección dinámica de la tensión*, ABB, 1998, pp. 25-36
- [67] Toni W., Peter Dahler, David Amhof y Horst Gruning, *Power Supply Improvement whit a Dinamic Voltage Restorer (DVR)*, IEEE Catalogue No. 98EX137
- [68] Turan Gönen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, 1986
- T&D Techhology, *Belgian Utility Weighs Power-Quality Costs*, Electric International, December 1992
- [69] Unidad de Ingeniería Especializada (CFE), *Notas de Análisis de Armónicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Laboratorio de Alta Tensión Subestación Topilejo, 2001
- [70] W. Geraldés, M. J. Araujo y N. M. Brito, *Actions To Improve The Power Quality of Electronorte´s Industrial Customers*, IEEE, Brasil, 1998
- [71] William E. B. y Robert S. Schneider, *Cost Effective Industrial Power Line Conditioning Solution: The Energy Center*, IEEE, 1999

# Apéndice A

## HERRAMIENTAS DE ESTUDIO

### **A.1 Introducción.**

En este apartado, se describe brevemente acerca de los paquetes computacionales DISREL, CORTO CIRCUITO, CYMDPA y CYMHARMO utilizados para el trabajo de tesis. Tanto la estructura, origen, uso y alcances, así como los datos necesarios para realizar los estudios necesarios de confiabilidad y calidad del suministro se dan a continuación.

## A.2 El programa DISREL.

La herramienta de análisis para el estudio de confiabilidad del sistema bajo estudio es por medio de un programa computacional llamado "DISREL" (Distribution & Industrial System Reliability Evaluation Program), propiedad de CFE, el cual fue realizado por la Consultants & Software Engineers en San Diego, es un programa desarrollado en el lenguaje Visual Fortran 6.5 o también llamado Digital Visual Fortran.

El DISREL es un programa que analiza la confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica y sistemas industriales, tiene una capacidad de 400 nodos, calcula los índices  $\lambda$  (tasa de falla),  $r$  (tasa de reparación) y  $U$  (indisponibilidad) de cada punto de carga o usuario, también calcula los índices del sistema SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS, ENS. El método que utiliza para resolver cada uno de los anteriores índices es el de cortes mínimos de primer orden y de segundo orden dado que tiene aplicaciones de switcheo [6].

El uso de este programa se reduce a la utilización de archivos de entrada y de salida; requiere tres archivos de entrada editados en word, o block de notas, uno de ellos es el archivo de componentes del sistema, los cuales deben contener como datos, los de la tabla A.1, además de los datos de carga de cada usuario; el otro archivo es el de conectividad de los elementos de la red, en el que se indica nodo de entrada, nodo de salida y tipo de equipo eléctrico, el tercer archivo de entrada es el de condiciones de switcheo, en el cual se indican las condiciones de wicheo de cada equipo. El único archivo de salida, que también puede ser generado en word ó block de notas, contiene datos de confiabilidad de cada punto de carga ( $\lambda$ ,  $r$  y  $U$ ) como del sistema (SAIFI, SAIDI, ASAI, EENS, ENS).

Tabla A.1 Datos de confiabilidad de equipos de Distribución

Equipo	Tasa de falla Fallas/ año ( $\lambda$ )	Tasa de reparación Hrs/año ( $r$ )
Línea aérea trifásica	0.157 falla/Kmts.	5 horas
Interruptor	0.0015 fallas/año	6.0 horas
Cortacircuitos Fusible	0.0020 fallas/año	2.0 horas
Cuchillas desconectadoras	0.0005 fallas/año	8.0 horas
Restaurador	0.0025 fallas/año	6.0 horas
Seccionalizador	0.0005	4.0 horas

A continuación se muestra la forma de cálculo de cada uno de los índices mencionados.

$$\lambda_i = \text{Fallas/año} \quad (\text{A.1})$$

$$U_i = \text{horas/año de indisponibilidad} \quad (\text{A.2})$$

$$r_i = \text{horas/año} \quad (\text{A.3})$$

- Índice de usuarios afectados, en inglés ACI (Average Customer Interruption Index). Este índice se define como el número de usuarios por su correspondiente tasa de falla.

$$\text{ACI} = \sum_i^n N_i \lambda_i \quad (\text{Usuarios -falla/año}) \quad (\text{A.4})$$

- Índice de duración de interrupciones al usuario, en inglés CID (Customer Interruption duration Index). Este índice se define como el tiempo de indisponibilidad de los usuarios al año.

$$\text{CID} = \sum_i^n N_i U_i \quad (\text{Horas - usuarios/año}) \quad (\text{A.5})$$

- Índice promedio de frecuencia de interrupción al sistema, en inglés SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Este índice se define como el número de interrupciones por usuario atendido por unidad de tiempo, se estima al dividir el número acumulado de interrupciones al usuario en un año, entre el número de usuarios servidos.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_i^n \lambda_i N_i}{\sum_i^n N_i} \quad (\text{Fallas/año})$$

(A.6)

- Índice promedio de frecuencia de interrupción al usuario, en inglés CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index). Este índice se define como el número de interrupciones experimentadas por el usuario afectado, por unidad de tiempo, se estima al dividir el número de interrupciones del usuario observadas en un año, entre el número de usuarios afectados.

$$\text{CAIFI} = \frac{\sum_i^n \lambda_i N_i}{\sum_i^n N_A} \quad (\text{Fallas/año}) \quad (\text{A.7})$$

- Índice promedio de duración de interrupción al sistema, en ingles SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Este índice se define como la duración promedio de interrupciones por usuario atendido durante un año, se determina al dividir la suma de todas las interrupciones sostenidas del usuario, entre el número de usuarios atendidos durante el año.

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n U_i N_i}{\sum_i^n N_i} \quad (\text{horas/año}) \quad (A.8)$$

- Índice promedio de duración de interrupción al usuario, en ingles CAIDI (System Average Interruption Customer Index). Este índice se define como la duración promedio de interrupciones por usuarios interrumpidos durante un año, se determina al dividir la suma de la duración total de interrupciones sostenidas al usuario durante un año, por el número de interrupciones sostenidas al usuario durante un año

$$CAIDI = \frac{\sum_i^n \lambda_{iN} N_i}{\sum_i^n \lambda_i N_i} \quad (\text{horas/falla}) \quad (A.9)$$

- Índice promedio de disponibilidad del servicio, en ingles ASAI (Abailability System Average Index). Este es el porcentaje del número total de horas en que el servicio estuvo disponible al usuario durante un año con respecto al total de horas demandados por el usuario, las horas demandadas por el usuario se determinan como el promedio de 12 meses de usuarios atendidos por 8760 horas, el valor complementario por este índice y es el índice promedio de indisponibilidad de servicio (ASUI).

$$ASAI = \frac{\sum_i^n N_i * 8760 - \sum_i^n U_i N_i}{\sum_i^n N_i * 8760} * 100 \quad (A.10)$$

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (A.11)$$

- Energía no suministrada (ENS), en inglés ENS (Energy not Supply Index). Este índice se define como el tiempo de indisponibilidad del usuario por su correspondiente carga.

$$ENS = \sum_i^n La_i U_i \text{ (kwh/año)} \quad (A.12)$$

- Índice promedio de energía no suministrada, en inglés AENS (Average Energy not Supply) o índice promedio de corte de carga del sistema

$$AENS = \frac{\sum_i^n La_i U_i}{\sum_i^n N_i} \text{ (Kwh-usuario/año)} \quad (A.13)$$

Donde  $\lambda_i$  es el rango de falla,  $r_i$  es la tasa de falla,  $U_i$  es el tiempo anual de salida,  $N_i$  es el número de usuarios en el punto de carga  $i$ ,  $La_i$  es el promedio de carga conectada para el punto de carga  $i$  y  $n$  es el número de puntos de carga del sistema eléctrico.

A continuación, se muestra el diagrama de flujo de uso del programa DISREL (figura A.1.)



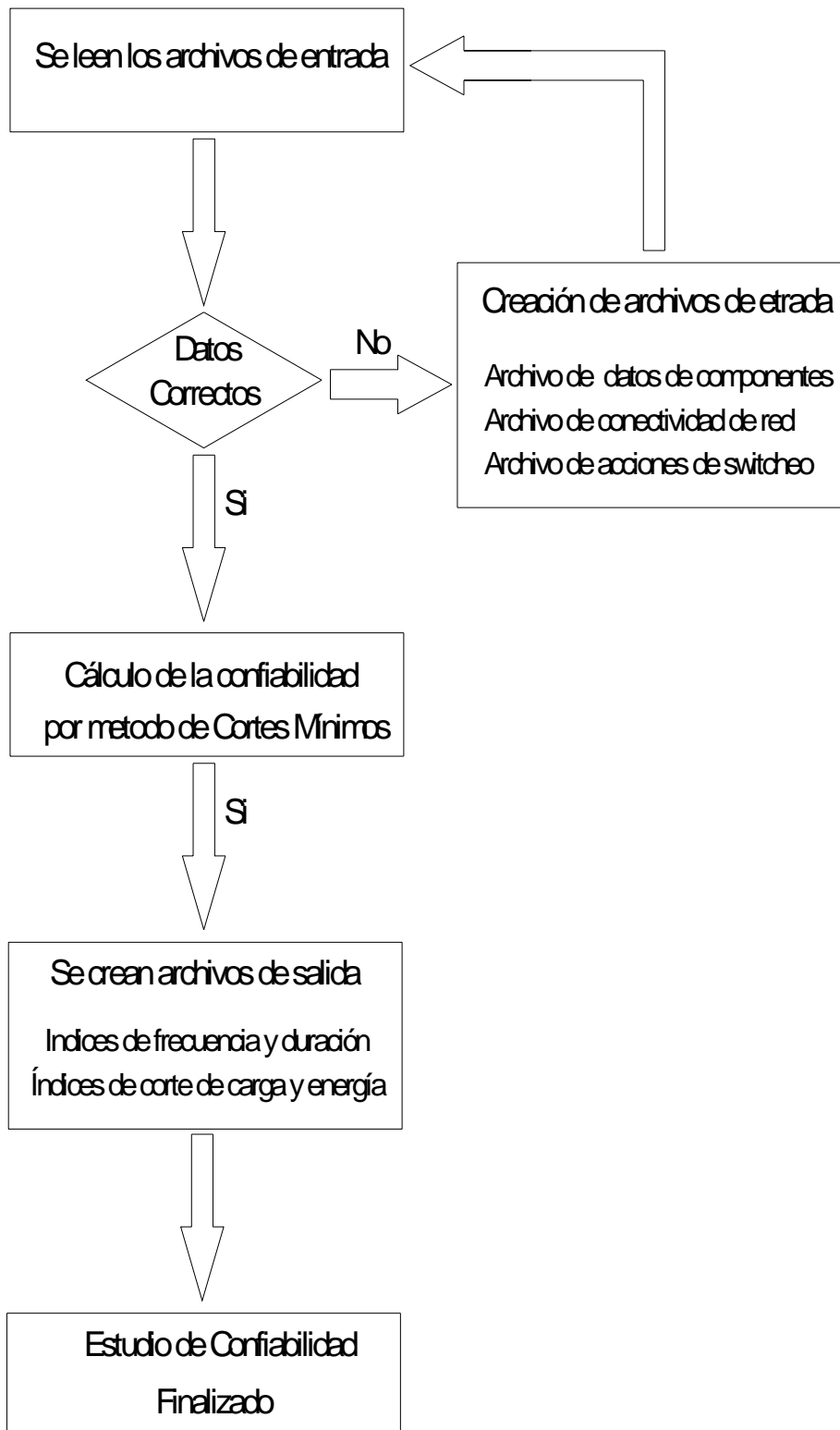


Figura A.1 Diagrama de flujo de uso del programa DISREL

### A.3 El programa de CORTO CIRCUITO.

Para analizar los problemas de variaciones rápidas de voltaje debidas a fallas de corto circuito trifásico y monofásico, se utilizará una herramienta computacional llamada CORTO CIRCUITO, el cual fue desarrollado en la SEPI-ESIME, con la finalidad de estudiar las depresiones de voltaje originadas por condiciones de falla tanto trifásica como monofásica en un sistema eléctrico, fue programado en el lenguaje fortran 5.1 de Microsoft.

El programa calcula las corrientes de falla de cada nodo con la finalidad de emplearlas en conjunción de la matriz de impedancia nodal para el calculo de los voltajes en los nodos del sistema ante una falla en cualquier bus. Una vez calculados los voltajes y corrientes se pueden calcular los voltajes en función del tiempo y con sus características asociadas (magnitud, brinco de ángulo y duración), mediante el uso de la ecuación A.14 [40]. El anterior procedimiento puede observarse en el diagrama de flujo de la figura A.2.

Para el uso de programa, es necesario formar de manera correcta el archivo de datos, el cual solicita como información, el nombre del archivo, número de nodos del sistema, número de elementos del sistema, nodo de salida y llegada de cada elemento, así como la impedancia serie y en derivación; todo dado en valores pu. Finalmente, el programa presenta resultados en un archivo de salida así como lo muestra el diagrama de flujo de la figura A.2

El programa realiza los cálculos empleando el método de las componentes simétricas, así como se muestra en las ecuaciones A.14 a la A.18

$$V = ZI \quad (A.14)$$

Donde  $V$  es el vector de voltajes nodales complejos,  $I$  es el vector de corrientes nodales complejas y  $Z$  es la matriz de impedancias, la cual puede ser formada por la impedancia de secuencia positiva ( $Z_{(+)}$ ), impedancia de secuencia negativa ( $Z_{(-)}$ ) ó la impedancia de secuencia cero ( $Z_{(0)}$ ) para efecto de analizar las diferentes respuesta de voltaje dadas las condiciones de falla.

Considerando  $N$  nodos, el nodo  $f$  de falla de corto circuito y el nodo  $k$  donde se desea observar el voltaje  $S_{ag}$  o Swell; el voltaje  $S_{ag}$  debido a la falla de corto circuito trifásica esta dado por la ecuación A.15

$$V_K = V_K^o + \Delta V_K \quad (A.15)$$

Donde  $V_K$  es el voltaje Sag,  $V_K^o$  es voltaje de prefalla en el nodo observable y  $\Delta V_K$  es el cambio de voltaje en el nodo k debido a la falla. Considerando que el cambio de voltaje  $\Delta V_K$  está dado por la ecuación A.16 y que los voltajes de prefalla  $V_K^o$  y  $V_F^o$  son 1.0 pu, se tiene que para una falla trifásica el voltaje sag que involucra solo la secuencia positiva esta dado por la ecuación A.17.

$$\Delta V_K = Z_{KF} \left( \frac{V_F^o}{Z_{FF}} \right) \quad (A.16)$$

$$V_K = 1 - \frac{Z_{KF}}{Z_{FF}} \quad (A.17)$$

Donde  $Z_{KF}$  es la impedancia de secuencia positiva entre el nodo de falla f y en nodo observable k,  $Z_{FF}$  es la impedancia de secuencia positiva en el nodo de falla f y  $V_F^o$  voltaje de prefalla en el nodo de falla f.

Aplicando las componentes simétricas y la matriz de transformación T de la ecuación A.18 es posible obtener los voltajes de fase a neutro en las tres fases  $V_{an}$ ,  $V_{bn}$  y  $V_{cn}$  [11,13].

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_{k(0)} \\ V_{k(+)} \\ V_{k(-)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k(0)} \\ V_{k(+)} \\ V_{k(-)} \end{bmatrix} \quad (A.18)$$

Suponiendo una falla de fase a tierra, para el calculo del voltaje Sag en las fases falladas y el voltaje Swell en las fases no falladas es necesario considerar las impedancias de secuencia ( $Z_{(+)}$ ,  $Z_{(-)}$  y  $Z_{(0)}$ ), los cuales se muestra en el conjunto de formulas A.18 en términos de las componentes de secuencia.

$$V_{K(0)} = - \frac{Z_{KF(0)}}{Z_{FF(0)} + Z_{FF(+)} + Z_{FF(-)}}$$

$$V_{K(+)} = 1 - \frac{Z_{KF(+)}}{Z_{FF(+)} + Z_{FF(+)} + Z_{FF(-)}} \quad (A.19)$$

$$V_{K(-)} = - \frac{Z_{KF(-)}}{Z_{FF(-)} + Z_{FF(+)} + Z_{FF(-)}}$$

Los subíndices (0), (+) y (-) señalan los voltajes e impedancias de secuencia. Nuevamente Aplicando las componentes simétricas y la matriz de transformación T es posible obtener los voltajes de fase a neutro en las tres fases Van, Vbn y Vcn [11]

Para el análisis de el voltaje en función del tiempo se parte del hecho que los voltajes en el tiempo se pueden obtener como marca la ecuación A.19, con ayuda del mismo programa digital y el MATLAB 5.1.

$$V(t) = V * \text{sen}(\omega t) \tag{A.19}$$

A continuación, se muestra el diagrama de flujo del programa de CORTO CIRCUITO (figura A.2)

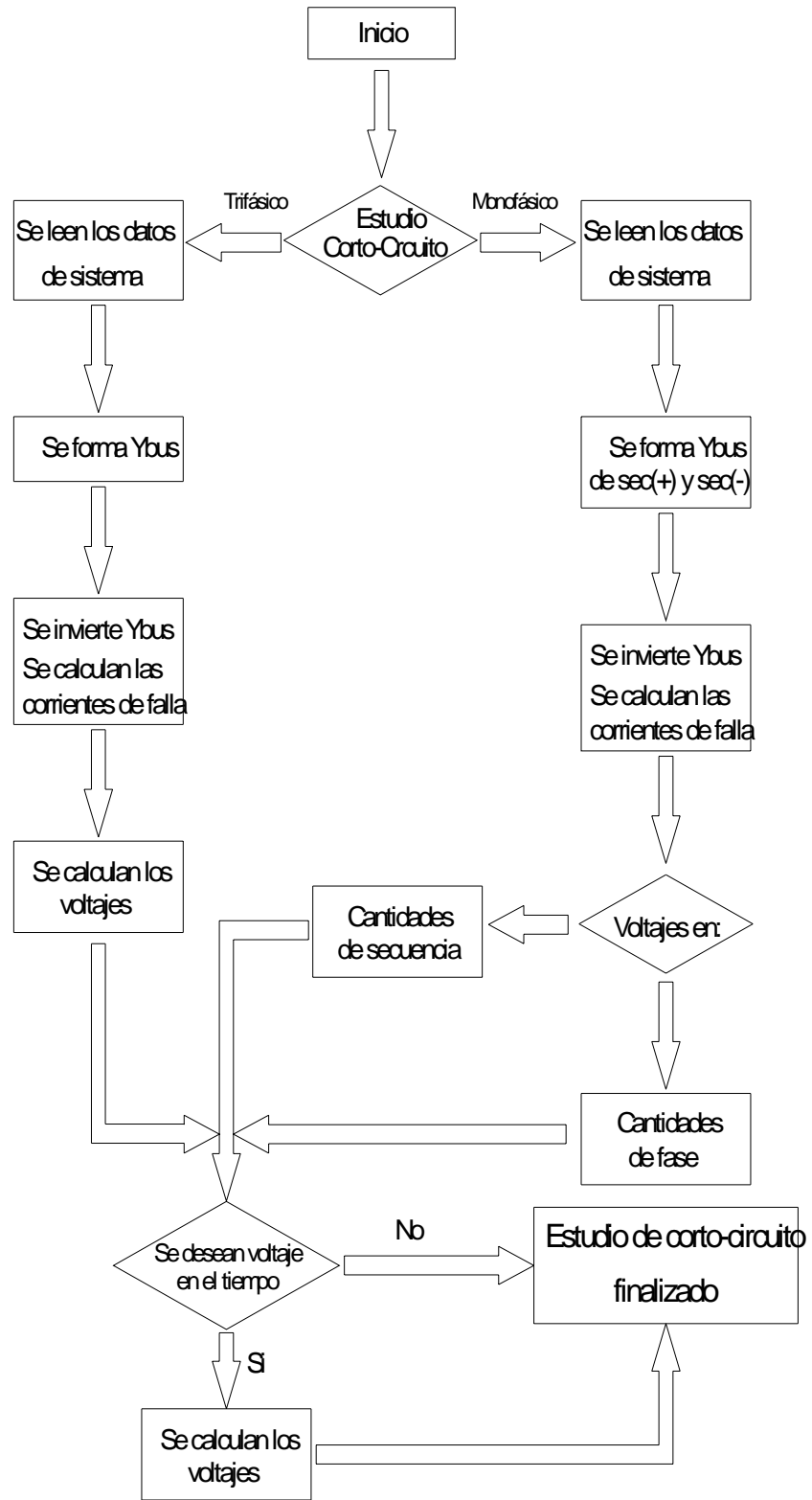


Figura A.2 Diagrama de flujo del programa de CORTO-CIRCUITO

## A.4 El programa CYMDPA.

El programa computacional utilizado como herramienta de análisis para estudio de la regulación de voltaje, caídas de tensión, pérdidas eléctricas, localización de capacitores y arranque de motores es el CYMPDA (Cyme International, Distribution Primary Analysis ), es propiedad de CFE, este software fue diseñado por la Cyme International, fue programado en fortran 77 en 1990, se utiliza para análisis de flujos de carga y de corto circuito en los sistemas eléctricos de potencia.

El programa CYMDPA, tiene una capacidad de 999 secciones, considerándose como secciones cada elemento que forma un sistema eléctrico. Los estudios que realiza mediante un método iterativo son los siguientes [8]:

- a) Localización de carga
- b) Caída de voltaje
- c) Corrientes de falla
- d) Seccionalización
- e) Localización de capacitores
- f) Balance de carga

Para el uso del programa, es necesario generar una base de datos de las características eléctricas de los equipos eléctricos de la red a estudiar, para el caso de esta tesis solo se utilizan en la base de datos los de la tabla A.2. Una vez generados los datos de anteriores, se procede a generar el archivo de conectividad de cada elemento de la red con su correspondiente nodo de llegada, nodo de salida y características eléctricas. Una vez realizado los dos puntos anteriores, se procede a realizar los estudios correspondientes y que en este caso son dados en los apartados A.4.1, A.4.2 y A.4.3. Finalmente, el programa genera su archivo de salida en el que se despliegan los resultados de voltaje, corriente y potencias de cada sección; además de la localización de los capacitores y su capacidad. Lo anterior se muestra en el diagramas de flujo de las figuras A.3 y A.4

Tabla A.2 Datos de equipos para los estudios de flujos de carga

Equipos	Características necesarias por el programa
Fuente de alimentación	Impedancias de secuencia ( $Z_{(+)}$ , $Z_{(-)}$ y $Z_{(0)}$ ) y Nivel de voltaje
Transformadores	Capacidad (KVA), Z%, X/R, $Z(\Omega)$ , voltajes (AT y BT) y tipo de conexión
Líneas de Distribución	DMG, RMG, capacidad de corriente, impedancia, tipo y calibre de conductor
Cargas Motoras	Capacidad (HP), Factor de potencia, Eficiencia, Letra Código
Cargas Normales	Potencia (KW), Factor de potencia
Capacitores	Capacidad de los bancos (300 kvar)

#### A.4.1 Estudio de regulación de voltaje:

El estudio de la regulación de voltaje se lleva a cabo mediante el uso de los conceptos de caída de tensión en los conductores y de cambios de carga debido al factor de potencia de la misma así como el cambio en la capacidad de la carga (en este caso será de un 90%) en un sistema radial de distribución.

El estudio de caídas de tensión debidas a los equipos del sistema como transformadores y conductores principalmente se describe en tres pasos:

- a) *Voltajes iniciales*: Con la finalidad de empezar la solución iterativa, se inicializan los voltajes de fase a neutro en cada sección.
- b) *Encontrar las corrientes de carga*: En un método iterativo, con los voltajes del paso "a" se pueden calcular corrientes de carga para cada sección y fase, utilizando las componentes simétricas
- c) *Encontrar las corrientes a travez de la secciones*: Ahora que se tienen las corrientes de carga, se puedan encontrar la corriente total a travez de las secciones y por tanto también los voltajes.

Dados los voltajes en cada sección (usuario), se aplican la formulas 2.3 ó 2.4 para obtener el correspondiente factor de regulación en cada usuario.

El programa presenta ecuaciones y conceptos que están en términos de potencias, impedancias, voltajes y corrientes de secuencia; También presenta parámetros asociados con los requerimientos del programa como: el máximo número de iteraciones (20) y la tolerancia de la iteración (1), sin embargo, no se mencionan en este apéndice debido a la basta información, además que no es objetivo de la tesis.

#### A.4.2 Localización de capacitores

El uso de esta parte del programa (localización de capacitores) es con la finalidad de corregir las caídas de voltaje en alimentadores y el factor de potencia del sistema, lo cual significa que se corregirá el % de regulación. La capacidad de los capacitores es dada por el usuario del programa (en este caso es de 300 KVAR), el método de localización se reduce en siguientes pasos [8]:

- a) Primero un estudio de caídas de voltaje balanceado para establecer la pérdidas iniciales
- b) La localización es determinada por la máxima reducción en pérdidas, tal como muestra la ecuación A.20.

$$\text{Reducción de pérdidas} = (2 \cdot I_L \cdot I_C - I_C^2) \cdot R \quad (\text{KW}) \quad (\text{A.20})$$

Donde:

$I_L$  es la corriente inductiva

$I_C$  es la corriente capacitiva y

$R$  es la resistencia de línea

- c) Una vez teniendo las caídas de voltaje minimizadas, se recalculan las pérdidas y se localiza el siguiente capacitor.
- d) La cantidad y localización de los capacitores seguirá hasta alcanzar el factor de potencia del sistema deseado, en este caso es del 95% que significa tener un factor de regulación dentro de la norma (menor al 5%).

#### A.4.3 Estudio de Arranque de Motores

En este apartado se muestra el procedimiento que sigue el programa CYMPDA para analizar el comportamiento del sistema ante condiciones de arranque de motores en redes de distribución radiales, lo cual servirá para analizar condiciones de parpadeo (flicker) en el sistema. Para este estudio se consideran condiciones balanceadas.

El procedimiento se enumera como sigue [8]:

- a) Se realiza un corrida de flujos (corrientes y voltajes) antes de que entre el motor.
- b) Se calculan las condiciones de corriente y voltaje debidas al instante en que arranca el motor ó rotor bloqueado.
- c) Se calculan las condiciones de voltaje y corriente cuando el motor esta a plena carga y velocidad de operación

Los cálculos de voltaje y corrientes en las secciones del sistema son calculadas utilizando los datos del motor (apartado 3.3) en términos de la ecuación 3.1 en apartado anterior.

A continuación, se presentan los diagramas de flujo del método de caída de voltaje (figura A.3) y localización de capacitores (figura A.4) del programa CYMDPA



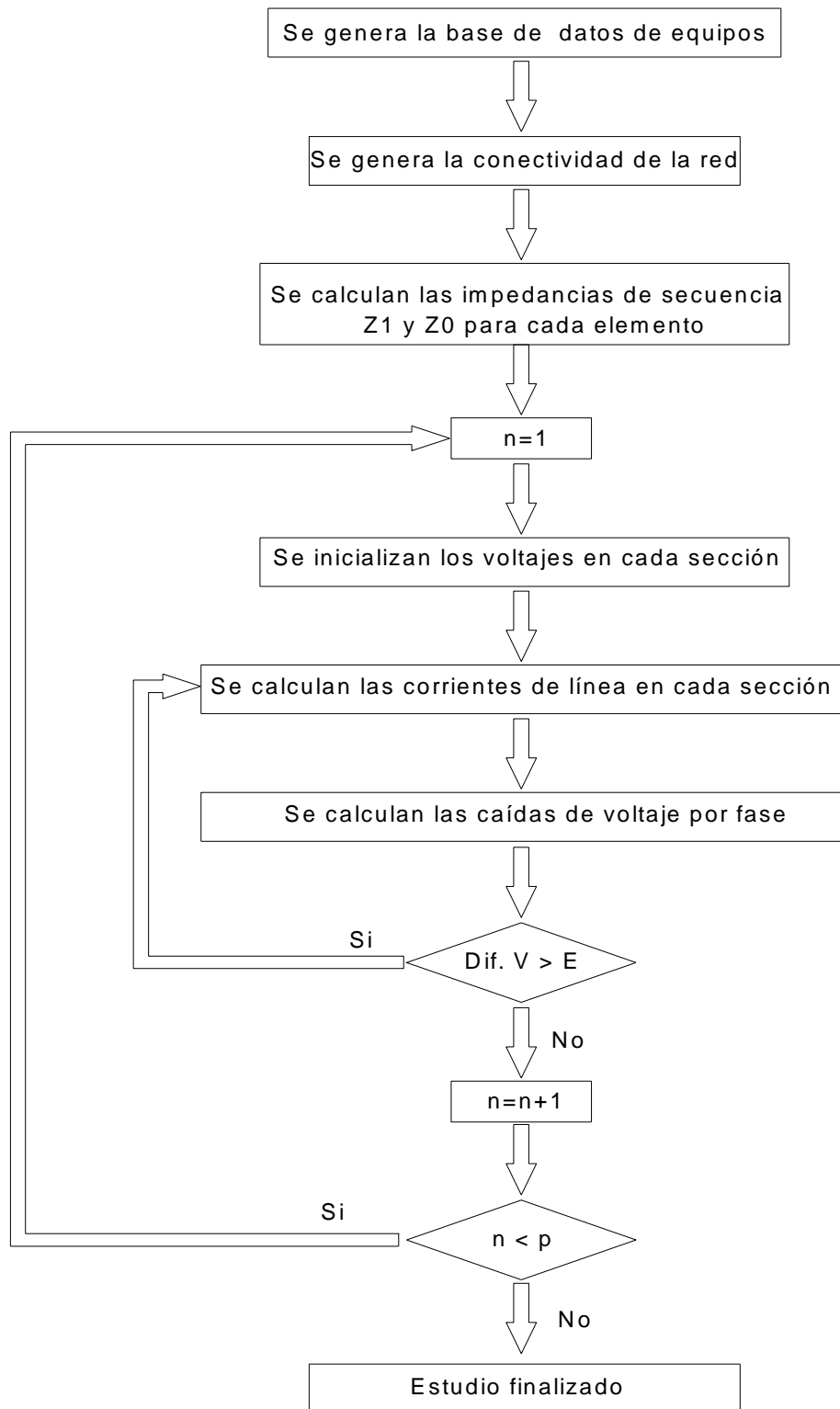


Figura A.3 Diagrama de flujo del proceso de cálculo de caída de voltaje del programa CYMDPA

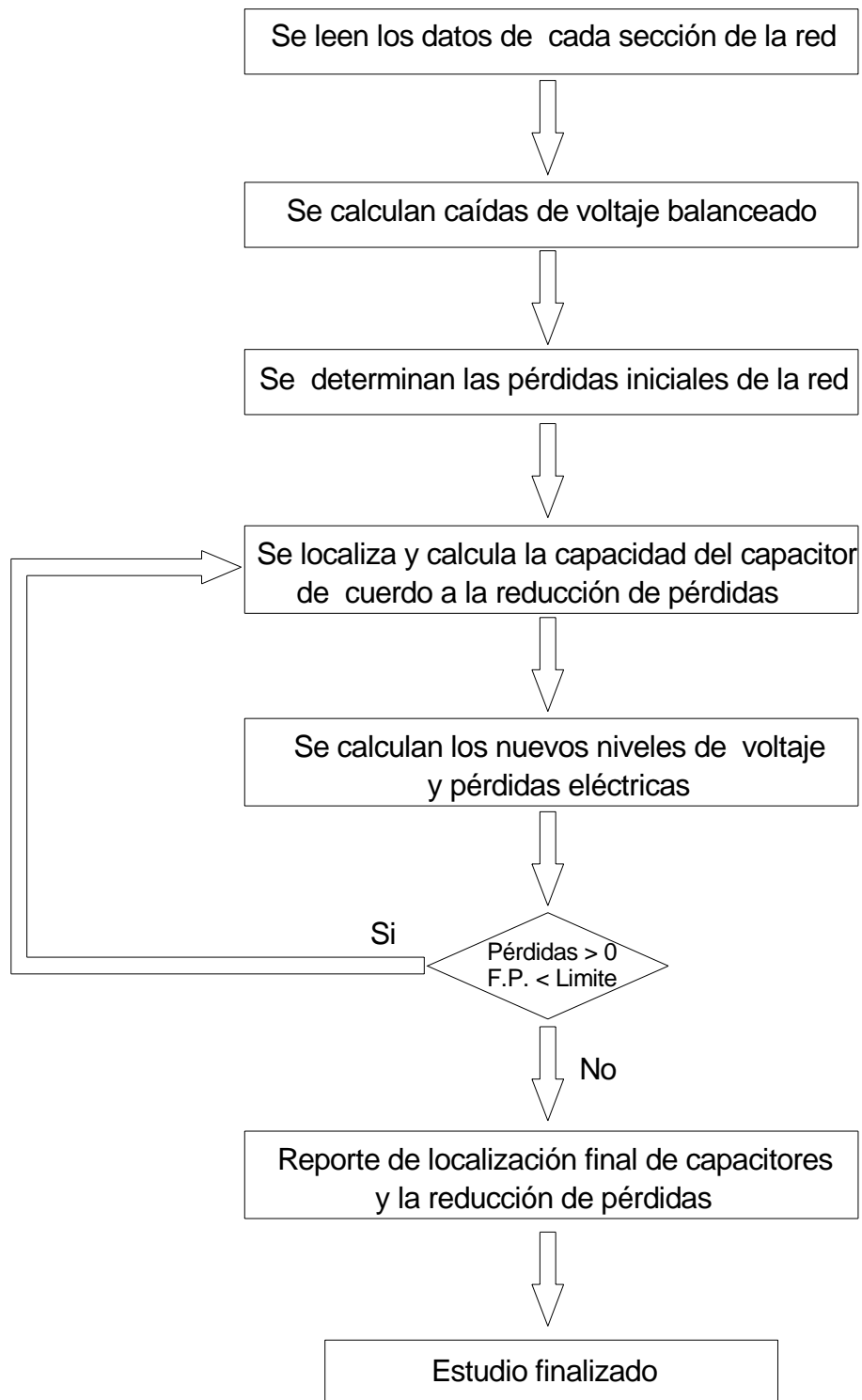


Figura A.4 Diagrama de flujo del proceso de localización de capacitores del programa CYMDPA

## A.4 El programa CYMHARMO.

La herramienta de análisis de flujos armónicos consiste en un programa llamado CYMHARMO, es propiedad de CFE, fue desarrollado en el Institut de Recherche d'Hydro-Quebec en Montreal, los principales autores fueron el Dr. Chinh Nguyen y el Dr. Ali Moshref, fue programado en el lenguaje fortran 77 y fue desarrollado específicamente para el análisis de flujos armónicos en sistemas eléctricos de potencia en estado estable; tiene una capacidad máxima de 300 buses, un máximo de 500 componentes eléctricos y un máximo de 50 suministros de energía.

El programa CYMHARMO contempla cinco programas, los cuales son [7]:

- a) Harmoex. Es el principal programa de análisis armónico el cual calcula la impedancia contra frecuencia, voltajes armónicos, corrientes armónicas, flujos de potencia, distorsión armónica total e individual de voltaje y corriente; factores de distorsión armónica y de interferencia telefónica; Los anteriores cálculos son agrupados dentro de cuatro opciones que pueden ser:
  1. Análisis de impedancia
  2. Análisis de variación de voltaje
  3. Análisis de corriente y voltaje
  4. Voltaje inducido
- b) Hplot. Este programa grafica los datos de salida del programa de análisis principal Harmoex.
- c) Harmoed. Es el programa que sirve para editar ó modificar datos de componentes del sistema bajo análisis armónico, para el trabajo de tesis, solo se usaron los equipos de la tabla A.3 con sus características eléctricas asociadas.
- d) Caprat. Es el programa que calcula rangos de filtros.
- e) Noise2g. Es el programa que calcula voltaje armónico inducido.

Tabla A.3 Características y modelos de los equipos a utilizar

Equipo	Modelo Utilizado	Parámetros necesarios
Fuente Alterna	Simple origen de frecuencia Arreglo RLC	Corriente (KA), frecuencia ( 1), ángulo (0.0) Resistencia, inductancia y capacitancia
Alimentador	Modelo pi de linea de transmisión	Resistencia, inductancia y capacitancia)
Transformador	Transformador monofásico	Resistencia, capacitancia y nivel de voltajes
Carga	Modelo de carga paralelo	Voltaje, Potencia (KVA) y factor de potencia
Capacitor	Simple filtro	Capacitancia
Fuente armónica	Simple origen de frecuencia	Corriente, ángulo, frecuencia armónica

La metodología de análisis que usa el programa CYMHARMO, básicamente consiste en los siguientes puntos:

- a) Obtención de los valores del sistema en ohms, derivados de modelos (tabla A.3), para obtener la matriz de impedancias nodales del sistema  $Z_{\text{sis}}$  en ohms.
- b) Obtención de las corrientes armónicas inyectadas en cada nodo del sistema ( $I_5, I_7, I_{11}, I_{13}, I_{17}, \dots$ , etc) generadas por las cargas no lineales
- c) Evaluar los voltajes nodales para cada armónica  $h$  en forma matricial  $V_H = I_H Z_H$  y las corrientes armónicas nodales correspondientes a cada armónica  $h$  en forma matricial  $I_H = V_H Y_H$
- d) Utilizando los datos de los pasos b) y c) en cada nodo y las formulas 3.5 y la 3.6 obtener la RSS y la THD% para la señal de corriente y de voltaje
- e) Para la obtención de las características armónicas en un punto dado, se obtienen equivalentes de Thevenin.

En el caso de esta tesis, dado que solo se requiere conocer la distorsión armónica de voltaje y la resonancia paralelo al instalar bancos de capacitores en la red de prueba, solo se utilizan los programas Harmoex, Hrmoed y Hplot tal como se muestra en el diagrama de flujo de la figura A.5.

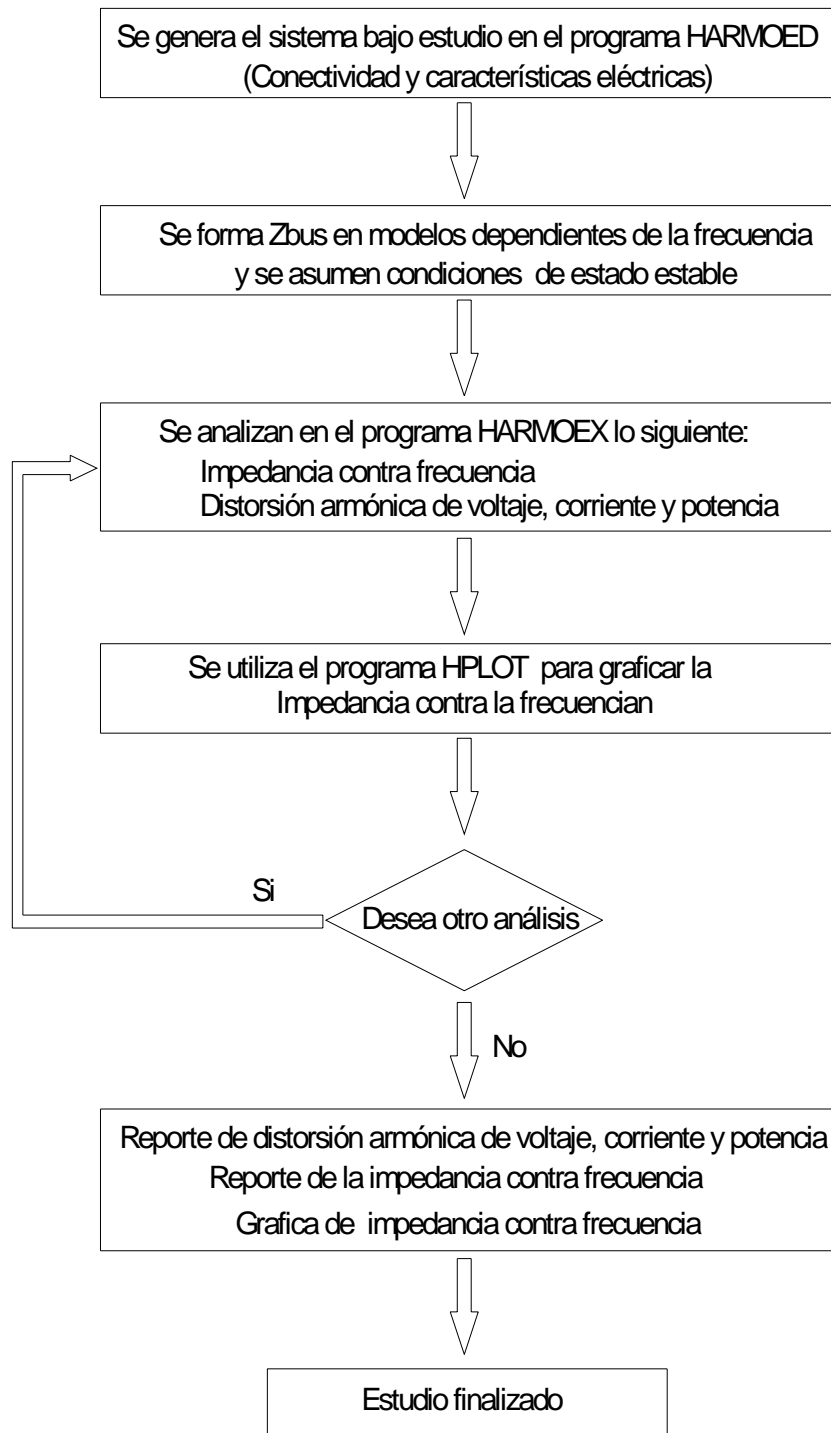


Figura A.5 Diagrama de flujo para el estudio de flujos armónicos y resonancia paralelo del programa CYMHARMO

# APÉNDICE B

## RESULTADOS OBTENIDOS

### **B.1 Resultados de Confiabilidad**

En los siguientes resultados (tabla B.1 a la B.17 y figura B.1 a la C.5) se muestran los niveles de confiabilidad de cada una de las cinco alternativas propuestas, así como su análisis económico resultante inversión y por interrupciones de servicio.

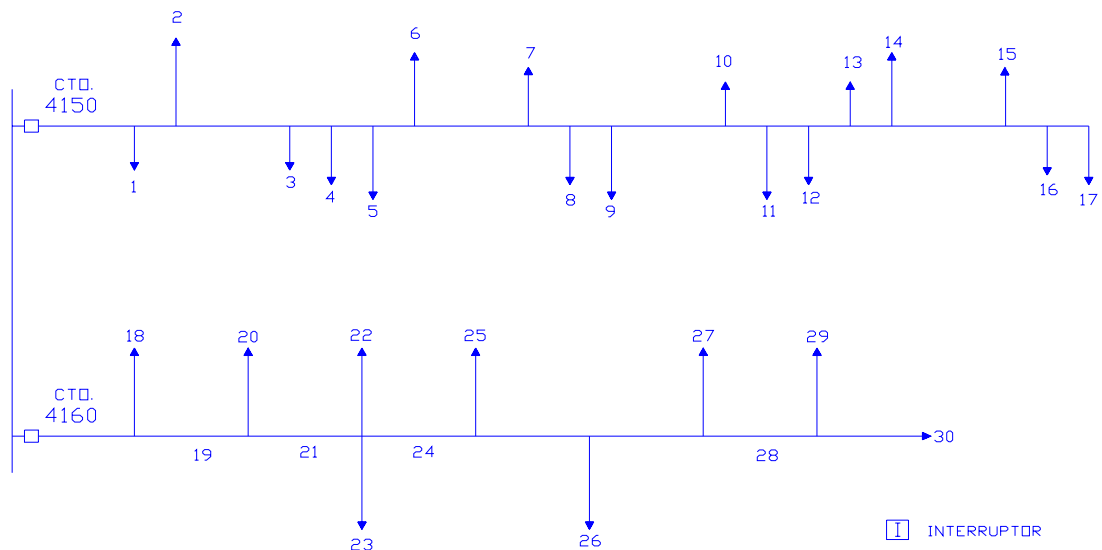


Figura B.1 Alternativa de confiabilidad 1

Tabla B.1 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
1	G&I	1.17	5	5.83	392.1258	332.31	0.847763
2	Industrial	1.17	5	5.83	6162.4266	3900.27	0.632939
4	Coml.	1.17	5	5.83	784.2516	664.62	0.847453
5	Industrial.	1.17	5	5.83	1565.938	991.1	0.632939
6	Industrial	1.17	5	5.83	2358.1184	1492.48	0.632939
7	G&I	1.17	5	5.83	128.64478	109.021	0.847463
8	G&I	1.17	5	5.83	145.84328	123.596	0.847463
9	Industrial	1.17	5	5.83	534.2612	338.14	0.632939
10	Industrial	1.17	5	5.83	552.684	349.8	0.632939
11	Industrial	1.17	5	5.83	1086.9452	687.94	0.632939
12	Industrial	1.17	5	5.83	3279.2584	2075.48	0.632939
13	Industrial	1.17	5	5.83	586.76618	371.371	0.632939
14	G&I	1.17	5	5.83	1341.483	1136.85	0.847463
15	Industrial	1.17	5	5.83	2072.565	1311.75	0.632939
16	Industrial	1.17	5	5.83	29752.822	18830.9	0.632939
17	Industrial	1.17	5	5.83	1621.2064	1026.08	0.632939

Tabla B.2 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO.-4160

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
18	Resdl.	4.06	5	20.28	229.9752	425.88	1.851885
19	G&l	4.06	5	20.28	3278.448	2778.36	0.847463
20	Resdl.	4.06	5	20.28	7293.492	13506.48	1.851885
21	G&l, coml..	4.06	5	20.28	16320.53	13830.96	0.847463
22	Resdl.	4.06	5	20.28	5234.676	9693.84	1.851885
23	Resdl.	4.06	5	20.28	5617.965	10403.64	1.851885
24	G&l.Industr	4.06	5	20.28	3984.411	3376.62	0.847463
25	Resdl.	4.06	5	20.28	3537.237	6550.44	1.851885
26	Resdl.&Coml.	4.06	5	20.28	12946.34	10971.48	0.847463
27	Resdl.	4.06	5	20.28	3668.652	6793.8	1.851851
28	G&l	4.06	5	20.28	8224.351	15230.28	1.851855
29	Resdl.	4.06	5	20.28	3996.378	3386.76	0.847463
30	Resdl.	4.06	5	20.28	328.536	608.4	1.851855

Tabla B.3 Índices de confiabilidad

Índice	Resultado	Unidades
ACI	11,963.17	Usuarios-Fallas/año
SAIFI	4.03	fallas/año
CID	59,815.83	Horas-usuario/año
SAIDI	20.14	Horas/año
SAIDI	1,208.4	Minutos/año
CAIDI	5	Horas de falla
ASAI	0.9977	---
EENS	131,348.203	Kwh/año
ECOST	127,104.66	\$/año
IEAR	0.9676	\$/kwh

Tabla B.4 Costo de la alternativa 1

	Inversión Inicial	Costo de Falta de Confiabilidad	Costo Global
Costo en Millones De Pesos	4.94	15.07	20.01



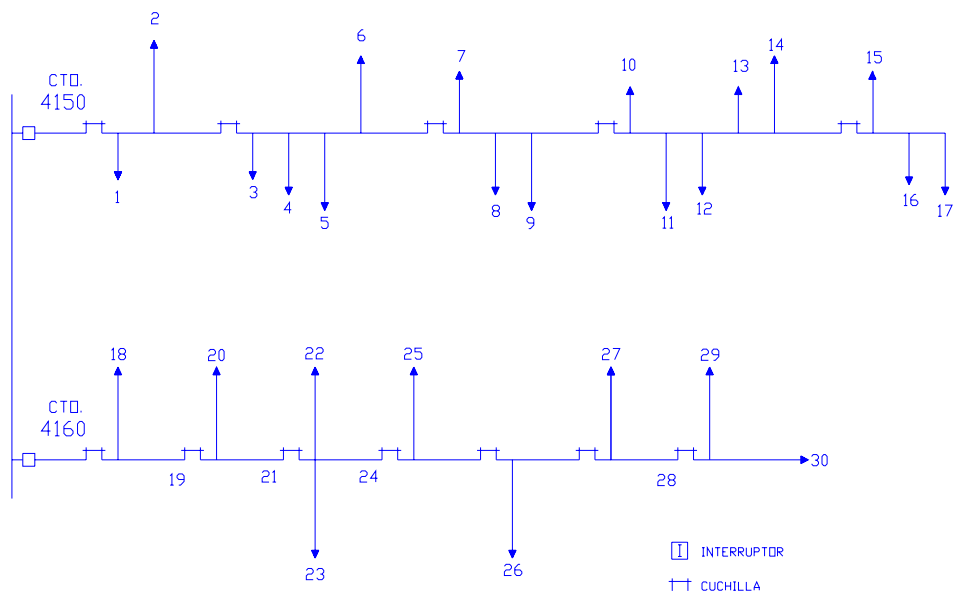


Figura B.2 Alternativa de confiabilidad.2

Tabla B.5 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
1	G&I	1.17	2.77	3.23	217.2498	184.11	0.847453
2	Industrial	1.17	3.14	3.66	3868.6932	2448.5	0.632919
4	Coml.	1.17	3.2	3.73	501.7596	1545.891	3.080941
5	Industrial.	1.17	3.29	3.84	1031.424	2305.299	2.235043
6	Industrial	1.17	3.38	3.94	1593.6512	3471.436	2.178
7	G&I	1.17	3.72	4.33	95.54578	253.5889	2.654021
8	G&I	1.17	3.84	4.48	112.07168	300.4692	2.681267
9	Industrial	1.17	3.96	4.62	423.3768	822.1086	1.941789
10	Industrial	1.17	4.16	4.83	457.884	850.4568	1.85735
11	Industrial	1.17	4.21	4.9	913.556	1770.851	1.938345
12	Industrial	1.17	4.42	5.15	2896.772	5342.221	1.844273
13	Industrial	1.17	4.51	5.26	529.39796	955.9867	1.8057268
14	G&I	1.17	4.6	5.37	1235.637	2926.694	2.368319
15	Industrial	1.17	4.79	5.58	1983.69	3376.524	1.7021758
16	Industrial	1.17	4.88	5.69	29038.346	49466.71	1.7034913
17	Industrial	1.17	4.94	5.76	1601.7408	2695.396	1.6827992

Tabla B.6 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO.-4160

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
18	Resdl.	4.06	1.5	6.19	70.1946	81.17623	1.156446
19	G&I	4.06	1.5	6.19	1000.675	529.5893	0.529226
20	Resdl.	4.06	2.32	9.41	3384.224	4946.247	1.461565
21	G&I, coml..	4.06	2.78	11.26	9061.596	5065.016	0.558969
22	Resdl.	4.06	3.34	13.54	3494.948	3550.043	1.015757
23	Resdl.	4.06	3.39	13.75	3809.025	3809.993	1.0002
24	G&I.Industr	4.06	3.34	13.54	2660.203	1289.335	0.48463
25	Resdl.	4.06	4.1	16.65	2904.093	3549.776	1.222324
26	Resdl.&Coml.	4.06	4.37	17.72	11312.06	5945.511	0.525523
27	Resdl.	4.06	4.65	18.86	3411.774	3681.606	1.079089
28	G&I	4.06	4.65	18.86	7648.444	9110.269	1.191129
29	Resdl.	4.06	4.93	20	3941.2	2025.894	0.514015
30	Resdl.	4.06	5	20.28	328.536	363.9246	1.107766

Tabla B.7 Índices de confiabilidad

Índice	Resultado	Unidades
ACI	12,019.17	Usuarios-Fallas/año
SAIFI	4.08	fallas/año
CID	44,558.96	Horas-usuario/año
SAIDI	15.08	Horas/año
SAIDI	904.8	Minutos/año
CAIDI	5	Horas de falla
ASAI	0.9977	---
EENS	122,794.85	Kwh/año
ECOST	99,606.127	\$/año
IEAR	0.811	\$/kwh

Tabla B.8 Costo de la alternativa 2

	Inversión Inicial	Costo de Falta de Confiabilidad	Costo Global
Costo en Millones De Pesos	5.13	11.83	16.96

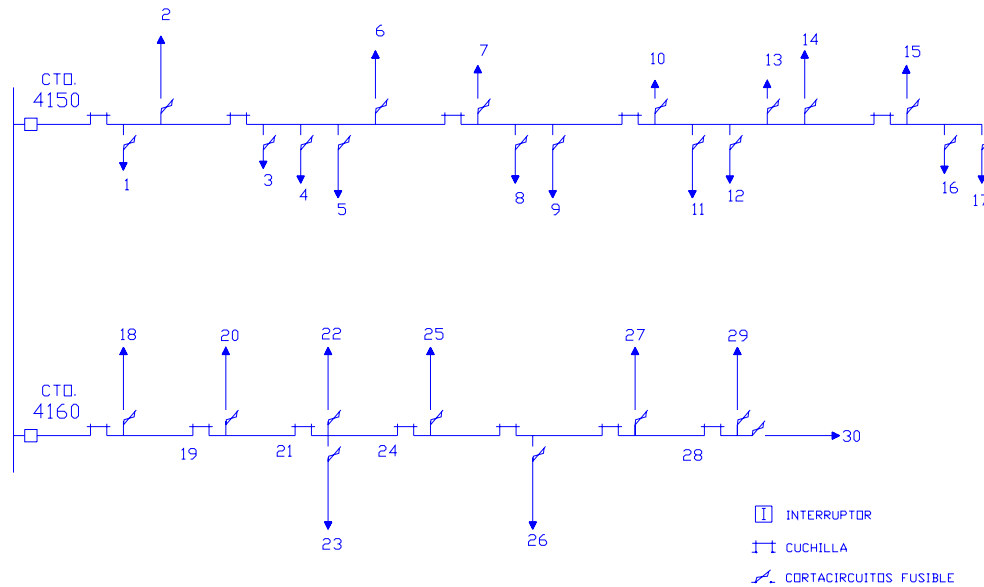


Figura B.3 Alternativa de distribución 3

Tabla B.9 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
1	G&I	1.17	1.51	3.01	202.45	171.57	0.84763
2	G&I	1.17	2.35	4.07	4302.07	2722.83	0.6339
3	Industrial	1.17	1.59	3.19	429.11	363.66	0.8473
4	Coml.	1.17	1.69	3.38	907.88	574.6	0.6329
5	Industrial.	1.17	1.71	3.41	1379.268	872.96	0.6329
6	Industrial	1.17	1.81	3.62	79.87892	67.694	0.8476
7	G&I	1.17	1.86	3.72	93.05952	78.864	0.8473
8	G&I	1.17	1.97	3.95	361.978	229.1	0.6329
9	Industrial	1.17	2.05	4.1	388.68	246	0.6329
10	Industrial	1.17	1.99	3.97	740.1668	468.46	0.6329
11	Industrial	1.17	2.39	4.78	2688.65	1701.68	0.6329
12	Industrial	1.17	2.1	4.2	422.713	267.54	0.6329
13	Industrial	1.17	2.12	4.3	989.4	838.5	0.8473
14	G&I	1.17	2.19	4.38	1557.09	985.5	0.6329
15	Industrial	1.17	2.21	4.41	22505.94	14244.3	0.6329
16	Industrial	1.17	2.15	4.29	1192.962	755.04	0.6329
17	Industrial	1.17	2.22	4.45	59.76	37.825	0.6329

Tabla B.10 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO.-4160

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
18	Resdl.	12.66	0.49	6.26	70.98	131.46	1.8515
19	G&l	12.66	0.13	1.64	265.1224	224.68	0.8473
20	Resdl.	12.66	1.17	14.82	5329.8	9870.12	1.8515
21	G&l, coml..	12.66	0.17	2.15	1730.2	1466.3	0.8473
22	Resdl.	12.66	1.5	19.02	4909.44	9091.56	1.8515
23	Resdl.	12.66	1.5	19.02	5268.94	9757.26	1.8515
24	G&l.Industr	12.66	0.17	2.15	422.41	357.975	0.8473
25	Resdl.	12.66	1.15	14.51	2530.82	4686.73	1.8515
26	Resdl.&Coml.	12.66	0.47	5.92	3779.26	3202.72	0.8473
27	Resdl.	12.66	0.61	7.78	1407.402	2606.3	1.8585
28	G&l	12.66	0.22	2.84	1151.76	2132.84	1.8585
29	Resdl.	12.66	0.61	7.78	1533.18	1299.26	0.847457
30	Resdl.	12.66	0.32	4.1	66.42	123	1.8515

Tabla B.11 Índices de confiabilidad

Índice	Resultado	Unidades
ACI	37,268.06	Usuarios-Fallas/año
SAIFI	12.55	fallas/año
CID	36,369.57	Horas-usuario/año
SAIDI	12.24	Horas/año
SAIDI	734.4	Minutos/año
CAIDI	.976	Horas de falla
ASAI	0.9986	---
EENS	69,576.33	Kwh/año
ECOST	66,766.86	\$/año
IEAR	.9596	\$/kwh

Tabla B.12 Costo de la alternativa 3

	Inversión Inicial	Costo de Falta de Confiabilidad	Costo Global
Costo en Millones De Pesos	5.21	8.01	13.34

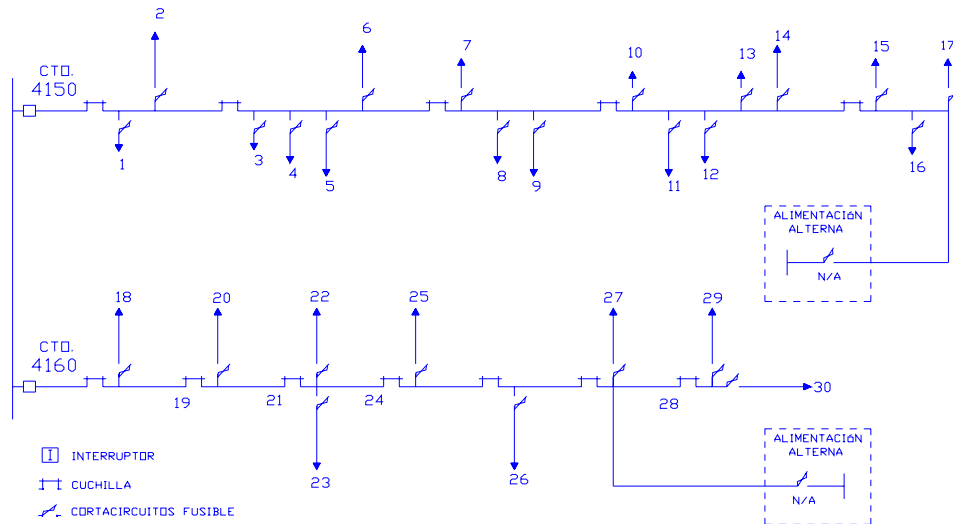


Figura B.4 Alternativa de confiabilidad 4

Tabla B.13 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
1	G&I	1.17	0.9	1.05	70.623	59.85	0.8474
2	G&I	1.17	1.14	1.33	1405.83	889.77	0.6329
4	Industrial	1.17	0.78	0.91	122.41	103.74	0.8473
5	Coml.	1.17	0.82	0.95	255.17	161.5	0.6329
6	Industrial.	1.17	0.82	0.95	384.26	243.2	0.6329
7	Industrial	1.17	1.05	1.23	27.141	23.001	0.8473
8	G&I	1.17	0.84	0.98	24.518	20.776	0.8473
9	G&I	1.17	0.85	0.99	90.72	57.42	0.6329
10	Industrial	1.17	0.9	1.06	100.4	63.6	0.6329
11	Industrial	1.17	0.78	0.98	182.71	115.64	0.6329
12	Industrial	1.17	0.97	1.13	635.60	402.28	0.6329
13	Industrial	1.17	0.82	0.95	95.61	60.515	0.6329
14	Industrial	1.17	0.82	0.95	218.5	185.25	0.8473
15	G&I	1.17	0.91	1.06	376.83	238.5	0.6329
16	Industrial	1.17	0.82	0.95	4848.23	3068.5	0.6329
17	Industrial	1.17	0.78	0.91	253.05	160.16	0.6329

Tabla B.14 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO.-4160

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
18	Resdl.	12.66	0.49	6.2034	70.3456	130.2714	1.8585
19	G&l	12.66	0.12	1.5192	245.592	208.1304	0.8463
20	Resdl.	12.66	1.09	13.7994	4962.82	9190.44	1.8515
21	G&l, coml..	12.66	0.1	1.266	1018.816	863.412	0.8473
22	Resdl.	12.66	1.4	17.724	4574.988	8472.072	1.885
23	Resdl.	12.66	1.4	17.724	4909.948	9092.412	1.8585
24	G&l.Industr	12.66	0.1	1.1	216.117	183.15	0.8473
25	Resdl.	12.66	1	12.72	2218.62	4108.56	1.8551
26	Resdl.&Coml.	12.66	0.32	4.01	2559.98	2169.41	0.8463
27	Resdl.	12.66	0.43	5.5	994.95	1842.5	1.8585
28	G&l	12.66	0.1	1	405.54	751	1.8518
29	Resdl.	12.66	0.14	5.5	1083.83	918.5	0.8473
30	Resdl.	12.66	0.14	1.8	29.16	54	1.85185

Tabla B.15 Índices de confiabilidad

Índice	Resultado	Unidades
ACI	37,269.06	Usuarios-Fallas/año
SAIFI	12.55	fallas/año
CID	31,631.95	Horas-usuario/año
SAIDI	10.65	Horas/año
SAIDI	639	Minutos/año
CAIDI	0.85	Horas de falla
ASAI	0.9987	-----
EENS	43,844.75	Kwh/año
ECOST	32,393.47	\$/año
IEAR	0.74	\$/kwh

Tabla B.16 Costo de la alternativa 4

	Inversión Inicial	Costo de Falta de Confiabilidad	Costo Global
Costo en Millones De Pesos	32.77	3.9	36.67

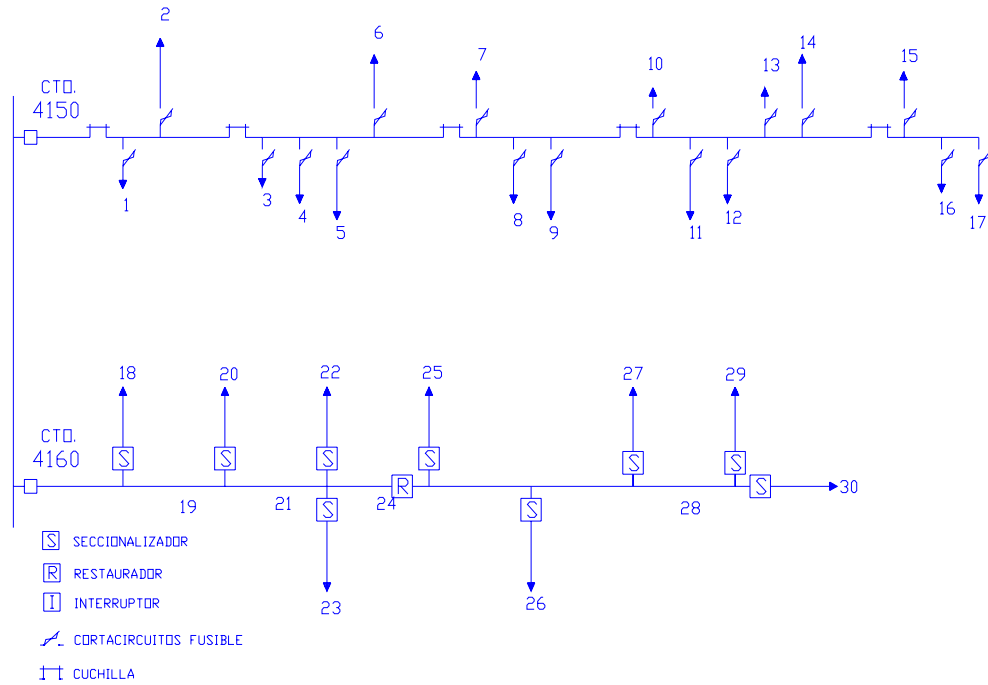


Figura B. 5 Alternativa de confiabilidad

Tabla B.17 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO-4150

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
1	G&l	1.17	1.51	3.01	202.45	171.57	0.8473
2	Industrial	1.17	2.35	4.07	4302.04	2722.83	0.6329
4	Coml.	1.17	1.59	3.19	429.1188	363.66	0.8474
5	Industrial.	1.17	1.69	3.38	907.88	574.6	0.6329
6	Industrial	1.17	1.71	3.41	1379.28	872.96	0.6329
7	G&l	1.17	1.81	3.62	79.878	67.694	0.8474
8	G&l	1.17	1.86	3.72	93.05952	78.864	0.8474
9	Industrial	1.17	1.97	3.95	361.978	229.1	0.6329
10	Industrial	1.17	2.05	4.1	388.68	246	0.63299
11	Industrial	1.17	1.99	3.97	740.1668	468.46	0.6329
12	Industrial	1.17	2.39	4.78	2688.65	1701.68	0.6329
13	Industrial	1.17	2.1	4.2	422.7132	267.54	0.6329
14	G&l	1.17	2.12	4.3	989.43	838.5	0.8474
15	Industrial	1.17	2.19	4.38	1557.09	985.5	0.6329
16	Industrial	1.17	2.21	4.41	22505.9	14244.3	0.6329
17	Industrial	1.17	2.15	4.29	1192.92	755.04	0.63299

Tabla B.18 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador QRO.-4160

Sector de Carga	Tipo de Sector	Índice de Falla (f/año)	Tiempo de Reparación (hrs)	Tiempo Anual de salida (hrs/año)	ECOST (1000\$/año)	EENS (MWh/año)	IEAR (\$/KWh)
18	Resdl.	4.06	0.66	2.6796	30.386	56.2716	1.8585
19	G&I	4.06	0.4	1.624	262.53	222.488	0.8473
20	Resdl.	4.06	1.32	5.3592	1927.3	3569.22	1.8515
21	G&I, compl..	4.06	0.55	2.24	1802.66	1527.68	0.8473
22	Resdl.	4.06	1.74	7.0644	1823.493	3376.78	1.8515
23	Resdl.	4.06	1.74	7.0644	1956.99	3624.372	1.8515
24	G&I.Industr	4.06	0.55	2.24	440.09	372.96	0.8473
25	Resdl.	4.06	1.56	6.31	1100.52	2038.13	1.8515
26	Resdl.&Coml.	4.06	0.92	3.73	2381.15	2017.93	0.8463
27	Resdl.	4.06	1.06	4.26	770.6	1427.1	1.8515
28	G&I	4.06	0.7	2.84	1151.7	2132.84	1.8515
29	Resdl.	4.06	1.05	4.26	839.47	711.42	0.8473
30	Resdl.	4.06	0.8	3.2	51.84	96	1.8515

Tabla B.19 Índices de confiabilidad

Índice	Resultado	Unidades
ACI	11,986.52	Usuarios-Fallas/año
SAIFI	4.037	fallas/año
CID	15,589.61	Horas-usuario/año
SAIDI	5.25	Horas/año
SAIDI	315	Minutos/año
CAIDI	1.3	Horas de falla
ASAI	0.9994	-----
EENS	45,789.9	Kwh/año
ECOST	52,840	\$/año
IEAR	1.15	\$/kwh

Tabla B.20 Costo de la alternativa 5

	Inversión Inicial	Costo de Falta de Confiabilidad	Costo Global
Costo en Millones De Pesos	6.89	6.25	13.14



## B.2 Resultados de corto- circuito trifásico

En este apartado se muestran los resultados del análisis de cortocircuito trifásico en el sistema de estudio, los resultados de las tablas B.21 a la B.24 son magnitudes de voltaje pu en nodos del sistema debidos a fallas de tres fases en todos y cada uno de los buses del sistema bajo estudio.

Tabla B.21 Resultados del estudio de Corto Circuito trifásico del alimentador QRO-4150 (Bus1-Bus 9)

Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0.000	0.073	0.100	0.150	0.180	0.200	0.228	0.250	0.270
2	0.040	0.000	0.070	0.120	0.150	0.170	0.201	0.220	0.240
3	0.048	0.044	0.000	0.096	0.120	0.140	0.170	0.190	0.230
4	0.047	0.052	0.043	0.000	0.09	0.110	0.140	0.160	0.210
5	0.051	0.055	0.047	0.069	0.000	0.09	0.110	0.140	0.190
6	0.054	0.056	0.050	0.072	0.063	0.000	0.080	0.110	0.160
7	0.058	0.058	0.054	0.075	0.067	0.064	0.000	0.080	0.130
8	0.066	0.062	0.057	0.078	0.070	0.067	0.060	0.000	0.100
9	0.066	0.065	0.060	0.082	0.073	0.070	0.063	0.058	0.000
10	0.068	0.069	0.064	0.084	0.077	0.074	0.069	0.063	0.058
11	0.070	0.071	0.066	0.085	0.079	0.076	0.070	0.065	0.060
12	0.071	0.072	0.067	0.088	0.080	0.077	0.073	0.065	0.061
13	0.074	0.074	0.070	0.088	0.082	0.079	0.073	0.068	0.064
14	0.074	0.075	0.070	0.088	0.083	0.080	0.073	0.068	0.064
15	0.075	0.075	0.071	0.089	0.084	0.081	0.074	0.069	0.065
16	0.076	0.076	0.071	0.089	0.084	0.081	0.074	0.069	0.065
17	0.076	0.076	0.072	0.089	0.085	0.082	0.074	0.069	0.065

Tabla B.22 Resultados del estudio de Corto Circuito trifásico del alimentador QRO-4150 (Bus10-Bus17)

Bus	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0.290	0.340	0.320	0.330	0.350	0.370	0.420	0.420
2	0.260	0.320	0.300	0.300	0.320	0.310	0.370	0.360
3	0.280	0.300	0.280	0.280	0.300	0.260	0.300	0.320
4	0.210	0.270	0.250	0.250	0.280	0.240	0.290	0.310
5	0.180	0.240	0.230	0.230	0.250	0.230	0.270	0.300
6	0.150	0.220	0.200	0.230	0.230	0.220	0.26	0.280
7	0.130	0.190	0.170	0.210	0.210	0.210	0.250	0.270
8	0.100	0.170	0.150	0.150	0.180	0.170	0.210	0.240
9	0.070	0.140	0.120	0.130	0.150	0.140	0.190	0.210
10	0.000	0.120	0.100	0.100	0.130	0.090	0.140	0.170
11	0.055	0.000	0.070	0.083	0.100	0.080	0.130	0.160
12	0.056	0.090	0.000	0.056	0.080	0.079	0.120	0.140
13	0.058	0.102	0.053	0.000	0.056	0.057	0.100	0.130
14	0.058	0.102	0.053	0.030	0.000	0.042	0.090	0.120
15	0.059	0.103	0.054	0.031	0.020	0.000	0.080	0.109
16	0.059	0.103	0.054	0.031	0.030	0.020	0.000	0.057
17	0.060	0.103	0.054	0.032	0.030	0.029	0.020	0.000

Tabla B.23 Resultados del estudio de Corto Circuito trifásico del alimentador QRO-4160 (Bus18-Bus 24)

Bus	18	19	20	21	22	23	24
18	0.000	0.2121	0.590	0.350	0.670	0.760	0.410
19	0.915	0.000	0.487	0.189	0.590	0.700	0.250
20	0.931	0.205	0.000	0.079	0.540	0.660	0.160
21	0.932	0.199	0.419	0.000	0.500	0.630	0.09
22	0.940	0.291	0.498	0.120	0.000	0.650	0.140
23	0.943	0.327	0.510	0.150	0.540	0.000	0.170
24	0.936	0.253	0.458	0.016	0.490	0.630	0.000
25	0.945	0.355	0.530	0.190	0.560	0.680	0.130
26	0.9415	0.3097	0.490	0.130	0.530	0.660	0.070
27	0.940	0.340	0.520	0.170	0.550	0.670	0.110
28	0.433	0.320	0.506	0.140	0.560	0.660	0.080
29	0.946	0.360	0.540	0.20	0.570	0.680	0.140
30	0.948	0.380	0.555	0.23	0.580	0.700	0.170

Tabla B.24 Resultados del estudio de Corto Circuito trifásico del alimentador QRO-4150 (Bus 25-Bus 30)

Bus	25	26	27	28	29	30
18	0.830	0.510	0.770	0.560	0.840	0.940
19	0.789	0.400	0.710	0.440	0.810	0.930
20	0.760	0.310	0.670	0.370	0.789	0.920
21	0.740	0.300	0.650	0.310	0.767	0.920
22	0.750	0.310	0.670	0.350	0.770	0.920
23	0.760	0.320	0.680	0.380	0.780	0.920
24	0.710	0.170	0.610	0.240	0.748	0.910
25	0.000	0.220	0.630	0.290	0.750	0.910
26	0.710	0.000	0.650	0.128	0.700	0.890
27	0.750	0.080	0.000	0.130	0.700	0.890
28	0.715	0.056	0.540	0.000	0.650	0.880
29	0.730	0.180	0.570	0.060	0.000	0.870
30	0.740	0.140	0.580	0.098	0.660	0.000

## B.3 Resultados de corto- circuito monofásico

En este apartado se muestran los resultados del análisis de cortocircuito monofásico en el sistema de estudio, los resultados de las tablas B.25 y B.26 son magnitudes de voltaje pu en nodos del sistema debidos a fallas de fase a tierra en todos y cada uno de los buses del sistema bajo estudio.

Tabla B.25 Resultados de Voltaje para fallas de Corto Circuito monofásico del alimentador QRO-4160

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 1 y 2

Nodo	Falla en el punto 1 Magnitud (pu)			Falla en el punto 2 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.000	1.018245	1.018245	0.1214	1.018245	1.018245
2	0.0427	1.019879	1.019879	0.0000	1.020091	1.020091
3	0.0486	1.021202	1.021202	0.0429	1.021361	1.021361
4	0.3941	0.888169	0.888169	0.3908	0.887771	0.887771
5	0.3956	0.888302	0.888302	0.392	0.887903	0.887903
6	0.3966	0.888414	0.888414	0.3932	0.888036	0.888036
7	0.3978	0.888548	0.888548	0.3942	0.888147	0.888147
8	0.4008	0.888885	0.888885	0.3974	0.888503	0.888503
9	0.403	0.889133	0.889133	0.3994	0.888727	0.888727
10	0.4076	0.889657	0.889657	0.4042	0.88927	0.88927
11	0.4082	0.889726	0.889726	0.4046	0.889315	0.889315
12	0.4082	0.889726	0.889726	0.4048	0.889338	0.889338
13	0.4092	0.889841	0.889841	0.4058	0.889452	0.889452
14	0.4092	0.889841	0.889841	0.4058	0.889452	0.889452
15	0.4096	0.889887	0.889887	0.4062	0.889497	0.889497
16	0.4098	0.88991	0.88991	0.4064	0.88952	0.88952
17	0.4102	0.889956	0.889956	0.4067	0.889639	0.889639

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 3 y 4

Nodo	Falla en el punto 3 Magnitud (pu)			Falla en el punto 4 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.1788	1.018193	1.018193	0.9928	0.998183	0.998183
2	0.1003	1.020038	1.020038	0.9922	0.998034	0.998034
3	0.000	1.02152	1.02152	0.9916	0.997885	0.997885
4	0.3859	0.887267	0.887267	0.0000	1.720792	1.720792
5	0.3874	0.887398	0.887398	0.9894	0.99883	0.99883
6	0.3884	0.887508	0.887508	0.9914	0.997835	0.997835
7	0.3896	0.887639	0.887639	0.9914	0.997835	0.997835
8	0.3928	0.887992	0.887992	0.9916	0.997885	0.997885
9	0.3948	0.888213	0.888213	0.9916	0.997885	0.997885
10	0.3996	0.88875	0.88875	0.9916	0.997885	0.997885
11	0.4	0.888795	0.888795	0.9916	0.997885	0.997885
12	0.4002	0.888817	0.888817	0.9916	0.997885	0.997885
13	0.4012	0.88893	0.88893	0.9912	0.997485	0.997485
14	0.4012	0.88893	0.88893	0.9915	0.997785	0.997785
15	0.4016	0.888975	0.888975	0.9915	0.997785	0.997785
16	0.4018	0.888998	0.888998	0.9915	0.997785	0.997785
17	0.4022	0.889043	0.889043	0.9916	0.997885	0.997885

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 5 y 6

Nodo	Falla en el punto 5 Magnitud (pu)			Falla en el punto 6 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9888	0.99719	0.99719	1.0000	0.99719	0.99719
2	0.9878	0.996942	0.996942	0.9936	0.996942	0.996942
3	0.987	0.996744	0.996744	0.9932	0.996744	0.996744
4	0.9865	0.996843	0.996843	0.993	0.996843	0.996843
5	0.0000	1.714315	1.714315	0.9924	1.714315	1.714315
6	0.9862	0.996843	0.996843	0.0000	0.996843	0.996843
7	0.9866	0.996645	0.996645	0.9928	0.996645	0.996645
8	0.9866	0.996645	0.996645	0.9928	0.996645	0.996645
9	0.9866	0.996645	0.996645	0.9928	0.996645	0.996645
10	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
11	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
12	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
13	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
14	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
15	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
16	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694
17	0.9868	0.996694	0.996694	0.993	0.996694	0.996694

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 7 y 8

Nodo	Falla en el punto 7 Magnitud (pu)			Falla en el punto 8 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9414	0.985654	0.985654	0.9418	0.98575	0.98575
2	0.9358	0.98432	0.98432	0.9362	0.984415	0.984415
3	0.931	0.983182	0.983182	0.9316	0.983324	0.983324
4	0.9298	0.982898	0.982898	0.9304	0.98304	0.98304
5	0.9288	0.982661	0.982661	0.9922	1.670687	1.670687
6	0.9273	0.98252	0.98252	0.9277	0.982614	0.982614
7	0.0000	1.636256	1.636256	0.0042	1.634305	1.634305
8	0.0028	1.635492	1.635492	0.0000	1.632439	1.632439
9	0.0039	1.634814	1.634814	0.0018	1.63227	1.63227
10	0.0073	1.632694	1.632694	0.0051	1.630236	1.630236
11	0.9275	0.982425	0.982425	0.9241	0.981624	0.981624
12	0.9276	0.982378	0.982378	0.9242	0.981576	0.981576
13	0.9278	0.982425	0.982425	0.9242	0.981576	0.981576
14	0.9278	0.982425	0.982425	0.9242	0.981576	0.981576
15	0.9278	0.982425	0.982425	0.9242	0.981576	0.981576
16	0.9278	0.982425	0.982425	0.9242	0.981576	0.981576
17	0.9278	0.982425	0.982425	0.9242	0.981576	0.981576

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 9 y 10

Nodo	Falla en el punto 9 Magnitud (pu)			Falla en el punto 10 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9421	0.985798	0.985798	0.9424	0.985893	0.985893
2	0.9364	0.984463	0.984463	0.937	0.984606	0.984606
3	0.9318	0.983371	0.983371	0.9324	0.983513	0.983513
4	0.9306	0.983087	0.983087	0.9312	0.983229	0.983229
5	0.9296	0.98285	0.98285	0.9302	0.982992	0.982992
6	0.9281	0.982709	0.982709	0.9287	0.98285	0.98285
7	0.0067	1.632694	1.632694	0.0106	1.630151	1.630151
8	0.0029	1.631338	1.631338	0.0071	1.628796	1.628796
9	0.0000	1.629982	1.629982	0.0044	1.628034	1.628034
10	0.0038	1.628542	1.628542	0.0000	1.62524	1.62524
11	0.9219	0.981106	0.981106	0.9173	0.980027	0.980027
12	0.9221	0.981059	0.981059	0.9174	0.97998	0.97998
13	0.9221	0.981159	0.981159	0.9176	0.980027	0.980027
14	0.9221	0.981159	0.981159	0.9176	0.980027	0.980027
15	0.9221	0.981159	0.981159	0.9176	0.980027	0.980027
16	0.9221	0.981159	0.981159	0.9176	0.980027	0.980027
17	0.9221	0.981159	0.981159	0.9176	0.980027	0.980027

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 11 y 12

Nodo	Falla en el punto 11 Magnitud (pu)			Falla en el punto 12 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9828	0.995706	0.995706	0.9972	0.999279	0.999279
2	0.981	0.995262	0.995262	0.997	0.999229	0.999229
3	0.9798	0.994966	0.994966	0.9968	0.999179	0.999179
4	0.9794	0.994868	0.994868	0.9966	0.999129	0.999129
5	0.979	0.994769	0.994769	0.9966	0.999129	0.999129
6	0.9786	0.994671	0.994671	0.9966	0.999129	0.999129
7	0.9784	0.994622	0.994622	0.9966	0.999129	0.999129
8	0.9772	0.994327	0.994327	0.9964	0.999079	0.999079
9	0.9766	0.99418	0.99418	0.9962	0.999029	0.999029
10	0.9752	0.993836	0.993836	0.996	0.998979	0.998979
11	0.0000	1.697945	1.697945	0.9959	0.999029	0.999029
12	0.9741	0.994081	0.994081	0.0000	1.726671	1.726671
13	0.9748	0.993738	0.993738	0.996	0.998979	0.998979
14	0.9748	0.993738	0.993738	0.996	0.998979	0.998979
15	0.9748	0.993738	0.993738	0.996	0.998979	0.998979
16	0.9748	0.993738	0.993738	0.996	0.998979	0.998979
17	0.975	0.993787	0.993787	0.996	0.998979	0.998979

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 13 y 14

Nodo	Falla en el punto 13 Magnitud (pu)			Falla en el punto 14 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9576	0.989548	0.989548	0.9892	0.997289	0.997289
2	0.9536	0.988582	0.988582	0.9882	0.997041	0.997041
3	0.9502	0.987763	0.987763	0.9872	0.996793	0.996793
4	0.9494	0.987571	0.987571	0.987	0.996744	0.996744
5	0.9486	0.987379	0.987379	0.9868	0.996694	0.996694
6	0.9476	0.987139	0.987139	0.9866	0.996645	0.996645
7	0.9468	0.986947	0.986947	0.9864	0.996595	0.996595
8	0.9442	0.986324	0.986324	0.9858	0.996447	0.996447
9	0.9426	0.985941	0.985941	0.9854	0.996348	0.996348
10	0.939	0.985082	0.985082	0.9844	0.996101	0.996101
11	0.9382	0.984891	0.984891	0.9842	0.996051	0.996051
12	0.9365	0.984987	0.984987	0.984	0.996002	0.996002
13	0.0000	1.651045	1.651045	0.9838	0.995953	0.995953
14	0.9362	0.984558	0.984558	0.0000	1.71095	1.71095
15	0.9364	0.984463	0.984463	0.9835	0.995953	0.995953
16	0.9364	0.984463	0.984463	0.9835	0.995953	0.995953
17	0.9364	0.984463	0.984463	0.9836	0.995903	0.995903

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 15 y 16

Nodo	Falla en el punto 15 Magnitud (pu)			Falla en el punto 16 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9744	0.99364	0.99364	0.9746	0.993689	0.993689
2	0.972	0.993052	0.993052	0.972	0.993052	0.993052
3	0.97	0.992563	0.992563	0.97	0.992563	0.992563
4	0.9694	0.992416	0.992416	0.9696	0.992465	0.992465
5	0.969	0.992319	0.992319	0.969	0.992319	0.992319
6	0.9684	0.992172	0.992172	0.9686	0.992221	0.992221
7	0.968	0.992075	0.992075	0.968	0.992075	0.992075
8	0.9664	0.991685	0.991685	0.9664	0.991685	0.991685
9	0.9654	0.991441	0.991441	0.9654	0.991441	0.991441
10	0.9632	0.990906	0.990906	0.9634	0.990955	0.990955
11	0.9626	0.99076	0.99076	0.9628	0.990809	0.990809
12	0.9622	0.990663	0.990663	0.9622	0.990663	0.990663
13	0.9614	0.990614	0.990614	0.9618	0.990566	0.990566
14	0.0123	1.682315	1.682315	0.961	0.990517	0.990517
15	0.0000	1.681115	1.681115	0.002	1.679401	1.679401
16	0.9603	0.990275	0.990275	0.0000	1.679144	1.679144
17	0.9604	0.990226	0.990226	0.9581	0.989742	0.989742

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 17

Nodo	Falla en el punto 17 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C
1	0.9864	0.996595	0.996595
2	0.9852	0.996299	0.996299
3	0.984	0.996002	0.996002
4	0.9838	0.995953	0.995953
5	0.9836	0.995903	0.995903
6	0.0340	1.717451	1.717451
7	0.983	0.995755	0.995755
8	0.9822	0.995558	0.995558
9	0.9816	0.99541	0.99541
10	0.9804	0.995114	0.995114
11	0.9802	0.995065	0.995065
12	0.9798	0.994966	0.994966
13	0.9796	0.994917	0.994917
14	0.9792	0.994819	0.994819
15	0.9789	0.994819	0.994819
16	0.9777	0.994524	0.994524
17	0.0000	1.703022	1.703022

Tabla C.26 Resultados de Voltaje para fallas de Corto Circuito monofásico del alimentador QRO-4150

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 18 y 19

Nodo	Falla en el punto 18 Magnitud (pu)			Falla en el punto 19 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.0000	0.999978	0.999978	0.1214	1.018245	1.018245
19	0.8605	0.999978	0.999978	0.0000	1.029411	1.029411
20	0.9386	1.000078	1.000078	0.9541	0.618251	0.618251
21	0.9478	1.000128	1.000128	0.9807	0.803098	0.803098
22	0.9626	1.000078	1.000078	0.984	0.830875	0.830875
23	0.9643	1.000128	1.000128	0.9893	0.876986	0.876986
24	0.966	1.000178	1.000178	0.9897	0.882221	0.882221
25	0.9749	1.000228	1.000228	0.9914	0.887217	0.887217
26	0.9807	1.000328	1.000328	0.9948	0.916731	0.916731
27	0.9814	1.000428	1.000428	0.9985	0.935418	0.935418
28	0.9818	1.000679	1.000679	0.9997	0.937915	0.937915
29	0.9916	0.997885	0.997885	1.0027	0.939621	0.939621
30	0.9846	1.000779	1.000779	0.97	0.969979	0.969979

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 20 y 21

Nodo	Falla en el punto 20 Magnitud (pu)			Falla en el punto 21 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.7675	1.000278	1.000278	0.7436	1.000528	1.000528
19	0.4868	1.000679	1.000679	0.4341	1.00123	1.00123
20	0.0000	1.203223	1.203223	0.1557	1.001833	1.001833
21	0.3503	1.001431	1.001431	0.0000	1.002135	1.002135
22	0.5354	1.001582	1.001582	0.285	1.002437	1.002437
23	0.5559	1.001532	1.001532	0.3164	1.002336	1.002336
24	0.5752	1.002538	1.002538	0.3463	1.003901	1.003901
25	0.6891	1.003042	1.003042	0.5214	1.004711	1.004711
26	0.7596	1.004711	1.004711	0.6302	1.007358	1.007358
27	0.7685	1.005676	1.005676	0.6437	1.008739	1.008739
28	0.0866	1.613432	1.613432	0.6519	1.013177	1.013177
29	0.8958	0.974972	0.974972	0.8396	0.962387	0.962387
30	0.8078	1.010127	1.010127	0.7041	1.015676	1.015676

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 22 y23

Nodo	Falla en el punto 22 Magnitud (pu)			Falla en el punto 23 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.8417	1.000528	1.000528	0.8686	1.000428	1.000428
19	0.6508	1.00118	1.00118	0.71	1.00098	1.00098
20	0.4789	1.001783	1.001783	0.5674	1.001481	1.001481
21	0.3828	1.002135	1.002135	0.4876	1.001783	1.001783
22	0.0000	1.001934	1.001934	0.4716	1.001833	1.001833
23	0.3913	1.002085	1.002085	0.0000	1.00098	1.00098
24	0.4179	1.003496	1.003496	0.5167	1.00284	1.00284
25	0.5738	1.004154	1.004154	0.6463	1.003446	1.003446
26	0.6706	1.00649	1.00649	0.7265	1.005371	1.005371
27	0.6828	1.007766	1.007766	0.7367	1.006439	1.006439
28	0.6901	1.011726	1.011726	0.7427	1.009664	1.009664
29	0.8572	0.966258	0.966258	0.8816	0.971731	0.971731
30	0.7365	1.013956	1.013956	0.7813	1.011571	1.011571

Las magnitudes de voltaje para una falla en :24 y 25

Nodo	Falla en el punto 24 Magnitud (pu)			Falla en el punto 25 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.8275	1.00103	1.00103	0.9321	1.000629	1.000629
19	0.6192	1.002286	1.002286	0.8504	1.001431	1.001431
20	0.4319	1.003395	1.003395	0.7767	1.002135	1.002135
21	0.3271	1.004053	1.004053	0.7356	1.002588	1.002588
22	0.3062	1.004154	1.004154	0.7274	1.002639	1.002639
23	0.3365	1.004002	1.004002	0.7393	1.002538	1.002538
24	0.0000	1.005981	1.005981	0.6069	1.0038	1.0038
25	0.2679	1.007153	1.007153	0.0000	1.003648	1.003648
26	0.4342	1.011261	1.011261	0.6587	1.006745	1.006745
27	0.4549	1.013436	1.013436	0.6712	1.008022	1.008022
28	0.4675	1.020355	1.020355	0.6788	1.01214	1.01214
29	0.7548	0.944662	0.944662	0.852	0.965107	0.965107
30	0.5473	1.024341	1.024341	0.7271	1.014476	1.014476



Las magnitudes de voltaje para una falla en : 26 y 27

Nodo	Falla en el punto 26 Magnitud (pu)			Falla en el punto 27 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.9166	1.001632	1.001632	0.9467	1.001281	1.001281
19	0.8158	1.003597	1.003597	0.8824	1.00284	1.00284
20	0.7252	1.005422	1.005422	0.8247	1.004255	1.004255
21	0.6746	1.006439	1.006439	0.7923	1.005015	1.005015
22	0.6644	1.006592	1.006592	0.7859	1.005218	1.005218
23	0.679	1.006337	1.006337	0.7953	1.005015	1.005015
24	0.5163	1.009612	1.009612	0.6914	1.007511	1.007511
25	0.4564	1.010797	1.010797	0.6532	1.008483	1.008483
26	0.0000	1.016042	1.016042	0.4817	1.012762	1.012762
27	0.2175	1.019457	1.019457	0.0000	1.014476	1.014476
28	0.2357	1.029608	1.029608	0.4008	1.022955	1.022955
29	0.648	0.924625	0.924625	0.724	0.938616	0.938616
30	0.3504	1.035435	1.035435	0.4908	1.02745	1.02745

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 28 y 29

Nodo	Falla en el punto 28 Magnitud (pu)			Falla en el punto 29 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.942	1.002135	1.002135	0.9876	0.996892	0.996892
19	0.8723	1.004762	1.004762	0.9728	0.993248	0.993248
20	0.8095	1.007102	1.007102	0.9594	0.989984	0.989984
21	0.7744	1.008483	1.008483	0.952	0.988196	0.988196
22	0.7673	1.008739	1.008739	0.9506	0.987859	0.987859
23	0.7776	1.008381	1.008381	0.9526	0.988341	0.988341
24	0.6648	1.01271	1.01271	0.9288	0.982661	0.982661
25	0.6231	1.014268	1.014268	0.9198	0.980543	0.980543
26	0.437	1.021573	1.021573	0.8802	0.971413	0.971413
27	0.3337	1.025625	1.025625	0.8582	0.96648	0.96648
28	0.0000	1.039068	1.039068	0.7874	0.951292	0.951292
29	0.5394	0.907025	0.907025	0.0000	1.180458	1.180458
30	0.1501	1.046869	1.046869	0.7458	0.942873	0.942873

Las magnitudes de voltaje para una falla en : 28 y 29

Nodo	Falla en el punto 28 Magnitud (pu)		
	Fase A	Fase B	Fase C
18	0.0082	1.004078	1.004078
19	0.9739	1.001331	1.001331
20	0.9612	1.001984	1.001984
21	0.9541	1.002387	1.002387
22	0.9525	1.002437	1.002437
23	0.9548	1.002336	1.002336
24	0.9317	1.003547	1.003547
25	0.9233	1.004002	1.004002
26	0.8852	1.005981	1.005981
27	0.8644	1.007102	1.007102
28	0.7962	1.010693	1.010693
29	0.868	0.968665	0.968665
30	0.0000	1.01271	1.01271

## B.4 Resultados de arranque de motores

En este apartado, se muestran los resultados del análisis de flujos de carga, considerando arranque de motores (tabla B.27), el equipo y su correspondiente depresión de voltaje en pu en el nodo del mismo.

Tabla B.27 Resultado de flujos de carga por motores en el sistema de prueba.

Equipo	Localización	Alimentador QRO-4150 con Calibre 266 ACSR			Alimentador QRO-4150 con Calibre 336 ACSR		
		Depresiones de voltaje en pu			Depresiones de voltaje en pu		
		Antes	Arranque	Después	Antes	Arranque	Después
M1	Usuario 2	0.952	0.941	0.969	0.957	0.943	0.953
M2	Usuario 2	0.952	0.910	0.948	0.957	0.928	0.953
M3	Usuario 5	0.950	0.938	0.948	0.956	0.944	0.954
M4	Usuario 6	0.950	0.932	0.946	0.955	0.938	0.952
M5	Usuario 9	0.940	0.90	0.936	0.955	0.938	0.952
M6	Usuario12	0.940	0.936	0.940	0.948	0.937	0.948
M7	Usuario 14	0.940	0.90	0.936	0.948	0.937	0.948
M8	Usuario15	0.938	0.90	0.930	0.946	0.90	0.94
M9	Usuario 16	0.938	0.924	0.930	0.945	0.932	0.944

## B.5 Resultados de regulación de voltaje

En la tabla B.28, B.29, B.30 y B.31 se muestran los resultados de flujos de carga de los alimentadores de subestación Querétaro, en los que tienen mayor importancia los resultados de regulación de voltaje, pérdidas y la corrección de potencia para el calibre 266 ACSR en el troncal del alimentador QRO-4150

Tabla B.28 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.8 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	66	4100	1.02	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	137	4700	5.5	C11 C14 C15	300 300 2100	74	36.5
TOTALES	203	----	----	----	2700	74	36.5

Tabla B.29 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.85 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	63	4100	0.99	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	134	4700	5.37	C11 C15	300 2100	52	26.6
TOTALES	198	----	----	----	2400	52	26.6

Tabla B.30 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.9 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	62	4100	0.98	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	132	4700	4.86	C15	1800	39	20.10
TOTALES	194	----	----	----	1800	39	20.10

Tabla B.31 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.95 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO-4150	41	4100	0.85	----	----	0.0	0.0
QRO-4160	151	4700	4.11	C15	600	12	6.3
TOTALES	190	----	----	----	600	12	6.3

En la tabla B.32, B.33, B.34 y B.35 se muestran los resultados de flujos de carga de los alimentadores de subestación Querétaro, en los que tienen mayor importancia los resultados de regulación de voltaje, pérdidas y la corrección de potencia para el calibre 336 ACSR en el troncal del alimentador QRO-4150

Tabla B.32 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.8 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de Capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	66	4100	1.02	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	85	4700	4.4	C11 C15	300 2100	49	32.4
TOTALES	151	----	----	----	2400	49	32.4

Tabla B.33 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.85 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de Capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	63	4100	0.99	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	87	4700	4.07	C11 C15	300 1800	40	26.66
TOTALES	150	----	----	----	2100	40	26.66

Tabla B.34 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.9 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de Capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO.4150	62	4100	0.98	----	----	0.0	0.0
QRO.4160	87	4700	3.79	C15	1500	25	16.77
TOTALES	149	----	----	----	1500	25	16.77

Tabla B.35 Resultados de los análisis de flujos de carga para un F.P de 0.95 en la carga

Nombre del Alimentador	Pérdidas KW	Sección de mayor regulación		Localización de Capacitores		Reducción de Pérdidas	
		Distancia (m)	Regulación (%)	Sección	Capacidad (KVAR)	KW	%
QRO-4150	41	4100	0.85	----	----	0.0	0.0
QRO-4160	105	4700	3.52	C15	600	9	6.16
TOTALES	146	----	----	----	600	9	6.16

## B.6 Resultados de flujos armónicos

En las tablas B.36 y B.37 se muestran los resultados de los estudios de flujos armónicos (THD(V) y RMS) en buses de usuarios de los alimentadores de subestación Querétaro, así como el resultado de la resonancia paralelo para cuatro alternativas de red.

Tabla B.36 Resultados del análisis de flujos armónicos para cuatro alternativas de red.

Usuario	Sin compensación de Potencia reactiva		Compensación de Potencia reactiva (3000 KVAR)		Compensación de Potencia reactiva (2100 KVAR)		Compensación de Potencia reactiva (1500 KVAR)	
	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS	THD(V)%	RMS
1	5.05	5.26	7.09	6.02	9.03	5.80	15.40	5.42
2	5.14	5.24	7.14	6.01	9.10	5.78	15.5	5.40
3	5.18	5.23	7.18	6.00	9.15	5.77	15.6	5.39
4	5.18	5.23	7.18	6.00	9.16	5.77	15.7	5.39
5	5.18	5.22	7.21	5.99	9.19	5.77	15.7	5.38
6	5.22	5.22	7.21	5.99	9.21	5.76	15.7	5.38
7	5.31	5.19	7.35	5.98	9.36	5.75	15.9	5.36
8	5.36	5.19	7.38	5.97	9.40	5.74	16.0	5.35
9	5.36	5.18	7.41	5.97	9.43	5.74	16.1	5.35
10	5.41	5.18	7.43	5.96	9.46	5.73	16.1	5.34
11	5.41	5.17	7.43	5.96	9.45	5.73	16.1	5.34
12	5.41	5.17	7.43	5.96	9.49	5.73	16.1	5.34
13	5.41	5.17	7.46	5.96	9.50	5.73	16.1	5.34
14	5.41	5.15	7.46	5.96	9.50	5.73	16.1	5.35
15	5.41	5.16	7.52	5.95	9.60	5.70	16.2	5.32
16	5.41	5.16	7.51	5.95	9.57	5.72	16.2	5.33
17	5.41	7.26	7.51	5.95	9.57	5.72	16.2	5.33
18	0.389	7.16	0.422	7.31	9.53	7.29	.98	7.27
19	0.386	7.15	0.418	7.25	9.53	7.24	0.99	7.22
20	0.386	7.15	0.418	7.18	0.529	7.17	1.01	7.14
21	0.369	7.15	0.413	7.19	0.529	7.18	1.01	7.16
22	0.365	7.13	0.414	7.18	0.529	7.17	1.01	7.16
23	0.370	7.13	0.415	7.16	0.5331	7.15	1.02	7.14
24	0.358	7.13	0.411	7.18	0.525	7.17	1.01	7.15
25	0.363	7.12	0.415	7.16	0.530	7.15	1.03	7.13
26	0.333	7.12	0.409	7.17	0.524	7.16	1.02	7.13
27	0.341	7.11	0.411	7.16	0.525	7.14	1.02	7.12
28	0.330	7.12	0.407	7.16	0.510	7.15	1.02	7.13
29	0.329	7.10	0.409	7.15	0.521	7.13	1.02	7.11
30	0.331	7.9	0.408	7.16	0.521	7.15	1.02	7.13

Tabla B.36 Resultados de resonancia paralelo en buses de compensación de Potencia reactiva (11 y 15) para las cuatro alternativas de red.

Bus (Usuario)	Frecuencia de resonancia sin compensación de Potencia reactiva	Frecuencia de resonancia para la compensación de (1500KVAR)	Frecuencia de resonancia para la compensación de (2100 KVAR)	Frecuencia de Resonancia para la compensación de (3000 KVAR)
11	---	5	3	3
15	---	5	3	3

