

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA
PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS
DE CALIDAD DE LA ENERGÍA EN REDES
DE DISTRIBUCIÓN”**

TESIS

**Que para obtener el grado de:
Maestro en Ciencias con Especialidad en
Ingeniería Eléctrica, opción Sistemas de Potencia**

PRESENTA:

JUAN GABRIEL MORENO OLMOS



MÉXICO, D.F. JUNIO 2007



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 4 del mes de Junio del 2007 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DE ALGUNOS PROBLEMAS DE CALIDAD DE LA ONDA DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN”

Presentada por el alumno:

MORENO OLMOS JUAN GABRIEL
Apellido paterno materno nombre(s)
Con registro:

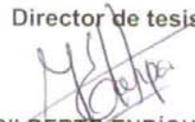
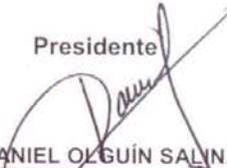
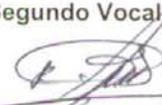
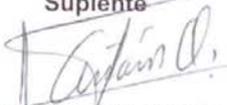
B	9	9	1	2	9	2
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

<p>Director de tesis</p>  <p>M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER</p>	<p>Presidente</p>  <p>DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS</p>
<p>Segundo Vocal</p>  <p>DR. JAIME ROBLES GARCIA</p>	<p>Tercer Vocal</p>  <p>DR. JOSE ALBERTO GOMEZ HERNANDEZ</p>
<p>Secretario</p>  <p>DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO</p>	<p>Suplente</p>  <p>M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIÁIN OLIVARES</p>

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


DR. JAIME ROBLES GARCÍA



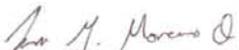
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 5 del mes Junio del año 2007, el que suscribe Juan Gabriel Moreno Olmos alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B991292, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enriquez Harper y cede los derechos del trabajo intitulado: "Desarrollo de una metodología para la solución de algunos problemas de calidad de la onda de voltaje en redes de distribución" al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: gabriel_olmos@hotmail.com

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Juan Gabriel Moreno Olmos
Nombre y firma

*A San Judas Tadeo
por mi 'poquita fe'*

A mis padres:

María Teresa y Jesús

*Con amor y una eterna gratitud por haberme
apoyado en la senda de la superación.*

Gracias.

A mis hermanos:

Carmen y José

*Con cariño, por tener la fortuna de contar
con su fraternal
respaldo y comprensión.*

Gracias.

A mis abuelitas

Josefina (†) y Carmen,

*Por su apoyo incondicional,
siempre en mi mente*

Gracias.

A Ely:

*Con amor, a mi esposa
por ser una persona especial,
por el apoyo y motivación
que me brinda en todo momento.
Mil gracias.*

AGRADECIMIENTOS:

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

A la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, ESIME-Zacatenco

Al M en C. Gilberto Enríquez Harper, por creer en mí y sobre todo por brindarme sus conocimientos, paciencia y amistad.

Agradezco infinitamente al M. en C. Oscar Amaya Zepeda, por sus grandes consejos y guía para este trabajo, pero sobre todo por ser mi amigo.

Quiero agradecer a mis sinodales Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. Jaime Robles García, Dr. José Alberto Gómez Hernández y M. en C. Tomas I. Asiaín Olivares, gracias por sus comentarios.

Quiero agradecer a todos mis maestros de la SEPI y personal no docente, por todos los conocimientos transmitidos y por su amistad, en especial al Sr. Ricardo “Richard” Monterrubio por su apoyo.

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

Al pasante de D.G. Antonio Ortiz García por el apoyo y ayuda brindada en la mayor parte de figuras de esta tesis.

Resumen

En esta tesis se presentan una revisión de conceptos asociados a la calidad de energía, pero en particular a disturbios como transitorios por maniobra en bancos de capacitores, la distorsión armónica en instalaciones con cargas no lineales y el parpadeo o efecto flicker en un sistema industrial con carga altamente fluctuante. Para los tres fenómenos anteriores, se realizó el análisis metodológico general y particulares con apoyo de simulación computacional en DIGSILENT y ATPDraw, con la reproducción de los mencionados problemas y la(s) solución(es) para todos los casos, en instalaciones industriales con su consecuente interrelación con el sistema de distribución considerando el marco de normas y especificaciones nacionales (CFE), a excepción de los transitorios por maniobra en bancos de capacitores que se sustentó en una recomendación internacional (IEEE), con la finalidad de conocer si los disturbios no afectan, afectan pero se está dentro de los límites de normativa o la mitigación es plenamente necesaria (límites rebasados).

Abstract

In this thesis are presented a revision of concepts associated to the power quality, but in particular to disturbances like transient for switching of capacitor banks, the harmonic distortion in facilities with non lineal loads and the effect flicker in an industrial system with highly fluctuating load. For the three previous phenomena, one carries out the general methodological analysis and particulars with support of simulation computational in DIgSILENT and ATPDraw, with the reproduction of the mentioned problems and the solutions for all the cases, in industrial facilities with their consequent interrelation with the distribution system considering the guidelines of standard and national specifications (company CFE), to exception of the transient for switching of capacitor banks that you sustenance in an international recommendation (IEEE), with the purpose of knowing if the disturbances don't affect, they affect but you this inside you limit them of normative or the mitigation is fully necessary (you limit exceed).

	<i>Página</i>
Resumen	i
Abstract	ii
Índice General	iii
Índice de Figuras	x
Índice de Tablas	xvi
Glosario	xx
CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	2
1.2 Objetivos	3
1.1.1 Objetivo General	3
1.1.2 Objetivos Particulares	3
1.3 Justificación de la tesis	4
1.4 Publicaciones de resultados de esta tesis	5
1.5 Aportaciones de la tesis	6
1.6 Estado del arte	7
1.7 Metodología general propuesta para la solución de problemas de calidad de la energía	8
1.8 Estructura de la tesis	9
CAPÍTULO II.- REVISIÓN DE FENÓMENOS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA Y SUS EFECTOS	10
2.1 Calidad de la Energía Eléctrica	11
2.1.1 Introducción	11
2.1.2 Antecedentes históricos	11
2.1.3 Definiciones e importancia	12
2.1.4 Calidad de la energía como calidad de voltaje	14
2.1.5 Costos de la Calidad de Energía	15
2.1.6 Fenómenos electromagnéticos	17
2.1.7 Categorías y características de los problemas de calidad de energía	18
2.2 Clasificación de disturbios	19
2.2.1 Introducción	19
2.2.2 Origen de disturbios	20

	<i>Página</i>
2.3 Fenómenos de la Calidad de la Energía	21
2.3.1 Transitorios	21
2.3.1.1 Impulso	21
2.3.1.2 Oscilatorio	22
2.3.1.3 Efectos en los equipos debido a los transitorios	23
2.3.2 Variaciones de Corta Duración	24
2.3.2.1 Sags (ó dips)	24
2.3.2.2 Efectos en los equipos debido a sags	25
2.3.2.3 Swell	25
2.3.2.4 Efectos en los equipos debido a los swell	25
2.3.2.5 Interrupciones	26
2.3.2.6 Efectos en los equipos debido a interrupciones	27
2.3.3 Variaciones de Larga Duración	27
2.3.3.1 Efectos en los equipos debido a las variaciones de larga duración	27
2.3.3.2 Sobrevoltaje	28
2.3.3.3 Efectos en los equipos debidos a los sobrevoltajes	28
2.3.3.4 Bajo voltaje	28
2.3.3.5 Efectos en los equipos debido a bajo voltajes	28
2.3.3.6 Interrupciones sostenidas	29
2.3.3.7 Efectos en los equipos debidos a interrupciones sostenidas	29
2.3.4 Desbalance de voltaje	29
2.3.4.1 Efectos en los equipos debido a desbalance de voltaje	30
2.3.5 Distorsiones en la forma de onda	30
2.3.5.1 Componente de Corriente Directa	31
2.3.5.2 Efectos en los equipos debido a la componente de CD	31
2.3.5.3 Armónicas	31
2.3.5.4 Efectos en los equipos debido a las armónicas	32
2.3.5.5 Interarmónicas	32
2.3.5.6 Efectos en los equipos debido a las interarmónicas	32
2.3.5.7 Notching	33
2.3.5.8 Ruido	34
2.3.5.9 Efectos en los equipos debido al ruido	35
2.3.6 Fluctuaciones de voltaje	36
2.3.6.1 Efectos en los equipos debido a fluctuaciones de voltaje	36
2.3.7 Variaciones en la frecuencia	37
2.3.7.1 Efectos en los equipos debido a variación en la frecuencia	37

	<i>Página</i>
CAPÍTULO III.- TRANSITORIOS POR MANIOBRA EN BANCOS DE CAPACITORES EN PARALELO: CASOS DE ESTUDIO Y SOLUCIONES	39
3.1 Introducción	40
3.2 Soluciones al problema de transitorios en bancos de capacitores	42
3.3 Metodología para resolver problemas de sobrevoltajes transitorios en bancos de capacitores	43
3.4 Curvas CBEMA e ITI	44
3.5 Propuesta de protección de equipo sensible IEEE	47
3.6 Sistema a analizar	48
3.6.1 Energización inrush	50
3.6.1.1 Inductor fijo	53
3.6.1.2 Problemas asociados de calidad de energía a la maniobra de bancos de capacitores	56
3.6.2 Energización por maniobra back-to-back	57
3.6.2.1 Impedancia de pre-inserción	61
3.6.3 Transitorio de corriente outrush por una falla cercana	65
3.6.4 Magnificación de voltaje	68
3.6.4.1 Apartarrayos de óxidos metálicos: modelado y uso	72
3.6.4.1.1 Modelado del apartarrayos	72
3.6.4.1.2 Aplicaciones del apartarrayos	72
3.6.4.2 Supresores de Sobrevoltajes Transitorios en Bajo Tensión (TVSS)	73
3.6.4.3 Selección del apartarrayos y TVSS	74
3.6.5 Transitorio de recuperación de voltaje (TRV)	78
3.6.5.1 Resistencia de switcheo	79
3.7 Comparación de los casos simulados en Curva ITI	82

	<i>Página</i>
CAPÍTULO IV.- EL PROBLEMA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA: CASOS DE ESTUDIO Y TÉCNICAS DE SOLUCIÓN	83
4.1 Introducción	84
4.2 Características, causas y efectos típicos de armónicas	85
4.2.1 Componentes de Secuencia	85
4.2.2. Fuentes de armónicas	86
4.2.2.1 Fuentes tradicionales de armónicas	87
4.2.2.2 Nuevas fuentes de armónicas	88
4.2.2.3 Futuras fuentes de armónicas	89
4.2.3 Efectos de la distorsión armónica	90
4.2.3.1 Interferencia en sistemas de comunicación	91
4.2.3.2 Efecto en equipo electrónico sensible	91
4.2.3.3 Efecto en la iluminación	91
4.2.3.4 Efecto en transformadores	92
4.2.3.5 Efecto en los motores de inducción	93
4.2.3.6 Efecto en cables y conductores	94
4.2.3.7 Efecto en interruptores y fusibles	94
4.2.3.8 Efecto en las barras de neutros	95
4.2.3.9 Efecto en relevadores de protección y medidores	95
4.2.3.10 Efecto en bancos de capacitores	96
4.2.3.10.1 Resonancia paralelo	96
4.2.3.10.2 Resonancia serie	96
4.3 Límites tolerables para bancos de capacitores	97
4.4 Mitigación de distorsión armónica	98
4.4.1 Filtros pasivos	98
4.4.1.1 Filtros sintonizado simple de 1er. Orden	99
4.4.1.1.1 Diseño de filtro armónico sintonizado simple de 1er. Orden	99
4.4.1.2 Filtros pasa altas de segundo orden (amortiguadores)	100
4.4.1.3 Selección de filtros pasivos	102
4.4.2 Trampas de secuencia cero	102
4.4.3 Filtro antirresonante	102
4.4.4 Filtros activos	102
4.4.5 Transformador con factor-K	103

	<i>Página</i>
4.5 Índices armónicos	104
4.5.1 Distorsión armónica total de Tensión (DATT)	104
4.5.2 Componente armónico individual máximo de tensión (CAIMT)	104
4.5.3 Distorsión armónica total de demanda (DATD)	105
4.5.4 Distorsión armónica total de corriente (DATC)	105
4.5.5 Componente armónico individual máximo de corriente (CAIMC)	105
4.5.6 Factor de influencia telefónica (TIF)	106
4.5.7 Producto V·T e I·T	106
4.5.8 Índice de factor de peso ‘C-message’	105
4.6 Límites de distorsión armónica	106
4.7 Metodología propuesta para la solución de problemas de armónicas	109
4.8 Análisis de casos	110
4.8.1 Problema y solución de alto DATT y resonancia, por corrección del factor de potencia con banco de capacitores en instalaciones con cargas no lineales	110
4.8.1.1 Descripción del sistema	110
4.8.1.2 Análisis armónico	112
4.8.1.3 Análisis de resultados	122
4.8.2 Modelado de horno de arco eléctrico para análisis armónico y solución con filtros sintonizados	123
4.8.2.1 Modelado del Sistema Eléctrico	123
4.8.2.2 Casos de Estudio	125
4.8.2.2.1 Caso 1. Transformador del Horno de Arco con conexión en Delta-Estrella; <u>peor caso</u> de tensiones armónicas	126
4.8.2.2.1.1 Análisis armónico	126
4.8.2.2.2 Caso 2. Transformador del Horno de Arco con conexión en Delta-Estrella; <u>caso típico</u> de tensiones armónicas	128
4.8.2.2.2.1 Análisis armónico	128
4.8.2.2.3 Caso 3. Conexión de filtros pasivos del tipo sintonizado simple para <u>peor caso</u> de tensiones armónicas	130
4.8.2.2.3.1 Cálculo del filtro	130
4.8.2.2.4 Caso 4. Conexión de filtros pasivos del tipo sintonizado simple para <u>caso típico</u> de tensiones armónicas.	131
4.8.2.2.5 Análisis de resultados	133

	<i>Página</i>
4.8.3 Método de cancelación de armónicas	134
4.8.3.1 Análisis armónico	135
CAPÍTULO V.- LAS FLUCTUACIONES DE VOLTAJE Y EL EFECTO DE PARPADEO (FLICKER): CASO DE UNA MAQUINA SOLDADORA CON DIVERSAS SOLUCIONES	138
5.1 Introducción	139
5.2 Las fluctuaciones de tensión en el origen del flicker	140
5.3 Descripción de las fluctuaciones de tensión en el origen del flicker	141
5.3.1 Las variaciones de tensión periódicas y rápidas	141
5.3.2 Las variaciones bruscas de tensión	141
5.4 Explicación matemática del origen del flicker	141
5.5 Otros orígenes del flicker	142
5.5.1 Mal funcionamiento del sistema de iluminación	142
5.5.2 Flicker provocado por los subarmónicos y los interarmónicos	142
5.6 Efectos de fluctuaciones de voltaje	143
5.7 Las Cargas Perturbadoras	143
5.7.1 El horno de arco	143
5.7.2 Máquinas con cargas fluctuantes	143
5.7.3 Los equipos de soldadura	143
5.8 Inconvenientes del flicker, sensibilidad de las fuentes luminosas	143
5.9 Definición teórica de la molestia, cuantificación y medida del flicker	145
5.9.1 Dosis de flicker, definición de la molestia, medida del flicker	145
5.9.2 La curva de Función de Probabilidad Acumulada -FPC-	147
5.9.3 Los parámetros Pst y Plt	148
5.9.4 Definición del Pst	150
5.9.5 Definición del Plt	150
5.9.6 Niveles de compatibilidad de Pst, Plt	150
5.9.7 Determinación del flicker en una instalación	151
5.9.7.1 Método cualitativo	151
5.9.7.2 Método que utiliza la «curva de referencia Pst = 1	152

	<i>Página</i>
5.9.8 Técnicas de mitigación y/o solución del parpadeo	153
5.9.8.1 Inversor	153
5.9.8.2 Modificación de la carga perturbadora	153
5.9.8.3 Inclusión de un volante de inercia	154
5.9.8.4 Conversor rotativo	154
5.9.8.5 La capacitancia serie	154
5.9.8.6 La reactancia en serie	154
5.9.8.7 La reactancia shunt saturada	154
5.9.8.8 La reactancia de desacoplamiento	155
5.9.8.9 El compensador síncrono	155
5.9.8.10 El conversor de fase	156
5.9.8.11 El compensador estático de Potencia Reactiva (CEV)	156
5.10 Evaluación de cambios de voltaje, fluctuaciones de voltaje y flicker	159
5.10.1 Evaluación del cambio de tensión relativo, “d”	159
5.10.2 Método de simulación	159
5.10.3 Método analítico	160
5.10.3.1 Descripción del método analítico	160
5.10.3.2 Factor de forma	160
5.10.3.3 Cambio de Tensión en Estado Estacionario, $(\Delta U_c)=d_c$	160
5.10.3.4 Período de observación	163
5.10.3.5 Indicador de variaciones de tensión de corto plazo (Pst)	163
5.10.3.6 Indicador de variaciones de tensión de largo plazo (Plt)	163
5.11 Límites de variaciones de tensión (estandarización)	164
5.12 Metodología analítico-computacional para resolver problemas de efecto de parpadeo (flicker)	165
5.13 Simulación del problema de parpadeo y solución en DIgSILENT	166
5.13.1 Análisis de resultados	177
CAPÍTULO VI.- CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS A FUTURO	178
6.1 Conclusiones	179
6.2 Recomendaciones	182
6.3 Trabajos a futuro	183
Referencias Bibliográficas	184

ÍNDICE DE FIGURAS

		<i>Página</i>
 CAPÍTULO II		
Figura 2.1	Resultados de la encuesta sobre las causas de problemas de calidad de la energía	13
Figura 2.2	Fuentes de disturbio en las cargas (externas e internas)	20
Figura 2.3	Transitorio por impulso	21
Figura 2.4	Forma de onda de evento de switcheo de capacitores para la corrección del fp	23
Figura 2.5	Depresión de voltaje	24
Figura 2.6	Swells de voltaje por una falla remota en el sistema	26
Figura 2.7	Forma de onda en una falla con la subsecuente interrupción	27
Figura 2.8	Tendencia de desbalance de voltaje en un alimentador residencial	30
Figura 2.9	Voltaje distorsionado por armónicas	32
Figura 2.10	Forma de onda con componentes armónicas e interarmónicas	33
Figura 2.11	Disturbio periódico de voltaje (notching)	33
Figura 2.12	Ruido eléctrico	34
Figura 2.13	Ruido de modo diferencial	34
Figura 2.14	Ruido de modo común	35
Figura 2.15	Fluctuaciones de Voltaje	36
Figura 2.16	Variaciones flicker en el Pac caracterizadas por el Pst y Plt para un período de 24 hrs.	37
Figura 2.17	Definición de eventos según el estándar IEEE-1159-1995	38
 CAPÍTULO III		
Figura 3.1	Diagrama de flujo de metodología para resolver problemas de sobrevoltajes transitorios en bancos de capacitores	43
Figura 3.2	Curva CBEMA [FIPS Pub 94]	44
Figura 3.3	Curva ITI (versión 2000)	46

	<i>Página</i>	
Figura 3.4	Relación entre características del disturbio y sus efectos en el equipo	47
Figura 3.5	Diagrama unifilar del sistema de potencia de 34,5 kV usado para mostrar casos de transitorios originados por bancos de capacitores	48
Figura 3.6	Gráfica del voltaje transitorio por energización inrush en la barra B2, donde esta conectado el banco de capacitores C_1	51
Figura 3.7	Gráfica de la corriente transitoria debido al inrush del banco de capacitores C_1	52
Figura 3.8	Gráfica de barrido de frecuencia por la energización del banco de capacitores C_1	52
Figura 3.9	Gráfica del voltaje transitorio con la inductancia fija ya conectada	54
Figura 3.10	Gráfica de la corriente transitoria en el banco C_1 ya con la inductancia fija	54
Figura 3.11	Gráfica de barrido de frecuencia con la solución propuesta al problema de energización al banco único de capacitores	55
Figura 3.12	Gráfica del voltaje transitorio por maniobra de banco de capacitores donde están presentes otros problemas de calidad de energía	56
Figura 3.13	Gráfica del voltaje transitorio del banco de capacitores C_1 , previamente energizado a la maniobra back-to-back del capacitor C_2	59
Figura 3.14	Gráfica del voltaje transitorio del banco de capacitores C_2 , al momento del back-to-back	59
Figura 3.15	Gráfico de corriente transitoria del banco de capacitores C_1 , previamente energizado a la maniobra back-to-back del capacitor C_2	60
Figura 3.16	Gráfica de corriente transitoria del banco de capacitores C_2 , en el back-to-back	60
Figura 3.17	Configuración de los componentes por switcheo de pre-inserción	61
Figura 3.18	Gráfica de voltaje transitorio del banco de capacitores C_1 , previamente energizado al back-to-back del capacitor C_2 con impedancia de pre-inserción	63
Figura 3.19	Gráfica del voltaje transitorio del banco C_2 , en el back-to-back con solución propuesta	63
Figura 3.20	Gráfico de corriente transitoria del banco de capacitores C_1 , previamente energizado al back-to-back del capacitor C_2 con impedancia de pre-inserción	64
Figura 3.21	Gráfica de corriente transitoria del banco C_2 , en el back-to-back con solución propuesta	64
Figura 3.22	Gráfica de voltaje en la barra B2 en caso de una falla cercana	65

	<i>Página</i>
Figura 3.23 Gráfica de corriente outrush del banco C ₁ en caso de una falla cercana	66
Figura 3.24 Gráfica de corriente outrush del banco C ₁ con solución propuesta	67
Figura 3.25 Gráfica de voltaje transitorio de la barra B5 debido a la magnificación	69
Figura 3.26 Gráfica de voltaje de la barra B2 debido a la magnificación, por cierre del banco C ₁	70
Figura 3.27 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en baja tensión debido a la magnificación de voltaje	71
Figura 3.28 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en media tensión que se energiza dando como resultado una magnificación de voltaje	71
Figura 3.29 Gráfica de voltaje transitorio de la barra B5 debido a la magnificación simulada con la solución propuesta	76
Figura 3.30 Gráfica de voltaje de la barra B2 debido a la magnificación, por cierre del banco C ₁ simulada con la solución propuesta simulada	76
Figura 3.31 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en baja tensión debido a la magnificación de voltaje con la solución propuesta simulada	77
Figura 3.32 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en media tensión con la solución propuesta ya incorporada	77
Figura 3.33 TRV que se presenta en terminales del interruptor CB1	79
Figura 3.34 Circuito de interruptores usando resistencia por switcheo	80
Figura 3.35 Eliminación total del TRV por medio de resistencia de switcheo	81
Figura 3.36 Curva ITI con sobrevoltajes transitorios de casos a), b) y d) superpuestos	82

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Voltaje distorsionado por armónicas	90
Figura 4.2 Onda de corriente armónica con múltiples cruce por cero	91
Figura 4.3 Densidades de corriente en un mismo conductor: (a) a corriente directa y (b) corriente de alta frecuencia	94
Figura 4.4 Resonancia paralelo	96
Figura 4.5 Resonancia serie	97

	<i>Página</i>	
Figura 4.6	Respuesta típica de frecuencia de distintos tipos de filtros pasivos	101
Figura 4.7	Metodología propuesta para la solución de problemas de armónicas	109
Figura 4.8	Diagrama unifilar del sistema industrial bajo estudio, con corrección de fp	110
Figura 4.9	Gráfica de corriente distorsionada en el convertidor de 6 pulsos	114
Figura 4.10	Gráfica de voltaje distorsionado en la barra B3	116
Figura 4.11	Gráfica de voltaje en la barra B3 con el filtro antirresonante (caso 3)	118
Figura 4.12	Espectro de armónicas de voltaje medidas en la barra B3 de 0,48 kV para los tres casos de estudio	119
Figura 4.13	Espectro de armónicas de corriente medidas en el secundario del transformador T2 para los tres casos de estudio	120
Figura 4.14	Gráfica de la respuesta en la frecuencia para los tres casos de estudio	121
Figura 4.15	Diagrama unifilar del sistema industrial con horno de arco bajo estudio	123
Figura 4.16	Modelo armónico del horno de arco	125
Figura 4.17	Formas de onda de la tensión y corriente en el punto de acometida y en el secundario del transformador del horno de arco, peor caso	128
Figura 4.18	Espectro armónico de tensión y corriente en el punto de acometida, peor caso	128
Figura 4.19	Formas de onda de la tensión y corriente en el punto de acometida y en el secundario del transformador del horno de arco, caso típico	129
Figura 4.20	Espectro armónico de tensión y corriente en el punto de acometida, caso típico	129
Figura 4.21	Espectro armónico de tensión en la barra 3 (casos 1 y 2)	130
Figura 4.22	Forma de onda de la corriente en el punto de acometida para caso 3	131
Figura 4.23	Verificación de sintonización para el caso de estudio 3	132
Figura 4.24	Verificación de sintonización para el caso de estudio 4	132
Figura 4.25	Diagrama unifilar de un sistema industrial con eliminación de armónicas por cancelación de esta	134
Figura 4.26	Gráfica de corriente distorsionada en la carga no lineal	136
Figura 4.27	Gráfica de voltaje en la barra B4 con la carga no lineal conectada	137

		<i>Página</i>
Figura 4.28	Gráfica de voltaje en la barra B3, aguas arriba del transformador tres devanados	137
 CAPÍTULO V 		
Figura 5.1	Imagen de fluctuación de tensión y parpadeo	139
Figura 5.2	Definiciones relacionadas con las variaciones de tensión	140
Figura 5.3	Las variaciones de tensión, origen del flicker, se deben a variaciones de intensidad I que recorren la impedancia de la red	141
Figura 5.4	Límite de sensibilidad del ojo a las variaciones de iluminación causadas por fluctuaciones de tensión, en lámparas incandescentes	146
Figura 5.5	Representación esquemática de un muestreo del flicker instantáneo	147
Figura 5.6	Curva de la Función de Probabilidad Acumulada (FPC) de la presencia de señal en una de las clases. El número de clases se ha limitado aquí a diez	148
Figura 5.7	Curva límite de la molestia del flicker. Indica la amplitud de las fluctuaciones de tensión, en función de su frecuencia de repetición, para una severidad del flicker Pst = 1	149
Figura 5.8	Modificaciones de la instalación que permiten reducir el flicker	155
Figura 5.9	Montaje en puente de Steinmetz para la compensación de una carga bifásica (esquema del principio).	156
Figura 5.10	Esquema de la instalación de un compensador estático de VAR	157
Figura 5.11	Esquema simplificado de un compensador estático de potencia reactiva (VAR)	157
Figura 5.12	Características de los cambios relativos de tensión	161
Figura 5.13	Factor de forma F de doble escalón para características de tensión en forma de rampa	161
Figura 5.14	Factor de forma F para características de tensión rectangular y triangular.	162
Figura 5.15	Factor de forma F para características de tensión de arranques de motores con diversos tiempos de frente.	162
Figura 5.16	Diagrama de flujo para resolver problemas de fluctuaciones voltaje provocando flicker	165
Figura 5.17	Diagrama unifilar del sistema industrial bajo estudio.	166

	<i>Página</i>
Figura 5.18 Cambio de potencia activa en la barra B1 durante 1 minuto con la máquina soldadora conectada.	166
Figura 5.19 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga.	169
Figura 5.20 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante.	169
Figura 5.21 Tensión y corriente de la carga fluctuante en función del tiempo.	170
Figura 5.22 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante con corrección de flicker por medio de capacitor operable con electrónica de potencia.	171
Figura 5.23 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio de capacitor operable con electrónica de potencia.	172
Figura 5.24 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante con corrección de flicker por medio del D-STATCOM.	173
Figura 5.25 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio del D-STATCOM.	173
Figura 5.26 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores.	174
Figura 5.27 Tensión y corriente de la carga fluctuante en función del tiempo con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores.	175
Figura 5.28 Tensión y corriente rms de la carga fluctuante, con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores.	176

ÍNDICE DE TABLAS

	<i>Página</i>
CAPÍTULO II	
Tabla 2.1 Estadísticas de costos de tiempo fuera de servicio de los distintos sectores (en EE.UU.)	16
Tabla 2.2 Principales fenómenos causados por disturbios electromagnéticos	17
Tabla 2.3 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia	18
CAPÍTULO III	
Tabla 3.1 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de transitorios en instalaciones con bancos de capacitores	49
Tabla 3.2 Resultados del análisis transitorio en la rama del banco de capacitores C_1 energizado	51
Tabla 3.3 Resultados del análisis transitorio de los casos sin y con inductancia fija en la rama del banco de capacitor C_1 energizado	53
Tabla 3.4 Resultados del análisis transitorio back-to-back obtenidos en las ramas de los bancos de capacitores C_1 y C_2	58
Tabla 3.5 Rango de impedancias de pre-inserción (de alta resistencia)	61
Tabla 3.6 Resultados del análisis transitorio de los casos sin y con impedancia de pre-inserción en el caso back-to-back	62
Tabla 3.7 Resultados del análisis transitorio de corriente outrush	66
Tabla 3.8 Resultados del análisis transitorio de corriente outrush ya con la solución propuesta incorporada	67
Tabla 3.9 Resultados del calculo de las frecuencias de energización y resonancia en la magnificación de voltaje	69
Tabla 3.10 Rango de características corriente-voltaje del apartarrayos de ZnO a 34,5 kV	74
Tabla 3.11 Rango de características corriente-voltaje del TVSS a 0,48 kV	74
Tabla 3.12 Resultados del análisis transitorio por magnificación de voltaje en barras de interés	75
Tabla 3.13 Resultados del análisis transitorio por magnificación de voltaje en los bancos de capacitores involucrados en la magnificación	75

	<i>Página</i>
Tabla 3.14 TRV que se presenta en terminales del interruptor CB1 y ya con la solución incorporada	80
CAPÍTULO IV	
Tabla 4.1 Secuencia de armónicas	86
Tabla 4.2 Principales fuentes de armónicas	89
Tabla 4.3 Categoría de transformadores K comercialmente disponibles	103
Tabla 4.4 Límites máximos de distorsión armónica total en tensión y de CAIMT en el punto de acometida	107
Tabla 4.5 Distorsión armónica máxima permitida en corriente para baja, media y alta tensión hasta 69 kV	108
Tabla 4.6 Distorsión armónica máxima permitida en corriente para alta tensión (mayor de 69 kV y hasta 161 kV)	108
Tabla 4.7 Espectro de corrientes armónicas tipo de un rectificador trifásico de 6 pulsos	111
Tabla 4.8 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de armónicas por alta DATT, DATD y resonancia, por instalación de banco de capacitores y convertidor de 6 pulsos	111
Tabla 4.9 Casos de estudio	112
Tabla 4.10 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado sin resonancia	112
Tabla 4.11 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado sin resonancia	113
Tabla 4.12 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado con banco de capacitores	114
Tabla 4.13 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado, con banco de capacitores	115
Tabla 4.14 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado, con filtro de choque o de rechazo	118
Tabla 4.15 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado, con filtro de choque o de rechazo	119
Tabla 4.16 Distintos fp para los 3 casos de estudio	120
Tabla 4.17 Resumen de los casos analizados en la acometida de la industria	122

	<i>Página</i>
Tabla 4.18 Valores obtenidos en el banco de capacitores para distintos casos comparado con la recomendación IEEE 18-2002	122
Tabla 4.19 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el modelado de horno de arco eléctrico	124
Tabla 4.20 Distorsiones de voltaje utilizadas para análisis armónico en hornos de arco típicos	125
Tabla 4.21 Componentes armónicos individuales de corriente en la acometida de 13,2 kV, caso 1	126
Tabla 4.22 Componentes armónicos individuales de tensión en la acometida de 13,2 kV, caso 1	126
Tabla 4.23 Componentes armónicos individuales de corriente en la acometida de 13,2 kV, caso 2	128
Tabla 4.24 Componentes armónicos individuales de tensión en la acometida de 13,2 kV, caso 2	128
Tabla 4.25 Características de los filtros sintonizados simples para los casos 3 y 4	131
Tabla 4.26 Resumen de los casos analizados	133
Tabla 4.27 Resumen de los parámetros base del sistema utilizados para el problema de método de cancelación de armónicas	134
Tabla 4.28 Espectro de corrientes armónicas de la carga no lineal	135
Tabla 4.29 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado ya con el método de cancelación de armónicas	135
Tabla 4.30 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado ya con el método de cancelación de armónicas	135

CAPÍTULO V

Tabla 5.1 Principales características y comportamiento frente a las variaciones de tensión de distintas fuentes luminosas	144
Tabla 5.2 Límites aceptables de Pst y Plt para distintos niveles de tensión.	151
Tabla 5.3 Algunas soluciones aplicables para reducir o suprimir el flicker	158
Tabla 5.4 Límites de variaciones de tensión	164

	<i>Página</i>
Tabla 5.5 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de parpadeo	167
Tabla 5.6 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos de potencia en el nodo B1 4,16 kV	168
Tabla 5.7 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos de potencia en el nodo B2 0,22 kV	168
Tabla 5.8 Valores de tensión y parpadeo de las cargas ante fluctuaciones de carga, resultados en el nodo B2 0,22 kV	170
Tabla 5.9 Cuadro comparativo de soluciones al problema de parpadeo, resultados para el nodo B2 0,22 kV	177

GLOSARIO

Δ	Conexión delta
ΔI	Cambio de corriente fundamental compleja de entrada
ΔI_p	Parte activa del cambio de corriente
ΔI_q	Parte reactiva del cambio de corriente
ΔU	Cambio de tensión de dos valores sucesivos de fase a neutro
$\Delta UC=dC$	Cambio de tensión en Estado Estacionario
μs	micro segundo
Ω	Ohms
Y	Conexión estrella
A	Amperes
a	Amplitud
ANCE	Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico
ANSI	American National Standards Institute
ASD	Controladores de velocidad variable
AT	Alta tensión
AVC	Compensador Adaptivo de VAR's
B	Exponente de tangente del ángulo que forma la curva con la horizontal, en TVSS's
Bn	Barra o bus (n: número de esta)
BT	Baja tensión
C	Voltaje del varistor para una corriente de 1 A en la selección de TVSS's
CB	Capacitancia del banco (μF)
C_{BT}	Banco de capacitores en baja tensión
C_{BUSH}	Capacitancia de boquillas
C_{MT}	Banco de capacitores en media o mediana tensión
Cn	Banco de capacitores o capacitancia (n: número de esta)
CBn	Circuit breaker (n: número de este)
C-message	Índice de factor de peso
CA	Corriente alterna
CAIMC	Componente armónico individual máximo de corriente
CAIMT	Componente armónico individual máximo de tensión
CBEMA	Asociación de Fabricantes de Equipo Comercial de Computadoras
CD	Corriente directa o continua
C_F	Capacitancia del filtro
CFE	Comisión Federal de Electricidad
D	Pérdida de magnitud de voltaje
"d"	Evaluación del cambio de tensión relativo
dmax	Máximo cambio relativo de tensión
d(t)	Cambio relativo de tensión
DATC	Distorsión armónica total de corriente
DATD	Distorsión Armónica Total de Demanda
DATT	Distorsión Armónica Total de Tensión
DSP	Procesador Digital de Señales
D-STATCOM	Compensador Estático Distribuido
DVR	Restaurador Dinámico de Voltaje
EMI	Interferencia Electromagnética Radiada
EE.UU.	Estados Unidos de Norteamérica

ESD	Fenómeno de descarga electrostática
F	Factor de forma
FPC	Función de probabilidad acumulada
f	Frecuencia fundamental o del sistema (60 Hz)
f_1	Frecuencia de energización del sistema analizado (Hz)
f_2	Frecuencia de resonancia del sistema (Hz)
f_i	Frecuencia de oscilación o de corriente inrush del sistema analizado (Hz)
f_{ibtb}	Frecuencia de corriente back-to-back del sistema analizado (kHz)
f_n	Frecuencia del transitorio
f_p	Factor de potencia
f_{pm}	Fluctuación por minuto
f_s	Frecuencia del sistema (Hz)
G	Parámetro de cuantificación de la molestia
h	Orden de la armónica o armónica de sintonía
hmax	Número de armónica significativa superior (hmax= 25)
Hz	Hertz
I	Corriente actual que atraviesa del varistor en TVSS's
I_1	Corriente de carga del banco de capacitores siendo energizado (A)
I_{1B-B}	Corriente de carga del banco de capacitores ya energizado (caso back-to-back)[A]
I_{2B-B}	Corriente de carga del banco de capacitores siendo energizado (A)
I_{ipico}	Corriente pico de sin amortiguamiento (valor real aprox. 90%) (A)
I_{CC}	Corriente de corto circuito
I_h	Corriente rms de la armónica 'h'
IL	Corriente del banco de capacitores
I_{max}	Corriente máxima rms
I_n	Corriente nominal
I_R	Corriente fundamental rms y con condiciones de carga bajo frecuencia nominal
I_{SC}	Corriente de cortocircuito rms simétrica (A)
i	Corriente del apartarrayos & V= al voltaje aplicado
I^2R	Pérdidas por efecto Joule
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
I-T	Índice de distorsión por influencia inductiva
ITI	Curva de la ITIC (versión 2000)
ITIC	Consejo Industrial de Tecnología de la Información
k	Cualquier número entero positivo: (1,2,...)
kA	kilo amperes
kHz	kilo hertz
kV	kilo volts
kV_{LL}	Voltaje línea a línea (kV)
kVA	kilo Volts amperes
kVA_{CC}	kVA de corto circuito en el punto de conexión del capacitor
kVAR	Potencia reactiva trifásica
$kVAR_C$ kVAR	Potencia nominal del banco de capacitores
$kVAR_{1B-B}$	Potencia reactiva 3 Φ del banco de capacitor ya energizado
$kVAR_{2B-B}$	Potencia reactiva 3 Φ del banco de capacitor siendo energizado
kVA_{tx}	Potencia del transformador de BT
$kVAR_T$	Suma de $kVAR_1$ y $kVAR_2$
kW	Kilo watt
L	Inductancia valor fijo
L_1	Impedancia equivalente del sistema

L_2	Inductancia equivalente del alimentador y transformador secundario
L_B	Inductancia de la barra entre dos bancos de capacitores
L_n	Inductancia (n: número de esta)
L_F	Valor del reactor del filtro
L_f	Inductancia fija
L_{eq}	Inductancia equivalente total por fase entre los bancos de capacitores [μH]
L_s	Inductancia del sistema (μH)
LyF	Luz y Fuerza
MCOV	Voltaje de Operación Continuo Máximo
MT	Media o mediana tensión
MTBF	Tiempo Medio entre Fallas
MVA	Mega Voltampere
MVAr	Mega Voltamperes reactivos
MVA_{CC}	Potencia de cortocircuito del sistema,
MW	Mega Watt
mH	mili Henrios
NEMP	Pulso nuclear electromagnético
P_{EC}	Pérdidas por corrientes de eddy
P_{EC-R}	Pérdidas por corrientes de eddy bajo condiciones nominales
P_{OSL}	Pérdidas adicionales
P_{OSL-R}	Pérdidas adicionales bajo condiciones nominales
p	Número de pulsos del convertidor
p	Corriente de prueba del apartarrayos a ZnO
Pac	Punto de acoplamiento común
PC's	Computadoras personales
Plt	Indicador de variaciones de tensión de largo plazo
Pst	Indicador de variaciones de tensión de corto plazo
p.u. ó pu	Por unidad
PWM	Modulación por ancho de pulso
Q	Factor de calidad del filtro
q	Exponente característico de V-I del apartarrayos de ZnO
Q_c	Potencia del banco de capacitores en MVAr,
Q_{CAP}	Potencia reactiva nominal del capacitor en MVAr
R	Resistencia
R_1	Resistencia equivalente del sistema
R_2	Resistencia equivalente del alimentador y transformador secundario
R_n	Resistencia (n: número de esta)
r	Factor empírico
R_F	Resistencia del filtro
rms	Valor medio cuadrático
S	Elevación de magnitud de voltaje
S_n	Switch (n: número de este)
s	Segundo
S_{CC}	Potencia de cortocircuito máxima del sistema (MVA)
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SLG	Falla de una Fase a Tierra
STATCOM	Compensador Estático de VAR's
SCR	Diodo Rectificador Controlado por Silicio
SVC	Compensador estático de VAR's
T1	Tiempo de duración de pérdida de magnitud de voltaje
T2	Tiempo de duración de elevación de magnitud de voltaje

TC	Transformador de corriente
TCR	Reactor Switchheado por Tiristores
TDD	Demanda de Distorsión Total
tf	Tiempo de impresión del parpadeo, en segundos
THD	Distorsión Total Armónica
TIF	Factor de Influencia Telefónica
TP	Transformador de potencial
Tp	Intervalo total de duración, en segundos
TRV	Transitorio de Recuperación de Voltaje
TSC	Capacitor Switchheado por Tiristores
TV's	Televisores
TVSS	Supresores de Sobrevoltajes Transitorios en Bajo Tensión
UL	Underwriter's Laboratory
Un	Valor de la tensión nominal de fase a neutro
UPS	Fuente Ininterrumpible de Potencia
V	Voltaje ó Volts
V(0)	Voltaje previo a la energización de un banco de capacitores
V(0)	Magnitud instantánea de voltaje a través del capacitor C_1 en el instante de la falla
V·T	Factor de distorsión por influencia inductiva
V ₀	Voltaje de secuencia cero
V ₂	Voltaje de secuencia negativa
V _{CAP}	Voltaje nominal línea a línea del capacitor (kV)
V _{LN}	Voltaje de línea a neutro
Vn	Valor de la tensión nominal de fase a neutro
Vref	Voltaje de referencia del apartarrayos de ZnO
Vs	Tensión del sistema equivalente de thevenin
W	Watts
X	Reactancia o impedancia
X _C	Reactancia capacitiva
X _L	Reactancia inductiva
Xcap	Reactancia del banco del capacitor
Xtrans	Reactancia del transformador
Z _{tx%}	Impedancia del transformador de BT [%]
ZnO	Apartarrayos de óxidos metálicos

Capítulo I.- Introducción

1.1 INTRODUCCIÓN

Con la existencia actual de un conjunto diverso de eventos de calidad de energía, la idea de la misma, puede significar algo diferente para los suministradores como para los usuarios. Una posible definición teórica de baja calidad de la energía podría ser una desviación predefinida de voltaje y/o corriente de: a) una onda sinusoidal ideal o, b) una banda de tolerancia rms para una cantidad dada de tiempo, o c) una relación de fase especificada. Una definición más práctica de la pobre calidad de la energía podría ser una forma de onda de voltaje y/o corriente cuya distorsión, magnitud rms, duración o relación, es capaz de causar un resultado indeseable.

Los eventos de la calidad de energía deficiente pueden surgir tanto interna como externamente a la planta desde la red suministradora de la empresa eléctrica, existiendo distintos tipos: eventos de calidad de la energía en la planta generados por la red, eventos de calidad de la energía en la planta generados por la misma planta, y eventos de calidad de la energía en la red generados por la planta.

Los efectos no deseados de disturbios de la calidad de la energía deficiente sobre los usuarios finales incluyen funcionamiento incorrecto de equipo, salidas de servicio, pérdida de rendimiento, reducción de vida útil (daño incipiente del equipo), condiciones de trabajo difíciles y daño, entre otras. Los usuarios finales colocan una inversión significativa en sus plantas y procesos de operación. Estas inversiones vienen con un retorno de inversión deseado y una utilidad de operación deseada. Estos dos objetivos financieros pueden ser afectados adversamente por una pobre o baja calidad de la energía. Para reducir el impacto negativo en su inversión, los usuarios finales pueden diseñar su planta, equipo, y procesos para mitigar, tolerar y/o solucionar los problemas de calidad de la energía. La solución a problemas de baja calidad de energía pueden ser desde las más simples, como por ejemplo: realizando ajustes de taps en transformadores ó relocalizar la carga problema a un alimentador o circuito dedicado, como hasta la adquisición de un equipo acondicionador de energía o custom power para aplicaciones de solución a nivel distribución.

Existen muchas normas, estándares, recomendaciones, especificaciones y pautas que los usuarios finales y compañías suministradoras pueden utilizar para alcanzar los objetivos de la calidad de la energía en sus instalaciones, equipos y procesos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

- Desarrollar y aplicar metodologías analíticas, tanto general como particulares para la solución de problemas de calidad de la energía de: transitorios por maniobra en banco de capacitores, distorsión, armónica y efecto de parpadeo (flicker), en redes de distribución; mediante el uso de simulación computacional, con apoyo de los programas: DIgSILENT y ATPDraw.

1.2.2 Objetivos Particulares

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Identificar las causas y efectos de los problemas relacionados con una pobre o baja calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia, específicamente en instalaciones industriales.
- Obtener y desarrollar una metodología para resolver problemas de sobrevoltajes transitorios en bancos de capacitores, causados por energización inrush, energización por maniobra back-to-back, por transitorio de corriente outrush por falla cercana, por magnificación de voltaje y transitorio de recuperación de voltaje (TRV), todos estos problemas con solución propuesta y comparación con la curva ITI.
- Proponer y desarrollar una metodología para la solución de problemas de armónicas, causados por corrección del factor de potencia con banco de capacitores en instalaciones con cargas no lineales, modelado de horno de arco eléctrico y cargas no lineales de grandes capacidades instaladas.
- Obtener y desarrollar una metodología analítica-computacional de análisis del parpadeo (efecto flicker) en una instalación industrial con una carga perturbadora de gran capacidad (máquina eléctrica soldadora), en base a la especificación CFE-L000045.
- Aplicar diferentes soluciones al problema de parpadeo o flicker del objetivo anterior, analizando ventajas y limitaciones de cada una de ellas.
- Revisar y comparar las principales normativas, especificaciones y recomendaciones de calidad de energía que regulan los niveles de calidad de suministro nacional e internacional, con los resultados obtenidos de la simulación de problemas de la calidad de la energía desarrollados en el presente trabajo y, con las soluciones propuestas, haciendo que cumplan con sus tolerancias respectivas.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

En México, actualmente la calidad de la energía eléctrica entregada y utilizada ha caído bajo una creciente revisión, debido al aumento de mayor número de usuarios de energía eléctrica del tipo residencial, comercial e industrial y, asociado al progresivo crecimiento en instalaciones con cargas no lineales, equipo sensible y crítico. Las compañías suministradoras, los usuarios directos e indirectos, todos pueden sufrir los efectos de la calidad de la energía deficiente, esta baja calidad incluye eventos, tales como: transitorios, armónicas, fluctuaciones de voltaje (flicker), sags, swells, interrupciones, ruido eléctrico, factor de potencia y desbalance de voltaje. Los equipos de uso final son cada día más sensibles a la calidad de energía y a su vez más contaminantes, junto con la competencia de mercado y el desconocimiento del tema, sufriendo el equipo daño o incorrectos funcionamientos y contaminación a nivel de redes eléctricas.

No existe actualmente una metodología adecuada para resolver problemas de calidad de energía en redes de distribución que contemple en forma explícita esto, haciendo necesario considerar los problemas que surgen con la incorporación de cargas críticas y sensibles a la instalación y/o la interrelación con otros usuarios poseedores de dichas cargas.

De acuerdo a lo anterior y, mediante el uso de simulación computacional, el presente trabajo desarrolla una metodología analítica que resuelve los problemas que se presentan de manera más frecuente en redes de distribución, como lo son: los transitorios por maniobra en banco de capacitores, distorsión armónica y efecto de parpadeo (flicker).

La simulación computacional es muy útil para la elaboración de estudios de calidad de la energía, pues mediante esta herramienta, se pudieron realizar las siguientes acciones:

- Entender que disturbios se propagan dentro de la red,
- Determinar la distorsión en la forma de onda causada por diversas fuentes perturbadoras,
- Cuantificar el impacto de algunos disturbios,
- Probar técnicas de mitigación y determinar su mejor ubicación dentro de la red,
- Ayudar en el diseño de soluciones de equipo acondicionador de energía.

1.4 PUBLICACIONES DE RESULTADOS DE ESTA TESIS

-J. G. Moreno Olmos, F. Toledo, J. D. Juárez, “*Optimización del diseño de sistemas de aterrizamiento utilizando métodos computacionales*”, RVP/AI- 2000-SUB-01, Tomo III, pp.231-237, IEEE México, Acapulco, Gro., 9 al 14 de Julio del 2000.

-J. G. Moreno Olmos, J. López, “*Aspectos generales de la calidad en el suministro de la energía eléctrica*”, 5to. Congreso Nacional de Ing. Electromecánica y de Sistemas, E-17, pp. 219-222, SEPI-ESIME/IPN, Noviembre 27 al 30 del 2000, México, D.F.

-J. G. Moreno Olmos, R. Alcántara, V. Mendoza, “*Análisis y diseño de un rectificador monofásico con alto factor de potencia*”, RVP/AI- 2001-EP-09, pp. 366-371, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.

-J. G. Moreno Olmos, G. Enríquez Harper, R. Alcántara, V. Mendoza, “*Panorama general de la calidad en el suministro de la energía eléctrica*”, RVP/AI- 2001-AI-04, pp. 19-24, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.

-J. G. Moreno Olmos, R. Alcántara, V. Mendoza, E. Aguirre, “*Método basado en microcontrolador para producir señales trifásicas con modulación PWM senoidal (SPWM)*”, RVP/AI- 2001-EP-06, pp. 349-355, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.

-J. G. Moreno Olmos, J. López, “*Análisis armónico de la red eléctrica de la zona Torreón-Gómez Palacio, Coahuila. Por la incorporación del banco de capacitores de 30 MVAR, en 115 kV de la S.E Torreón Sur*”, 6to. Congreso Nacional de Ing. Electromecánica y de Sistemas, ELE9, pp. 44-48, SEPI-ESIME/IPN, Noviembre 27 al 30 del 2001, México, D.F.

-J. G. Moreno Olmos, S. A. Hernández, A. Herrera, C. A. Rivera; “*Análisis de la Distorsión Armónica en el Suministro Eléctrico del Edificio “T” de la Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco*”, RVP/AI- 2003-AI-23, IEEE México, Acapulco, Gro., 6 al 12 de Julio del 2003.

-J. G. Moreno Olmos, G. Enríquez Harper, “*Afectación en la Calidad de la Energía Suministrada en Sistemas Industriales, debido a la Presencia de Distorsión Armónica. Normativa y Mitigación*”. 4to. Congreso Bienal de Cigré-México y Exposición Industrial, del 22-24 junio del 2005, LAPEM, Irapuato, Gto., México.

1.5 APORTACIONES DE LA TESIS

- Análisis conceptual y teórico de importantes problemas de calidad de la energía en redes de distribución, como son: transitorios oscilatorios por maniobra, armónicas y fluctuaciones de voltaje (efecto flicker).
- Desarrollo de metodologías (general y particulares) de análisis de problemas de calidad de energía, mediante el uso de programas computacionales.
- La inclusión analítica computacional de soluciones que mitiguen tales problemas de calidad, mediante técnicas y uso apropiado de equipo de acondicionamiento en redes de distribución, así como en la periferia de los mismos.

1.6 ESTADO DEL ARTE

En el pasado, las compañías suministradoras han siempre invertido significativamente en los sistemas de generación y transmisión intentando minimizar el número de disturbios en el SEP. El tipo de disturbio puede tener significantes consecuencias en una amplia área del sistema. En contraparte, los sistemas de distribución no han recibido la misma atención debido al aparente bajo impacto de un evento de perturbación. Sin embargo, actualmente debido al rápido cambio que las instalaciones industriales, comerciales y residenciales han experimentando por su tipo de cargas no lineales y procesos críticos, el suministrador se ha visto en la necesidad de planear y operar los sistemas desde una perspectiva del cliente o usuario, recibiendo con esto creciente atención los sistemas de distribución. Al principio la compañía suministradora robusteció alguna parte específica de la red, re-evaluó su operación y aplicó prácticas extras de protección, aun así eventos de calidad de energía seguían impactando a los clientes resultando en significantes pérdidas de producción, deterioro de equipo, malos funcionamientos, entre otros. Estos eventos en la red eléctrica no son causados completamente por parte de los suministradores, sino también por algunos usuarios con cargas problema como hornos de arco, molinos de papel y, máquinas soldadoras.

Algunos ingenieros optan por la combinación de mediciones y simulación computacional como medios de análisis a problemas de armónicas a nivel sector industrial. En este caso la medición de armónicas determina la existencia o niveles de armónicas en el ambiente de un sistema, para caracterizar fuentes específicas de armónicas y, confirmar modelos de simulación, aunque tiene la desventaja de acuerdo a condiciones de operación in-situ llevar a cabo una serie de mediciones en diferentes períodos de tiempo y en diferentes puntos de medición. La simulación digital se emplea junto con la medición ya que esta, sola en la mayoría de veces es impracticable como solo un medio de evaluación armónica, tener las ventajas de apoyarse con simulaciones para realizar análisis interactivos a la respuesta del sistema para nuevos o existentes fuentes de armónicas para condiciones de operación de la red bajo estudio.

Recientemente, la simulación computacional con programas como ATPDraw, DIgSILENT, PSCAD/EMTDC, son efectivos medios y métodos económicos para simular problemas de calidad de energía, así como probar soluciones potenciales de corrección o mitigación, sin tener que llevarlos a cabo con equipo real. Para esto, es importante la recolección de datos acerca del sistema, el modelado respectivo óptimo de los elementos y tiempo de simulación adecuado, todo lo anterior para cada problema de calidad que se trate y con esto, proceder a la simulación de los problemas involucrados. Además, en los últimos años con la creación de diferentes dispositivos de mitigación para cada problema de calidad, como dispositivos custom power o equipo de acondicionamiento de energía para sistemas de distribución, se ha mejorado la calidad de la energía en el lugar o sitio del cliente y hasta, en el punto de origen de los disturbios.

1.7 METODOLOGÍA GENERAL PROPUESTA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

Los problemas de calidad de la energía comprenden un amplio rango de fenómenos diferentes, descritos mas adelante. Cada de estos fenómenos puede tener una variedad de causas diferentes y diferentes soluciones. A continuación se muestra los pasos generales que son a menudo requeridos en una investigación de calidad de la energía.

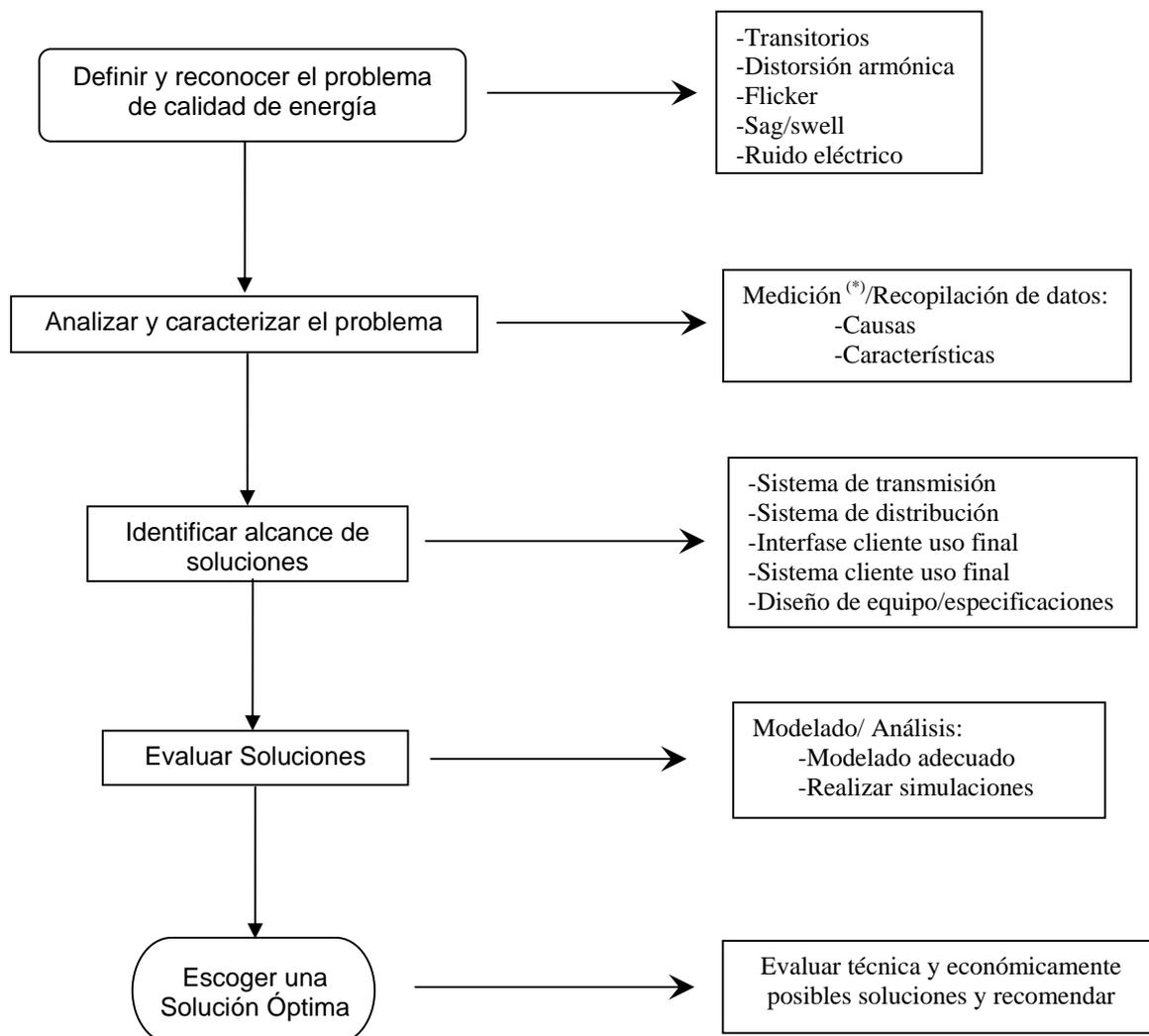


Diagrama de flujo de metodología para la evaluación de los problemas de calidad de la energía

(*) Nota: Esta actividad se omitió por no representar uno de los objetivos de ésta tesis.

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el *capítulo 1* se presenta la introducción, la finalidad que se buscó al desarrollar el presente trabajo, como lo son el objetivo general y los objetivos particulares; la motivación que dio origen a la misma: justificación de la tesis; la publicación de los resultados y las aportaciones de la tesis, el estado del arte, la metodología general propuesta para la solución de problemas de calidad de la energía y por último, la estructura de la tesis.

El *capítulo 2* examina todo lo referente a los disturbios de calidad de la energía, como son sus orígenes, definiciones e importancia, clasificaciones, costos generados por carecer de la misma, así como sus principales causas y efectos a detalle de cada una de las perturbaciones comprendidas en esta clasificación.

El objetivo del *capítulo 3* es el desarrollo de una metodología analítica para problemas de transitorios de maniobra en bancos de capacitores en paralelo, aplicada a casos de estudio con su respectiva solución con apoyo de simulación computacional. Lo tópicos de estudio fueron seleccionados por ser los mas comunes en cuanto a la ocurrencia que se presentan en redes de distribución, con características arriba mencionadas. Las soluciones anteriores se compararon y graficaron con la curva ITI, con el fin de saber previamente, si se presentarán o no problemas en las instalaciones con equipo sensible y crítico, por perturbaciones de esta índole.

En el *capítulo 4* se desarrolló una metodología particular al problema de distorsión armónica, dándose una amplia explicación acerca de las características, causas y efectos típicos de armónicas en sistemas de potencia, así como su mitigación y límites de especificación nacional. Se analizaron tres casos computacionalmente, uno comprende los problemas por alta distorsión armónica de voltaje y /o corriente por resonancia de la red al mejorar el factor de potencia junto con la conexión de cargas no lineales de gran capacidad, así como su solución con filtro antirresonante. Otro de los casos es por un horno de arco eléctrico, el cual se modelo para análisis armónico con peor caso y caso típico de operación de este y, su solución con la conexión de tres filtros pasivos sintonizados a las armónicas de mayor interés. El tercer y último caso fue el de una red industrial, que tiene cargas no lineales de idéntica capacidad y que aplicando un método de cancelación de armónicas en la forma de conexión del transformador que alimenta a estas, se eliminó totalmente cualquier distorsión armónica aguas arriba del transformador en cuestión. Cabe señalar que las soluciones para los tres casos se compararon con la especificación nacional de interés, cumpliendo con sus respectivos límites, para cada uno de ellos.

En el *capítulo 5*, se presentan las fluctuaciones de voltaje y el efecto de parpadeo (flicker), con sus orígenes, explicación matemática, tipo de cargas, parámetros de medición, técnicas de mitigación y evaluación por método analítico. El caso a simular en este capítulo es con el funcionamiento de una maquina soldadora, con el apoyo de una metodología analítico-computacional de análisis de parpadeo (flicker) y, aplicando diferentes soluciones, incluyendo alguna con tecnología custom power.

Finalmente, en el *capítulo 6* se puntualizan las conclusiones a que se llega en este trabajo, así como las recomendaciones encontradas en el desarrollo de la investigación, y se sugieren ideas para trabajos a futuro.

Capítulo II.- Revisión de Fenómenos de Calidad de la Energía y sus Efectos

2.1 Calidad de la Energía Eléctrica

2.1.1 Introducción

Tanto las compañías de distribución como los usuarios finales de la energía eléctrica están involucrados con la calidad de la energía eléctrica. Este término es aplicado a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos en el sistema de potencia. Algunos disturbios son nuevos y otros no. Hay cuatro grandes razones para ocuparse de la calidad de la energía eléctrica [1]:

- Las cargas actuales son generalmente más sensibles a la calidad de la energía eléctrica que las del pasado, debido a que contienen controles basados en microprocesadores y moderna electrónica de potencia. Este equipo también es causante de disturbios para otros cargas y/o consumidores.
- La necesidad de mayor eficiencia global en sistemas de potencia ha obligado a utilizar masivamente controladores de velocidad variable para motores, computadoras, alumbrado de descarga, capacitores en paralelo, etc., estos últimos para corregir factor de potencia y reducir pérdidas. Con esto se incrementa los niveles de armónicas en las instalaciones y aumenta la preocupación por el impacto en las condiciones actuales y futuras del SEP.
- Incrementar la conciencia de la calidad de la energía en la distribución a los usuarios finales. Los usuarios deberán tener una mayor atención acerca de interrupciones de servicio, depresiones y elevaciones de voltaje, transitorios por maniobra, armónicas, flicker, etc.; exigiendo al suministrador mejorar la calidad de la energía entregada
- La cada vez más creciente tendencia a la interconexión de los sistemas eléctricos a nivel de sistemas de potencia y de las instalaciones industriales, trae como resultado una mayor cantidad de procesos integrados, lo que significa que una falla en cualquier componente tiene consecuencias más importantes.

La principal de estas razones es incrementar las utilidades de los productores usando equipo más eficiente, beneficiando con esto al SEP al crecer menos la demanda y requerir menos inversiones. Es interesante hacer notar que el equipo instalado para aumentar la productividad es el que sufre más con los disturbios comunes. Este equipo es algunas veces fuente adicional de problemas de calidad de la energía [18].

2.1.2 Antecedentes históricos

El hecho de que la calidad de la energía se ha vuelto un problema actual, no significa que no era importante en el pasado. Todas las compañías suministradoras en el mundo tienen por décadas trabajando en la mejora de lo que ahora es conocido como calidad de la energía. Y actualmente, incluso el término ya ha estado en uso durante un tiempo largo. La mención más antigua del término 'calidad de la energía' conocido a un autor fue en un artículo publicado en 1968. El artículo detalla un estudio por la marina naval de EE.UU., detrás de las especificaciones requeridas de energía por su equipo electrónico. Ese artículo da una apreciación global notablemente buena del campo de la calidad de la energía, incluyendo el uso de equipo de monitoreo y sugiere el uso de un interruptor estático de transferencia. Varias publicaciones aparecieron poco después con el uso del término calidad de la energía en relación a los sistemas de potencia de aviones (1969-70). Ya en 1970 la 'alta calidad de la energía' se menciona como uno de los objetivos del diseño de los modernos sistemas de potencia, junto con la 'seguridad', 'confiabilidad del servicio' y 'bajo costo de instalación y operación'. Aproximadamente al mismo tiempo el término 'calidad de voltaje' fue usado en países escandinavos y en la Unión Soviética, principalmente con referencia a variaciones lentas de la magnitud de voltaje [2].

2.1.3 Definiciones e importancia

En muchas ocasiones el término calidad de la energía es confuso con otras definiciones que, aunque aplicamos sin distinción no significan lo mismo, como son: [3]

- *Calidad del servicio*: se refiere a la relación contractual/comercial entre el suministrador y el usuario.
- *Calidad del suministro*: se refiere a la continuidad del servicio.
- *Calidad de la energía*: se refiere a las características de la onda de tensión del suministro de energía eléctrica y posibles disturbios que se puedan presentar.

Esta última definición es el tema central que ocupa interés en esta tesis, aunque no se está de acuerdo del todo con el término *calidad de la energía*, sí se está con el hecho que se ha vuelto un aspecto muy importante de la energía entregada, especialmente de la segunda mitad de los 90's a la actualidad. Algunos autores la han definido de la siguiente manera: "cualquier problema de energía eléctrica manifestado en variaciones de voltaje, corriente o frecuencia que resulte en falla o malfuncionamiento de equipo eléctrico" [1].

La definición del IEEE estándar 1100-2005, conocido también como libro esmeralda [4], acerca del término es: "el concepto de suministro y puesta a tierra de equipo electrónico de una manera que sea apropiada para el funcionamiento de ese equipo y compatible con la premisa de la instalación eléctrica y otro equipo conectado".

También se puede definir como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario, esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico [5].

Algunos comunes síntomas de problemas de calidad de la energía en instalaciones son:

- Inexplicables disparos o paros en equipos.
- Daño ocasional o falla en componentes de equipos.
- Control errático en desempeño de equipo.
- Bloqueos aleatorios y errores de datos
- Sobre calentamiento en componentes del sistema de potencia.

Los problemas de la calidad de la energía pueden ser complicados, involucrando instalaciones eléctricas del usuario, fenómenos naturales tales como descargas atmosféricas interactuando con equipo del usuario y conexiones del equipo al sistema eléctrico de potencia [18].

Otras importantes definiciones, es la relativa al tipo de carga, aquí también hay una clasificación con diferentes tipos, como son:

-*Carga crítica*.-son todos aquellos dispositivos o equipos cuya falla para operar satisfactoriamente pone en peligro o riesgo la salud o la seguridad de personal, y/o resulta en pérdidas de funciones, pérdidas financieras o daño a propiedad considerada como crítica por el usuario [4]. Por ejemplo, un paro no programado en un molino de laminación es muy costoso,

mientras que la pérdida de un centro de información en un banco o el mal funcionamiento de los sistemas de diagnóstico en un hospital pueden ser catastróficos.

-*Carga sensible*.- aquella que requiere de un suministro de alta calidad, esto es, libre de disturbios. Cabe mencionar por ejemplo que el equipo electrónico es más susceptible a los disturbios que el equipo electromecánico tradicional [6].

Hay muchas interpretaciones incorrectas con respecto a las causas de los problemas en la calidad de la energía. Las gráficas de la *figura 2.1* muestran los resultados de un estudio realizado por una compañía suministradora [1] en el que se encuestaron a suministradores y usuarios con respecto a las causas de los problemas en la calidad de la energía eléctrica. Como puede verse en las gráficas siguientes, las perspectivas de la compañía suministradora y de los usuarios de la energía son diferentes. Los proveedores de energía piensan que los usuarios causan más problemas de calidad de la energía eléctrica y los usuarios piensan lo contrario.

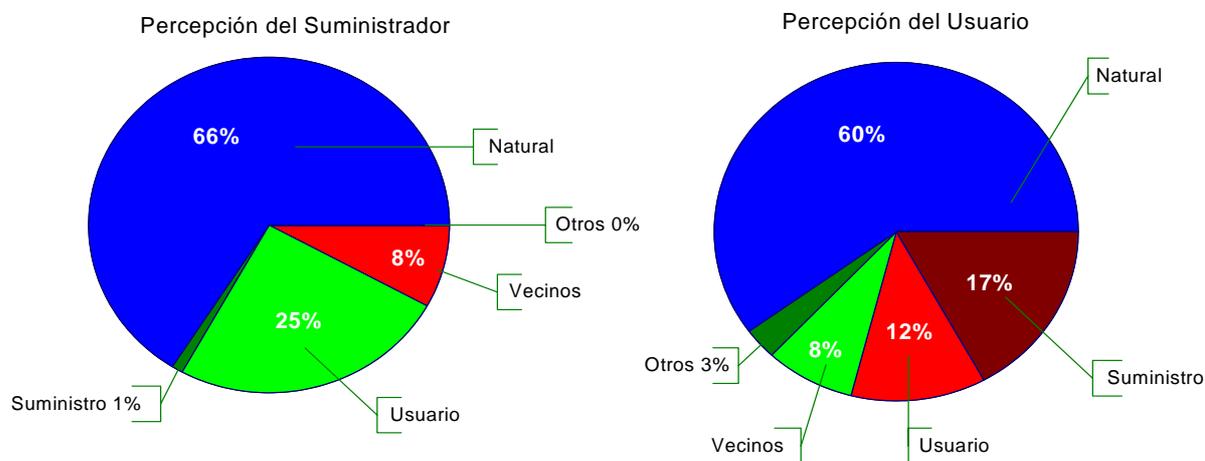


Figura 2.1 Resultados de la encuesta sobre las causas de problemas de calidad de la energía [1]

Cuando hay problema de energía con algún equipo en particular, el usuario final puede de inmediato quejarse a la compañía suministradora de que una falla o variación, está causando el problema. Sin embargo la compañía no detecta ningún fenómeno anormal en el alimentador del usuario. Esto puede suceder porque hay muchos eventos que resultan en problemas para el usuario y que nunca se muestran en las estadísticas de la compañía [18].

Un ejemplo es el switcheo de capacitores, lo cual es una operación común y normal en los sistemas de distribución, que sin embargo puede causar sobrevoltajes transitorios que pueden alterar la maquinaria de manufactura. Otro ejemplo es la falla momentánea en otra parte del sistema que causa una disminución de voltaje breve (sag) en el usuario en cuestión. Esto puede causar que un control de velocidad variable de motor falle, sin que el suministro tenga alguna indicación de que algo anda mal, a menos que se tenga un medidor de calidad de la potencia eléctrica [18,20].

Además de los problemas de calidad reales, hay problemas que se perciben como tales, pero que se relacionan con malfuncionamiento de hardware, software o sistemas de control. Los componentes electrónicos pueden degradarse por el continuo efecto de transitorios de voltaje y fallar eventualmente en eventos de poca magnitud. En estos casos es difícil asociar la falla con la causa específica.

Como respuesta al creciente asunto de la calidad de la potencia el sistema de distribución debe desarrollar programas que permitan responder al interés del usuario. Los alcances de estos programas deben ser reactivos para responder a los problemas del usuario y activos para ayudar a instruir al usuario y promover servicios que puedan ayudar a desarrollar soluciones a problemas de la calidad de la potencia.

En estos análisis se debe considerar el factor económico, algunas veces no es barato eliminar las variaciones de calidad de la energía sino hacer menos sensible a elementos de carga específicos. El nivel adecuado de calidad de la energía es aquél en el que todo el equipamiento de una rama industrial opere normalmente [18].

La calidad de la energía como tal es difícil de evaluar en otras utilidades y servicios. No es fácil aceptar la definición de “calidad de la energía”, hay normas para tensión y otros criterios que miden diversos parámetros, sin embargo lo esencial de la medición de la calidad de la energía es determinar el funcionamiento normal y la productividad del equipo del usuario final. Si la calidad de la energía es inadecuada para estas necesidades, la calidad está fallando [20].

2.1.4 Calidad de la energía como calidad de voltaje

En muchos casos la calidad de la energía se considera como la calidad de voltaje o tensión que suministra la compañía, porque la tensión es el único parámetro que puede mantenerse dentro de ciertos límites. De tal manera que un voltaje de buena calidad tiene amplitud estable, frecuencia constante, poca distorsión armónica, no tiene ruido, no presenta muescas y/o transitorios y en el caso de voltajes trifásicos no hay desbalance. Las corrientes no se pueden controlar por la compañía para diversas cargas. Sin embargo el voltaje debe ser una onda sinusoidal de 60 Hz, las variaciones considerables de la frecuencia y la deformación de la onda son problemas potenciales para la calidad de la energía, entre otras cosas.

Desde luego que hay ciertas relaciones entre voltaje y corriente en el SEP. En diversos monitoreos se ha encontrado que existen una variedad de disturbios que afectan a la calidad de energía eléctrica de los usuarios, estos disturbios pueden tener orígenes variados ya que el voltaje y la corriente siempre mantienen una estrecha relación en un sistema eléctrico. A pesar de que los generadores se encargan de producir una señal casi perfectamente sinusoidal de la magnitud deseada de voltaje, al momento de pasar a través de la impedancia del sistema puede sufrir una serie de perturbaciones, como por ejemplo [1]:

- La corriente resultante de corto circuito causa disminución de voltaje o de plano se hace cero.
- Las corrientes originadas por las descargas atmosféricas al pasar a través del SEP dan lugar a voltajes de impulso altos que pueden causar flameo del aislamiento y originar otros fenómenos como corto circuitos.
- Las corrientes distorsionadas de cargas productoras de armónicas también distorsionan el voltaje cuando ellas pasan a través de las impedancias del SEP. Este voltaje distorsionado es entregado a otros usuarios (cargas).

Por lo tanto a pesar de que el voltaje es lo que interesa a la calidad de la energía eléctrica, se debe partir de que el origen del fenómeno de problemas de calidad está en la corriente distorsionada.

2.1.5 Costos de la Calidad de Energía

Como ya se menciona, la falla de un equipo crítico implica daño económico o poner en riesgo la seguridad personal. Una falla en una planta mediana en EE.UU. que le lleve 4 horas restablecer producción representa un gasto de \$10,000 dólares en promedio [6].

El costo de un disturbio de energía se puede determinar mediante la ecuación (2.1) [7-8]:

$$\text{Costo total del disturbio de energía (en dólares)} = A+B+C+D \quad (2.1)$$

donde:

A= costo de la mano de obra de trabajadores afectados, en dólares,

B= servicios ó pérdidas de producto (materias primas), en dólares,

C= costos del arranque, en dólares,

D= costos ocultos, en dólares.

El valor de A, B, C y D se calculan, con las ecuaciones (2.2), (2.3), (2.4) y (2.5), respectivamente:

$$A = E \times F (G +H) \quad (2.2)$$

$$B = I \times J \quad (2.3)$$

$$C = K \times L (G +H) + M \times J \quad (2.4)$$

$$D = N \times O \quad (2.5)$$

donde:

E= número de empleados afectados,

F= duración del disturbio de energía/interrupción, en horas,

G= salario base por hora de los empleados afectados, en dólares,

H= costo de tiempo extra por empleados afectados, en dólares,

I= unidades de servicios o pérdidas de producto debido al disturbio de energía,

J= costo por unidad de servicio ó pérdidas/repación de producto debido al disturbio de energía,

K= tiempo de arranque, en horas,

L= número de empleados involucrados en el arranque,

M= unidades de equipo dañado debido al arranque,

N= elemento(s) de costos ocultos,

O= costo en dólares por elemento oculto.

Además del costo de la interrupción, debe considerarse el costo del equipo dañado y el costo de oportunidad, tal como el pago de intereses. El costo de los problemas relacionados con la calidad de la energía solo en EE.UU. se estima en 119 mil millones de dólares (en el año 2003), y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales por interrupciones momentáneas y otra clase de disturbios [9-10]. Se ha dado énfasis a que esa disponibilidad iguala la viabilidad. Si las compañías no tienen las soluciones confiables para el funcionamiento continuo de su equipo, ellas pierden dinero. Aquí se muestran unas estadísticas (*tabla 2.1*) que cuantifican los verdaderos costos del tiempo fuera de servicio de los sistemas para distintos sectores en dólares (EE.UU.) [11].

Sector Industrial	Ingreso/Hora	Ingreso/Empleado-Hora
Energía	\$2,817,846	\$569,20
Telecomunicaciones	\$2,066,245	\$186,98
Manufacturero	\$1,610,654	\$134,24
Instituciones Financieras	\$1,495,134	\$1,079,89
Tecnología de la Información	\$1,344,461	\$184,03
Aseguradora	\$1,202,444	\$370,92
Venta al Menudeo	\$1,107,274	\$244,37
Farmacéuticas	\$1,082,252	\$167,53
Bancos	\$996,802	\$130,52
Procesos de Bebidas/Comidas	\$804,192	\$153,10
Productos al Consumidor	\$785,719	\$127,98
Químicos	\$704,101	\$194,53
Transportación	\$668,586	\$107,78
Empresas de Servicios Públicos	\$643,250	\$380,94
Seguridad Social	\$636,030	\$142,58
Recursos Naturales/Metales	\$580,588	\$153,11
Servicios Profesionales	\$532,510	\$99,59
Electrónica	\$477,366	\$74,48
Construcción e Ingeniería	\$389,601	\$216,18
Medios de Comunicación	\$340,432	\$119,74
Hospitalidad y Viajes	\$330,654	\$38,62
Promedio	\$1,010,536	\$205,55

Tabla 2.1 Estadísticas de costos de tiempo fuera de servicio de los distintos sectores (en EE.UU.)

2.1.6 Fenómenos electromagnéticos

La IEC clasifica al fenómeno electromagnético en disturbios agrupados, como se observa en la *tabla 2.2* [1]:

Fenómenos de Conducción en Baja Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Armónicas, Interarmónicas • Sistemas de señal (Carrier en líneas de potencia) • Fluctuaciones de voltaje • Disminuciones de voltaje e interrupciones • Desbalance de voltaje • Variaciones en la frecuencia del sistema • Voltajes inducidos de baja frecuencia • CD en circuitos de CA
Fenómenos de Radiación en Baja Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Campos magnéticos • Campos eléctricos
Fenómenos de Conducción en Alta Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Inducción continua de ondas de voltajes o corrientes • Transitorios unidireccionales • Transitorios oscilatorios
Fenómeno de Radiación en Alta Frecuencia
<ul style="list-style-type: none"> • Campos magnéticos • Campos eléctricos • Campos electromagnéticos <ul style="list-style-type: none"> - Ondas continuas - Transitorios
Fenómenos de descarga electrostática (ESD)
Pulso nuclear electromagnético (NEMP)

Tabla 2.2 Principales fenómenos causados por disturbios electromagnéticos

2.1.7 Categorías y Características de los Problemas de Calidad de Energía

La tabla 2.3 [12] provee información considerando el contenido de espectro típico, duración y magnitud apropiada para cada categoría del fenómeno electromagnético.

Categorías	Contenido de Espectro Típico	Duración Típica	Magnitud de Voltaje Típico
<i>Transitorios</i>			
Impulso			
Nanosegundo	5 ns elevación	<50 ns	
Microsegundo	1 μs elevación	50 ns-1 ms	
Milisegundo	0,1 ms elevación	> 1ms	
<i>Oscilatorio</i>			
Baja frecuencia	< 5 kHz	0,3-50 ms	0-4 pu
Mediana frecuencia	5-500 kHz	20 μs	0-8 pu
Alta frecuencia	0,5-5 MHz	5 μs	0-4 pu
<i>Variaciones de corta duración</i>			
<i>Instantánea</i>			
Interrupción		0,5-30 ciclos	<0.1 pu
Sag (dip)		0,5-30 ciclos	0,1-0,9 pu
Swell		0,5-30 ciclos	1,1-1,8 pu
<i>Momentánea</i>			
Interrupción		30 ciclos-3 s	<0,1 pu
Sag (dip)		30 ciclos-3 s	0,1-0,9 pu
Swell		30 ciclos-3 s	1,1-1,4 pu
<i>Temporal</i>			
Interrupción		3 s-1 min	<0,1 pu
Sag (dip)		3 s-1 min	0,1-0,9 pu
Swell		3 s-1 min	1,1-1,2 pu
<i>Variaciones de larga duración</i>			
Interrupción sostenida		> 1 min	0,0 pu
Bajos voltajes		> 1 min	0,8-0,9 pu
Sobre voltajes		> 1 min	1,1-1,2 pu
<i>Desbalance de voltaje</i>		Estado estable	0,5-2 %
<i>Distorsión de la forma de onda</i>			
Componente de C.D.		Estado estable	0- 0,1 %
Armónicas	0-100 armónica	Estado estable	0-20 %
Interarmónicas	0-6 kHz	Estado estable	0-2 %
Notching		Estado estable	
Ruido	Ancho de banda	Estado estable	0-1 %
<i>Fluctuaciones de voltaje</i>	< 25 Hz	Intermitente	0,1-7 % 0,2-2 Pst
<i>Variaciones a la frecuencia del sistema</i>		< 10 s	

Notas: s: segundo, ns: nanosegundo, μs: microsegundo, ms: milisegundo, kHz: kilo hertz, MHz: mega hertz, min: minuto, %: por ciento, pu: por unidad.

Tabla 2.3 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia

2.2 Clasificación de Disturbios

2.2.1 Introducción

Los sistemas de potencia operan con una tensión de línea constante, suministrando energía a una amplia variedad de equipos de carga. Los rangos de niveles de potencia van desde algunos watts a mega watts, y los voltajes en que la energía se genera, transporta, y distribuye de cientos de volts a los cientos de kilo volts. La transmisión y distribución primaria de esta potencia están hechas en alta tensión, desde decenas a cientos de kilo volts para proporcionar transporte eficaz y económico de la energía sobre distancias largas. La utilización final generalmente está en el rango de 120 V (residencial típica) a menos de mil volts (servicios, comercial e industrial pequeña), y unos miles de volts para cargas más robustas (industrial media y pesada).

Son cuatro los parámetros en los sistemas de potencia: frecuencia, amplitud, forma de onda y simetría, que sirven como marcos de referencia para clasificar al voltaje y los disturbios de potencia conforme a su impacto en la calidad de la onda normal sinusoidal del voltaje del sistema, de lo que [4]:

- Las variaciones en la frecuencia son raras en sistemas conectados al suministrador, pero el grupo motor-generator usado en sistemas de distribución puede experimentar variaciones de frecuencia debido a variaciones de carga y mal funcionamiento de equipo.
- Las variaciones de amplitud pueden ocurrir en varias formas, su descripción es inevitablemente asociada con su duración. Ellas van desde duraciones extremadamente cortas hasta condiciones de estado estable, haciendo la descripción y definición difícil, incluso controversial a veces. Sus causas y efectos necesitan examinarse de cerca para entender los mecanismos y para definir una solución apropiada.
- Las variaciones en la forma de onda ocurre cuando cargas no lineales trazan una corriente que no es sinusoidal. Uno también puede describir una variación de amplitud como la variación de la forma de onda momentánea, pero el significado propuesto del término es una variación estable en la forma de onda, o durando por lo menos durante varios ciclos. Este tipo de disturbio puede ser descrito como distorsión armónica porque es fácil de analizar con la superposición de armónicas a la frecuencia nominal del sistema de potencia.
- El desequilibrio, también llamado desbalance, sucede cuando son desiguales las cargas monofásicas conectadas a sistemas trifásicos y causan una pérdida de equilibrio. Este tipo de perturbación principalmente involucra a máquinas rotatorias y rectificadores trifásicos, y como tales, no reciben amplia atención. El porcentaje por el que el voltaje de una fase difiere del promedio de las otras fases, es la descripción usual de este tipo de perturbación.

2.2.2 Origen de disturbios

Este término puede ser entendido en por lo menos dos contextos o interpretaciones diferentes. *Una* es la preocupación por la fuente de la perturbación, si esta es externa ó interna al sistema de potencia en particular. Típicamente la frontera de un sistema de potencia se define con el watthorímetro, y la referencia se hace al ‘lado del suministrador’ del medidor (lado fuente del suministrador), o en el ‘lado usuario’ del medidor (lado carga usuario). La *otra* interpretación, es la preocupación por la naturaleza de la fuente de perturbación, y se describe entonces en los términos técnicos, tales como en descargas atmosféricas, maniobras de equipo, fallas en el sistema de potencia y cargas no lineales. Dependiendo de las condiciones locales, una puede ser más importante que las otras, pero todas necesitan ser distinguidas. El mecanismo involucrado generando también la perturbación, determina si la ocurrencia es aleatoria o permanente, e imprevisible o fácil de definir. La primera interpretación es motivada por el objetivo de asignar la responsabilidad del problema, y posiblemente el compromiso para una solución. La segunda interpretación es motivada por los objetivos de entender el problema y desarrollar una técnica de solución segura.

La tendencia general de los usuarios es atribuir la mayoría de problemas de su equipo a la compañía suministradora. Sin embargo se localizan muchas otras fuentes de perturbaciones dentro de las instalaciones y son atribuibles al funcionamiento de otros equipos de usuarios finales. Finalmente, hay fuentes de disturbios no asociados con la energía de entrada al equipo, tales como: descargas electrostáticas al equipo cercano o cables, interferencia electromagnética radiada (EMI), diferencias de potencial a tierra y errores de operación (ver *figura 2.2*) [4].

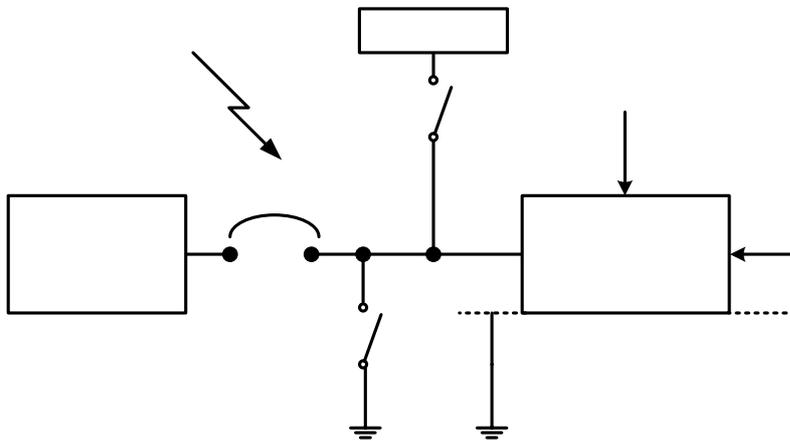


Figura 2.2 Fuentes de disturbio en las cargas (externas e internas)

2.3 Fenómenos de Calidad de Energía

2.3.1 Transitorios

El término transitorio ha sido usado mucho tiempo en el análisis de las variaciones de los sistemas de potencia para denotar un evento que es indeseable pero momentáneo en naturaleza. Otra definición de uso común es amplia en alcance y condición, simplemente dice que un transitorio es 'esa parte del cambio en una variable que desaparece durante la transición de la condición de operación de un estado estable a otro'. Desafortunadamente, esta definición puede ser usada para describir algo casi inusual que ocurra en el sistema de potencia. El término transitorio es comúnmente usado para referir un cambio abrupto en la forma de onda de voltaje o corriente [1]

En general, los transitorios pueden ser clasificados en dos categorías, por impulso y oscilatorio. Estos términos reflejan la forma de onda del transitorio de voltaje o corriente. Estas dos categorías son descritas a continuación.

2.3.1.1 Impulso

Un transitorio por impulso es un cambio repentino de potencia a una frecuencia distinta de la fundamental, en la condición de estado estable de voltaje, corriente o ambos, además es unidireccional en su polaridad (positiva o negativa), la *figura 2.3* muestra un transitorio de este tipo.

Los transitorios por impulso son caracterizados normalmente por sus elevaciones y tiempos de decaimiento, que también puede ser manifestado por su contenido espectral. Por ejemplo: a 1,2/50 μ s 2000-V de impulso transitorio nominalmente se eleva de 0 a su valor de cresta de 2000 V en 1,2 μ s., entonces decae a la mitad de su valor de cresta (pico) en 50 μ s.

La principal causa de transitorios por impulso son las descargas atmosféricas. Debido a que involucran altas frecuencias, los transitorios por impulso, a veces, son amortiguados rápidamente por la componente resistiva del circuito y no son conducidos a largas distancias desde su origen. Pueden excitar la resonancia de los circuitos y producir transitorios oscilatorios [1].

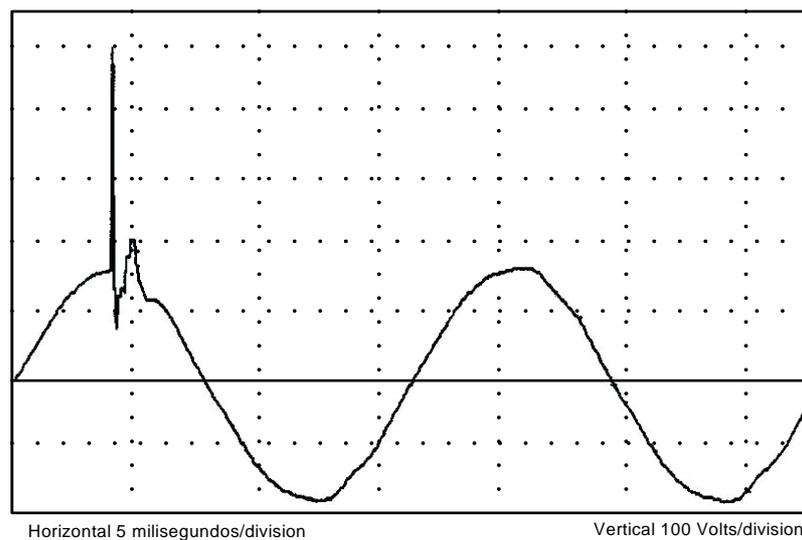


Figura 2.3 Transitorio por impulso

2.3.1.2 Oscilatorio

Son transitorios cuyo valor instantáneo de voltaje o corriente cambia rápidamente de polaridad. Se describen por su contenido espectral (predomina la frecuencia), duración y magnitud. La subclases de contenido espectral son definidas en la *tabla 2.3* como de alta, mediana y baja frecuencia. Los rangos de frecuencia para estas clasificaciones son seleccionados por coincidir con tipos comunes de fenómenos transitorios oscilatorios en sistemas de potencia. En general, esta clase de transitorios, casi siempre son ocasionados por descargas atmosféricas, maniobra de equipos tales como desconexión de líneas, bancos de capacitores (ver *figura 2.4*), etc.

Los transitorios oscilatorios con una componente de frecuencia primaria más grande de 500 kHz y con una medida de duración típica en microsegundos (o varios ciclos a la frecuencia principal), son considerados *transitorios oscilatorios de alta frecuencia*. Estos transitorios son casi siempre debido a algún tipo de operación de maniobra. Estos transitorios son a menudo el resultado de una respuesta de un sistema local a un impulso transitorio.

Un transitorio con una componente de frecuencia elemental entre 5 y 500 kHz con una duración medida en decenas de microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) es llamado *transitorio de frecuencia media*. Esto como resultado de la energización de capacitores escalonada (back to back) y que producen corrientes oscilatorias en decenas de kilo hertz. Este fenómeno ocurre cuando un banco de capacitores es energizado a la proximidad del cierre eléctrico de un banco de capacitores ya en servicio. El banco energizado ve al banco desenergizado como una trayectoria de baja impedancia (limitado solamente por la inductancia del bus al que los bancos son conectados, típicamente de valor bajo). Como resultado del switcheo de cables se pueden producir transitorios de voltaje oscilatorios en el mismo rango de frecuencia. Los transitorios de frecuencia media también pueden ser el resultado de una respuesta del sistema a un impulso transitorio [1,20].

Un transitorio con una componente de frecuencia de primer orden menor a 5 kilo hertz y una duración de 0.3 a 50 ms, es considerado un *transitorio de baja frecuencia*. Esta categoría por fenómeno es frecuentemente encontrada en subtransmisión y en sistemas de distribución y es causada por muchos tipos de eventos. El más frecuente es por la energización de banco de capacitores, que típicamente resulta en un transitorio de voltaje oscilatorio con una frecuencia elemental de entre 300 y 900 Hz. El transitorio tiene un pico de magnitud que puede aproximarse a 2,0 p.u., pero es típicamente de 1,3 a 1,8 p.u. con una duración de entre 0,5 a 3 ciclos, dependiendo del amortiguamiento del sistema.

Los transitorios oscilatorios con frecuencias de primer orden inferiores a 300 Hz, también pueden encontrarse en sistemas de distribución. Estas son generalmente asociadas con ferresonancia y energización de transformadores. Los transitorios que involucran capacitores en serie, también pueden entrar en esta categoría. Ellos ocurren cuando el sistema responde en resonancia con componentes de baja frecuencia en la corriente de energización (inrush) del transformador (2^{da} y 3^{ra} armónica) o cuando condiciones inusuales resulte en ferresonancia.

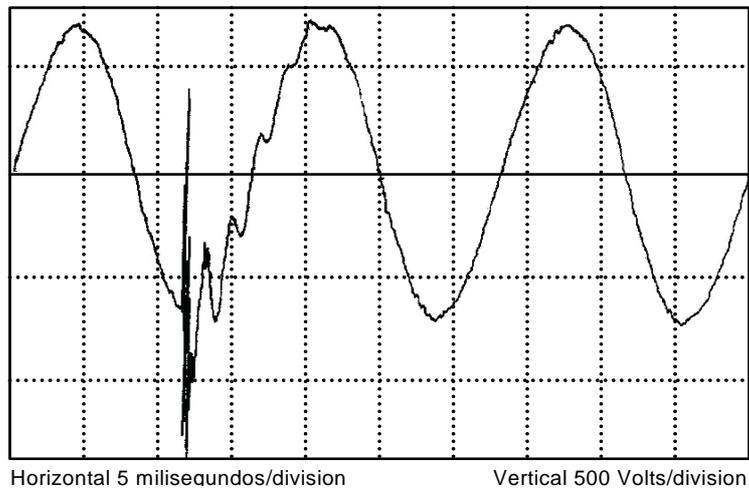


Figura 2.4 Forma de onda de evento de switcheo de capacitores para la corrección del fp

2.3.1.3 Efectos en los equipos debido a los transitorios

Los voltajes transitorios son causados por descargas atmosféricas y maniobras de switcheo, pueden resultar en degradación o falla inmediata del dieléctrico en toda clase de equipo. Una alta magnitud y un tiempo rápido de elevación contribuyen a una descarga disruptiva en equipo eléctrico como máquinas rotatorias, transformadores, capacitores, cables, TC's, TP's y equipo de switcheo. Una aplicación de magnitud más baja repetida de transitorios a este tipo de equipos causa lentas degradaciones y falla ocasional del aislamiento, disminuyendo en el equipo el tiempo medio entre fallas (MTBF). En equipo electrónico, fallas en los componentes del suministro eléctrico pueden resultar de un transitorio único de magnitud relativamente moderada. Los transitorios además pueden causar disparos en falso de variadores de velocidad ajustable debido al acoplamiento de corriente directa por sobrevoltaje en el circuito de protección.

En ambos casos de transitorios (por impulso y oscilatorio) sus efectos son destructivos, ya que involucran grandes cantidades de energía [12].

2.3.2 Variaciones de Corta Duración

Esta categoría abarca la categoría IEC de depresiones de voltajes (dips ó sags) e interrupciones cortas, así como lo opuesto al dip, el swell (aumento o elevación de voltaje). Cada tipo de variación puede ser designada como instantánea, momentánea y temporal, dependiendo de su duración como se define en la *tabla 2.3*.

Las variaciones de voltaje de corta duración son casi siempre causadas por condiciones de falla, la energización o conexión de cargas de gran capacidad que demandan altas corrientes de arranque y conexiones flojas o no firmes en instalaciones eléctricas. Dependiendo del lugar de la falla y las condiciones del sistema, la falla puede causar cualquier descenso o disminución de voltaje en forma temporal (sags), o elevación de voltaje (swells), o una pérdida completa de voltaje (interrupciones). La condición de falla puede ser cercana o distante del punto de atención. En ambos casos, el impacto en el voltaje durante la condición de falla actual es una variación de corta duración, hasta la operación de dispositivos de protección para la liberación de la falla. Los cambios en corriente que caen dentro de las categorías de duración y magnitud, también son incluidas en variaciones de corta duración [1,20].

2.3.2.1 Sag (ó dip)

Es un evento de voltaje con una magnitud de entre 10% y 90% del nominal y una duración entre 0,5 ciclos a 1 minuto. En otras palabras, es una depresión o decremento de voltaje o corriente rms de entre 0,1 y 0,9 p.u. a la frecuencia del sistema, en el tiempo especificado anteriormente, además para la IEC el dip (denominado así por esta) después de ocurrido, es seguido por un restablecimiento de voltaje después, de entre 10 ms a 1 minuto, ver *figura 2.5* [1]. Los voltajes sags son usualmente asociados por fallas (-en su mayoría- de corto circuito) en el sistema, pero también son causados por la energización de cargas de alta potencia o arranque de motores de gran capacidad. Cabe la pena acotar, que bajos voltajes que duran menos de $\frac{1}{2}$ ciclo no pueden ser caracterizados efectivamente como un cambio en el valor rms de el valor de frecuencia fundamental. Por lo tanto, estos eventos son considerados transitorios (descritos anteriormente) [1]. Las duraciones de los sags son subdivididas dentro de 3 categorías -instantáneas, momentáneas y temporales- las que coinciden con las tres categorías de interrupciones y swells.

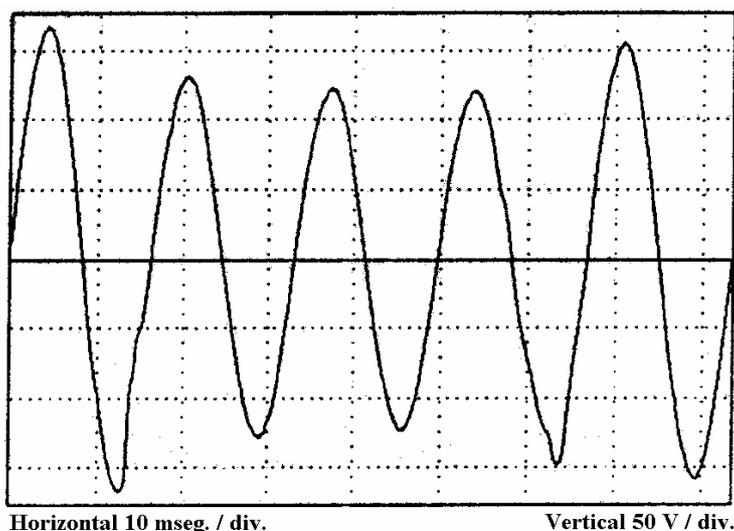


Figura 2.5 Depresión de voltaje

2.3.2.2 Efectos en los equipos debido a sags

Los sags de cortas duraciones, en particular, causan alteraciones en numerosos procesos. Con frecuencia, el sag es sentido por equipo con controladores de proceso electrónico como una falla por el circuito de detección, que da inicio a paros, de otras cargas menos sensibles. Equipo tal como transformadores, cables, barras, switches, relevadores, dispositivos de protección usados para el control de distribución eléctrica, TC's y TP's no deben incurrir en daños o mal funcionamiento debido a sags de corta duración. Un ligero cambio de velocidad en maquinaria de inducción y una leve reducción en salida de un banco de capacitores pueden ocurrir durante el sag. La luz visible de salida de algunos dispositivos de iluminación puede verse reducida brevemente durante un sag [12].

2.3.2.3 Swell

El término swell es introducido como el opuesto a sag (dip). Un swell se define como un incremento temporal de entre 1,1 y 1,8 p.u. de voltaje rms o corriente a la frecuencia del sistema, con duraciones de 0,5 ciclos a 1 minuto. La magnitud del swell también es descrita por su voltaje remanente, en este caso, siempre mayor que 1,0.

Como con los sags, los swells comúnmente son asociados con condiciones de falla en el sistema, pero ellos no son tan comunes como las sags de voltaje, pero pueden ir acompañados de estos últimos. Una forma en que un swell pueda ocurrir, es por una elevación de voltaje temporal en las fases sin falla durante una falla de una fase a tierra (SLG), que son las más comunes en corto circuitos de la red y, son originadas por la acción del viento, árboles que tocan alguno de los conductores, o bien, por las descargas atmosféricas. Los swells pueden también ser causados por la desconexión de cargas de alta capacidad de la línea ó por la energización de un banco de capacitores de gran capacidad [1]. Los swells también suceden tras el rechazo de carga

Los swells son caracterizados por su magnitud (valor rms) y duración. La severidad de un voltaje swell durante una condición de falla esta en función de la localización de la falla (ver *figura 2.6*), de la impedancia del sistema y la conexión a tierra. En operación, un sistema sin conexión a tierra o sistemas con neutro flotante (conexiones delta) con una impedancia de secuencia cero infinita, los voltajes de fase a tierra en fases sin conexión a tierra puede llegar a ser de 1,73 p.u., durante la condición de una falla de fase a tierra (SLG). Cerca de la subestación de un sistema con conexión a tierra, habrá una pequeña o ninguna elevación de voltaje de las fases sin falla, porque el transformador de la subestación es normalmente conectado en delta-estrella, proporcionando una trayectoria de impedancia de secuencia cero baja para la corriente de la falla [17].

El término de *sobrevoltaje momentáneo* es usado por muchos autores como un sinónimo para el término swell. También se le conoce en la literatura como incrementos de voltaje cortos (rms).

2.3.2.4 Efectos en los equipos debido a los swells

Un incremento de voltaje aplicado a equipo por arriba de su valor nominal puede causar falla en los componentes dependiendo sobre la frecuencia de ocurrencia. Dispositivos electrónicos, incluyendo variadores de velocidad ajustable, computadoras y controladores electrónicos, pueden mostrarse en modo o estado de falla inmediata durante estas condiciones. Sin embargo, transformadores, cables, buses, switches, relevadores, dispositivos de protección usados para el

control de distribución eléctrica, TC's, TP's y maquinaria rotatoria, pueden sufrir reducción en su vida útil. Un incremento temporal en voltaje en algunos relevadores de protección pueden traer consecuencias de operaciones no deseadas, mientras que otros no serán afectados. Los swells de voltajes frecuentes en banco de capacitores pueden causar protuberancias en capacitores individuales, mientras que la potencia de salida es incrementada por el banco. La luz visible de salida de ciertos dispositivos de iluminación o alumbrado puede verse incrementada durante un swell temporal. Algunos tipos de dispositivos de protección contra sobretensiones o picos (por ejemplo: varistores, diodos avalancha de silicio) pueden ser destruidos por swells excediendo su valor de voltaje de operación continuo máximo (MCOV) [12,20].

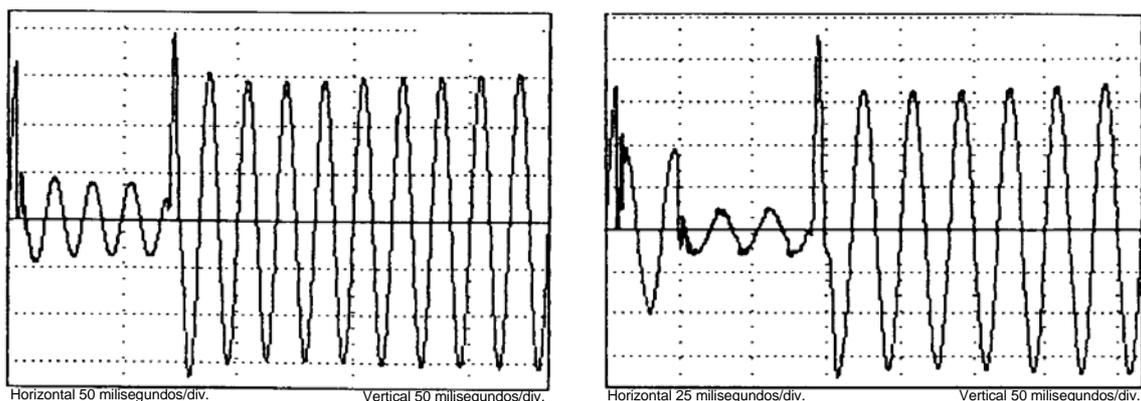


Figura 2.6 Swells de voltaje por una falla remota en el sistema

2.3.2.5 Interrupciones

Una interrupción ocurre cuando el suministro de voltaje o la corriente de carga decrecen a menos de 0,1 p.u. para un período de tiempo que no exceda de 1 minuto.

Las interrupciones puede ser el resultado de fallas en el sistema de potencia -ver *figura 2.7*-, anomalías en los equipos y mal funcionamiento en controles. Las interrupciones son medidas por su duración desde que la magnitud de voltaje es menor de 10% del nominal. La duración de una interrupción debido a una falla en el sistema de suministro esta determinada por el tiempo de operación de los dispositivos de protección del servicio y del evento en particular que causo la falla. Un recierre instantáneo generalmente limitará la interrupción causada por una falla no permanente a menos de 30 ciclos. Un recierre con retardo por el dispositivo de protección puede causar una interrupción momentánea o temporal. La duración de una interrupción también puede ser debido al mal funcionamiento del equipo o conexiones con falsos contactos.

Algunas interrupciones pueden ser precedidas de un voltaje sag, cuando estas interrupciones son debido a fallas en el suministro del sistema. El voltaje sag sucede entre el tiempo de inicio de la falla y el de operación de los dispositivos de protección. En alimentadores fallados, las cargas experimentarán un voltaje sag seguido inmediatamente por una interrupción [1].

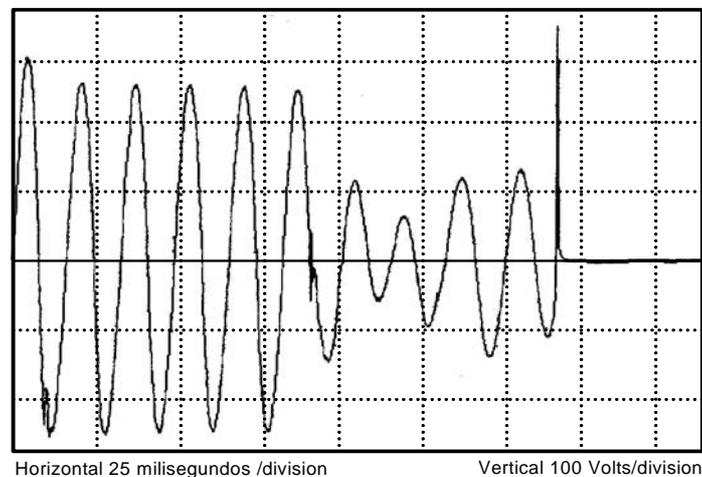


Figura 2.7 Forma de onda en una falla con la subsecuente interrupción

2.3.2.6 Efectos en los equipos debido a interrupciones

Aún interrupciones instantáneas pueden afectar equipo electrónico y de alumbrado causando mal ó nulo funcionamiento. También equipo electrónico incluyendo controladores electrónicos y de potencia, computadoras y controles electrónicos para maquinaria rotatoria, son susceptibles. Interrupciones momentáneas y temporales causarán siempre en los equipos con operación paros, además de causar separación en los contactores de los motores de inducción. Todo esto solamente durando unos cuantos segundos, pero las consecuencias pueden llevar más tiempo: discontinuidad en procesos de producción, pérdida en los contenidos de memoria de computadoras, evacuación de edificios debido al disparo de alarmas contra incendio y a veces daños o averías cuando el voltaje reaparece (puesta en marcha de equipos no controlada) [12].

2.3.3 Variaciones de Larga Duración

Esta categoría abarca desviaciones de la raíz cuadrada media del valor (rms) a la frecuencia del sistema por lapsos de tiempo mayores de 1 minuto. El ANSI C84.1[15] especifica las tolerancias de voltaje en estado estable esperadas en un sistema de potencia. Una variación de voltaje es considerada para ser de larga duración cuando los límites ANSI se exceden para tiempos mayores que 1 minuto.

Las variaciones de larga duración se clasifican en sobrevoltajes y bajo voltajes. Los sobrevoltajes y bajo voltajes generalmente no son por resultado de fallas en el sistema, pero sí por causas de variaciones de carga en el sistema y por maniobras de operación en el sistema.

2.3.3.1 Efectos en los equipos debido a las variaciones de larga duración

Variaciones en el suministro de voltaje durando más tiempo que 1 minuto pueden causar problemas en los equipos. Problemas de sobrevoltaje y bajo voltaje son menos probables que

ocurran en alimentadores de servicios, esto por como la mayoría de los servicios se esfuerzan por mantener $\pm 10\%$ de regulación de voltaje. Problemas de sobrevoltaje y bajo voltaje pueden suceder, sin embargo, debido a alimentadores sobrecargados, incorrecta colocación de tap's en transformadores, fusibles fundidos en bancos de capacitores y bancos de capacitores en servicio durante condiciones de carga ligera. Interrupciones sostenidas pueden ser el resultado de una variedad de causas, incluyendo disparo de interruptores, fusibles fundidos, bloqueo de alimentadores de servicio y falla en los componentes de los circuitos [12].

2.3.3.2 *Sobrevoltaje*

Es un incremento en el valor eficaz del voltaje en CA mayor del 110% a la frecuencia del sistema con una duración mayor de 1 minuto.

Los sobrevoltajes son usualmente el resultado de switcheo de carga (por ejemplo desconexión de cargas grandes) ó variaciones de la compensación reactiva de un sistema (por ejemplo conexión de banco de capacitores). Los sobrevoltajes resultan porque el sistema es pobre en regulación de voltaje deseado o el control de voltaje es inadecuado. El incorrecto ajuste de tap en transformadores también puede producir sobrevoltajes en el sistema [1].

2.3.3.3 *Efectos en los equipos debidos a los sobrevoltajes*

Los sobrevoltajes pueden causar falla en los equipos. Los dispositivos electrónicos pueden experimentar falla inmediata durante las condiciones de sobrevoltaje, sin embargo, transformadores, cables, barras, equipo de switcheo, TC's, TP's y máquinas rotatorias generalmente no muestran falla inmediata. Sobrevoltaje sostenido en los equipos anteriores, pueden resultar en pérdida de vida útil para el equipo. Una condición de sobrevoltaje en algunos relevadores de protección pueden dar como resultado operaciones no deseadas, mientras otros no se afectarán. Una señal de condiciones de sobrevoltaje frecuentes en un banco de capacitores es la protuberancia de botes individuales que alojan a los capacitores. La salida en volts-amperes reactivos (VAR) de un capacitor se incrementará con el cuadrado del voltaje, durante una condición de sobrevoltaje. La luz visible de salida de algunos dispositivos de iluminación o alumbrado puede verse incrementada durante condiciones de sobrevoltaje [20].

2.3.3.4 *Bajo voltaje*

Es una reducción en el valor eficaz del voltaje, menor al 90% del voltaje a la frecuencia del sistema, con una duración mayor de 1 minuto.

Los bajo voltajes son el resultado de los eventos contrarios a los fenómenos que causan los sobrevoltajes. Una conexión de carga de gran potencia, la desconexión de un banco de capacitores, puede causar un bajo voltaje hasta que el equipo de regulación de voltaje del sistema pueda traer de regreso al voltaje dentro de la tolerancia. Los circuitos sobrecargados pueden también ser la causa de bajos voltajes [1].

2.3.3.5 *Efectos en los equipos debido a bajo voltajes*

Los bajo voltajes con duración de más de 1 minuto pueden también causar malfuncionamiento en el equipo. Controladores de motor pueden tener fallas de señal durante condiciones de bajo voltaje. El bajo voltaje en controladores de motor es típicamente del 70-80%

de voltaje nominal. Los bajo voltajes de larga duración causan un incremento de pérdidas por calentamiento en motores de inducción debido al aumento de corriente del motor. Cambios de velocidad son posibles para maquinaria de inducción durante condiciones de bajo voltaje. Dispositivos electrónicos tales como computadoras y controladores electrónicos pueden parar, estando funcionando durante esta condición. Condiciones de bajo voltaje en bancos de capacitores dan como resultado una reducción de salida de potencia del banco, dado que los Volts-Amperes reactivos de salida son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado. Generalmente, condiciones de bajo voltaje en transformadores, cables, barras, equipo de switcheo, TC's, TP's, aparatos de medición y transductores no causan problemas para el equipo. La luz visible de salida de algunos dispositivos de iluminación o alumbrado puede verse reducida durante condiciones de bajo voltaje [12].

2.3.3.6 Interrupciones Sostenidas

Cuando el suministro de voltaje ha sido cero por un período de tiempo de más de 1 minuto, la variación de voltaje de larga duración es considerada como interrupción sostenida. Las interrupciones de voltaje por tiempos mayores a 1 minuto, son a menudo fallas de naturaleza permanente, y requieren intervención humana (manual) para su restauración al sistema [1].

2.3.3.7 Efectos en los equipos debidos a interrupciones sostenidas

El efecto de una interrupción sostenida es un paro o cese normal de funciones del equipo. Excepto para aquellas protegidas por UPS's, u otras formas de dispositivos de almacenamiento de energía.

2.3.4 Desbalance de Voltaje

Como se sabe, los sistemas eléctricos son trifásicos y, debido a la operación misma, regularmente su funcionamiento no es balanceado, lo cuál acarrea problemas por sobrecalentamiento de alguna de las fases. El desbalance está definido como la máxima desviación del promedio de los voltajes o corrientes de las 3 fases, dividido por el promedio de los voltajes o corrientes de las 3 fases, expresada en por ciento. En forma de la *ecuación (2.6)*:

$$\text{Desbalance de Voltaje} = (\text{Máxima Desviación de Promedio de Voltaje}) / (\text{Promedio de Voltaje}) \times 100 \quad (2.6)$$

También puede ser definido usando componentes simétricas, como la relación de la componente de secuencia negativa -ó cero- a la componente de secuencia positiva. Los voltajes de secuencia negativa (V_2) ó cero (V_0) en un sistema de potencia generalmente resultan de cargas desbalanceadas, causando corrientes de flujo de secuencia negativa ó cero.

La fuente primaria de desbalance de voltaje inferior que 2% son cargas monofásicas desbalanceadas en circuitos trifásicos (ver *figura 2.8*). Desequilibrios de voltaje también son resultado de anomalías en banco de capacitores, tales como fusibles fundidos en una fase de un banco trifásico. Desbalance de voltaje severos (mayores que 5 %) son resultado de condiciones de monofaseo [1].

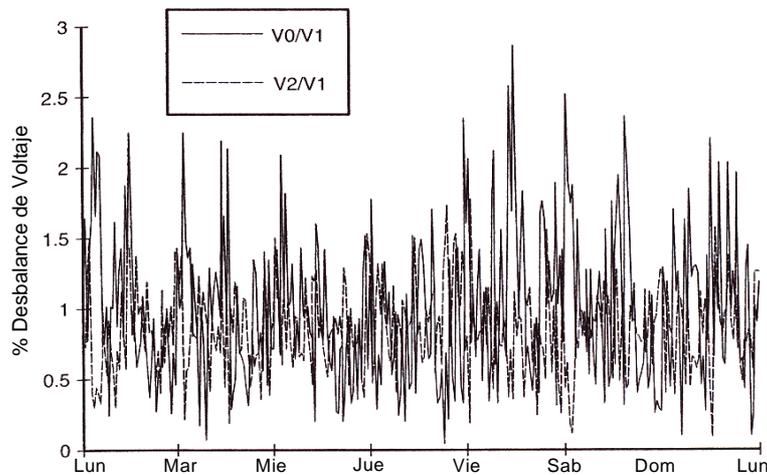


Figura 2.8 Tendencia de desbalance de voltaje en un alimentador residencial

2.3.4.1 Efectos en los equipos debido a desbalance de Voltaje

En general, el servicio de suministro de voltaje es mantenido en un nivel relativamente bajo de desbalance de fase, ya que incluso un nivel bajo de desbalance puede causar una significativa ondulación en el suministro de potencia y efectos de calentamiento en el equipo de los sistemas de generación, transmisión y distribución. El desbalance de voltaje más comúnmente aparece en cargas individuales del usuario, debido a desbalances de carga por fase, especialmente donde son muchas, las cargas monofásicas usadas, como son hornos de arco monofásicos. En estos casos, el sobrecalentamiento en transformadores y motores del usuario, puede ocurrir fácilmente si el desbalance no es el correcto. Desbalance de corriente de fase en motores de inducción trifásicos varía casi al cubo del desbalance de voltaje aplicado a las terminales del motor. Los efectos en otros tipos de equipo son mucho menos pronunciados, aunque desbalances significativos pueden causar problemas de cargabilidad de equipo transportando corriente, como son ductos de bus. Son recomendados niveles de desbalance menores que 1% en todos los niveles de voltaje, para reducir posibles efectos de calentamiento a niveles bajos.

Los voltajes suministrados de servicio son típicamente mantenidos en menos de 1% , aunque 2% no es inusual. Los desbalances de voltajes más grandes que 2% pueden ser reducidos, donde sea posible, balanceando cargas monofásicas por el desbalance de corriente por fase, es usualmente la causa. Desbalances de voltajes mayores que 2% puede indicar, fusibles fundidos en una fase de un banco de capacitores trifásico. Desbalances de voltajes mayores que 5% pueden ser causados por condiciones de monofaseo, durante el cuál una fase de un circuito trifásico se pierde o se desenergiza. Monitoreos de fases son frecuentemente requeridos, para proteger motores trifásicos de los efectos adversos de monofaseo.

2.3.5 Distorsiones en la Forma de Onda

Está definida como la deformación en estado estable de la onda sinusoidal ideal a la frecuencia fundamental, principalmente caracterizada por el contenido espectral de la desviación. Existen 5 tipos principales de distorsión en la forma de onda [12]:

2.3.5.1 Componente de Corriente Directa (Offset)

Es la presencia de una corriente o voltaje de CD en un sistema de potencia de CA. Este fenómeno puede ser causado como resultado de un disturbio geomagnético ó a la presencia en la red de rectificadores de media onda [19] ó aparatos que incluyan diodos.

2.3.5.2 Efectos en los equipos debido a la componente de CD

La corriente directa en redes de corriente alterna puede tener un efecto perjudicial debido al incremento de saturación en el núcleo de los transformadores, en operación normal. Causando con esto calentamiento y pérdidas, repercutiendo en la vida útil del transformador. La CD también puede causar la erosión electrolítica de electrodos y otros conectores de puesta a tierra [17].

2.3.5.3 Armónicas

Son ondas de voltajes o corrientes sinusoidales que tienen frecuencia de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, estas formas de onda se combinan con la frecuencia fundamental y provocan distorsión en la forma de onda -ver *figura 2.9*-. La distorsión armónica es provocada por las características no lineales de los aparatos y por cargas conectadas al sistema.

Estos dispositivos pueden usualmente ser modelados como fuentes de corrientes que inyectan corrientes armónicas dentro del sistema de potencia. Como resultado está la distorsión de voltaje, estas corrientes causan disminución no lineal de voltaje a través de la impedancia del sistema. La distorsión armónica es una preocupación creciente para muchos consumidores y para el sistema de potencia, debido al incremento de la aplicación de equipo de electrónica de potencia.

Los niveles de distorsión armónica pueden ser caracterizados por el espectro completo de armónicas mediante magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónico individual. También es común usar una sola cantidad, la *distorsión total armónica* (THD) como una medida de la magnitud de distorsión armónica (valor efectivo).

Para tratar el interés por caracterizar las corrientes armónicas, por uso consistente, el estándar IEEE-519-1992, define otro término la *demanda de distorsión total* (TDD). Este término es el mismo que el de la distorsión total armónica, excepto que la distorsión es expresada como un por ciento de algún valor de corriente de carga, mejor dicho, es un por ciento de la magnitud de corriente fundamental. El estándar anterior, provee las pautas de niveles de corriente armónica y distorsión de voltaje en circuitos de transmisión y distribución.

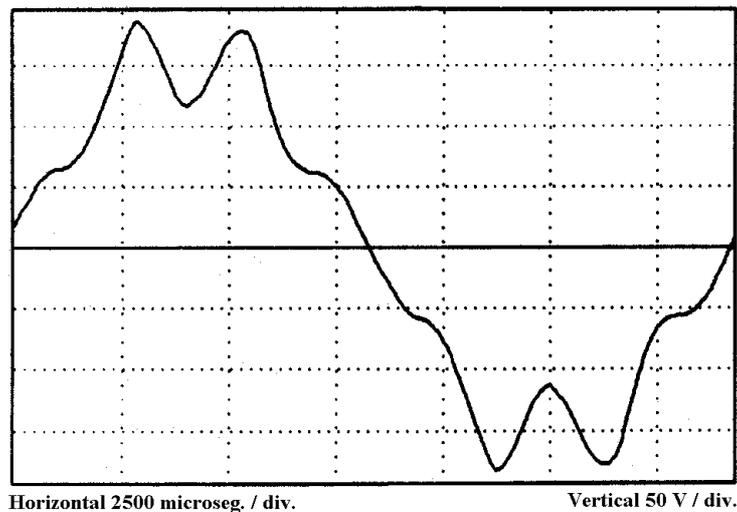


Figura 2.9 Voltaje distorsionado por armónicas

2.3.5.4 Efectos en los equipos debido a las armónicas

La inyección de corrientes armónicas desde las cargas del usuario hacia suministro del sistema de servicio puede causar distorsión de voltaje armónico hasta aparecer en el sistema de servicio de suministro de voltaje. Esta corriente armónica y distorsión de voltaje pueden causar sobrecalentamiento en equipo rotatorio, transformadores y conductores que transporten corriente, falla prematura u operación de dispositivos de protección (tales como fusibles), condiciones de resonancia en los consumidores eléctricos del sistema de potencia, que pueden llevar más allá del deterioro a la operación del sistema eléctrico, y mediciones inexactas. La distorsión de voltaje armónico en sistemas de servicio puede causar los mismos problemas que al equipo del usuario y, pueden causar sobrecalentamiento en transformadores de distribución, conductores que transportan corriente y otro tipo de equipo de potencia [20].

2.3.5.5 Interarmónicas

Son ondas de voltaje o corriente que tienen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia del sistema (ver *figura 2.10*). Ellas pueden aparecer como frecuencias discretas o con un espectro de banda amplia. Las interarmónicas se pueden encontrar en todos los niveles de voltaje. Sus fuentes principales de la distorsión de la forma de onda por interarmónicas son los convertidores estáticos, ciclo convertidores, motores de inducción y aparatos de arco.

2.3.5.6 Efectos en los equipos debido a las interarmónicas

Los efectos de las interarmónicas no se conocen bien, pero se sabe que afectan los sistemas de señales en líneas de potencia (carrier), e inducen al flicker visual en pantallas de dispositivos que tienen tubos de rayos catódicos.

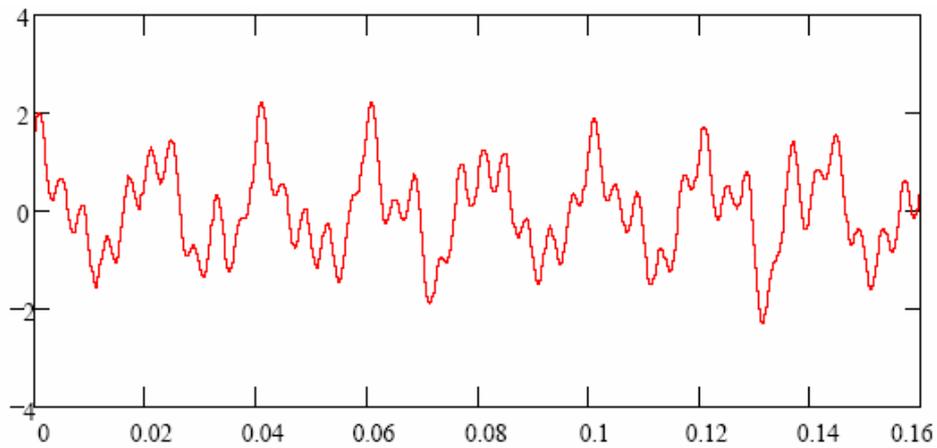


Figura 2.10 Forma de onda con componentes armónicas e interarmónicas

2.3.5.7 Notching

Es un disturbio periódico en el voltaje de alimentación (en forma de muesca o hendidura), que dura menos de medio ciclo y que, inicialmente tiene polaridad opuesta al voltaje normal, de tal forma que el disturbio se resta a la forma de onda nominal, ver *figura 2.11*. Es causado por la operación normal de dispositivos de electrónica de potencia, cuando se realiza la conmutación de la corriente de una fase a otra. Dado que el notching ocurre continuamente (en estado estable), puede ser caracterizado a través del espectro armónico del voltaje afectado. Sin embargo, este es tratado como un caso especial. Los componentes de frecuencia asociados con el notching realmente pueden ser altos y no puedan ser fácilmente caracterizados con medición de equipo, normalmente usado para el análisis armónico.

La causa más común de este fenómeno son los convertidores trifásicos, ya que al realizar la conmutación los SCR's entre cada fase, se está provocando un corto circuito momentáneo. Cuando un SCR se debe encender y el de otra fase se debe apagar hay un momentáneo tiempo en el cual los dos conducen y se ocasiona el corto entre fases [20].

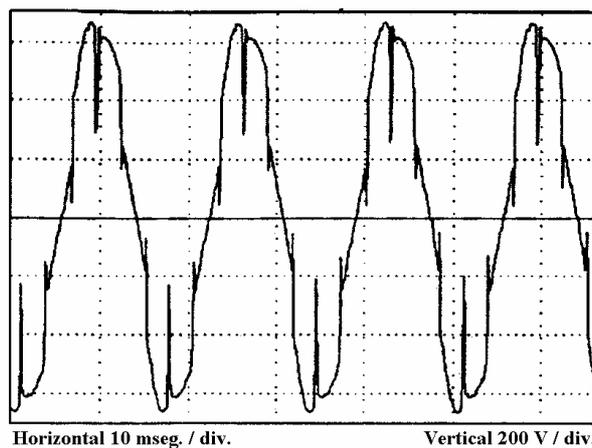


Figura 2.11 Disturbio periódico de voltaje (notching)

2.3.5.8 Ruido

Son señales eléctricas no deseadas con un contenido espectral de ancho de banda inferior a 200 kHz superpuestas a la señal fundamental de corriente o voltaje del sistema de potencia en conductores de fase, o encontrándose en conductores de neutro o cableado de control. En los sistemas de potencia, puede ser causado por dispositivos de electrónica de potencia, circuitos de control, aparatos de arco, cargas con rectificadores de estado sólido [19] y switcheo de fuentes de poder. Los problemas de ruido regularmente son amplificados por aterrizamientos incorrectos. Básicamente, el ruido consiste en cualquier distorsión no deseada, de la señal eléctrica que no puede ser clasificada como distorsión armónica o transitoria, ver *figura 2.12*.

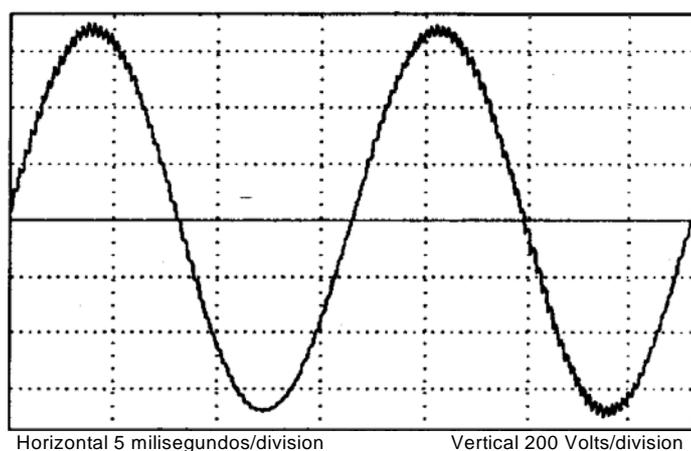


Figura 2.12 Ruido eléctrico

El rango de frecuencia y el nivel de magnitud de ruido dependen de la fuente, qué produce el ruido y las características del sistema. Una magnitud típica de ruido es menos de 1% de la magnitud del voltaje. Existen dos tipos de ruido:

-*Ruido de modo diferencial (normal ó transversal)*: son señales de ruido que aparece entre fase y neutro, pero no entre estos conductores y tierra, (ver *figura 2.13*). El voltaje de fase a tierra es una sinusoidal pura y el voltaje de neutro a tierra es cero. Especialmente peligrosas para los equipos informáticos [16].

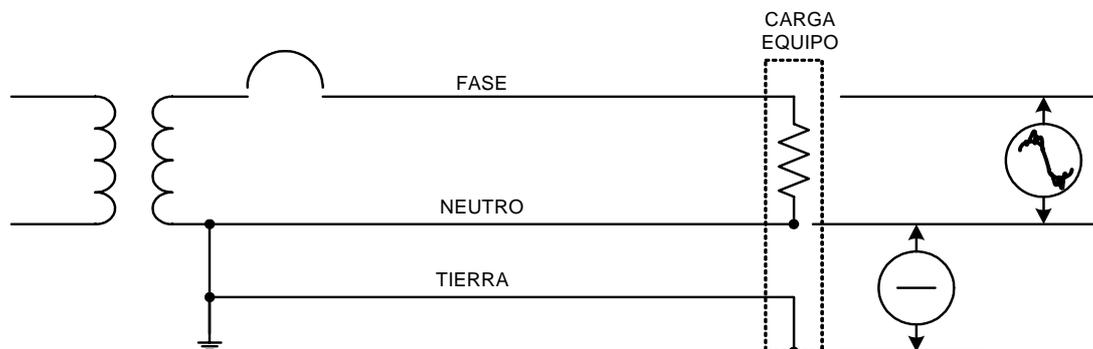


Figura 2.13 Ruido de modo diferencial

-*Ruido de modo común (ó longitudinal)*: es el ruido de voltaje que aparece (con la misma magnitud y en fase) en cualquier conductor que lleva corriente con respecto al conductor de tierra (figura 2.14) [16]. El voltaje de fase a neutro no contiene ruido, es una sinusoidal pura. Este tipo de ruido causa perforación dieléctrica.

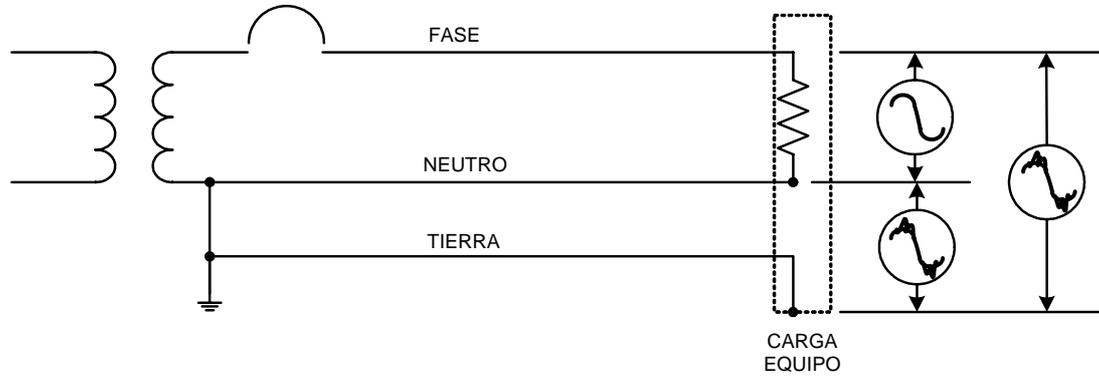


Figura 2.14 Ruido de modo común

2.3.5.9 Efectos en los equipos debido al ruido

El ruido perturba a dispositivos eléctricos, dispositivos basados en microprocesadores incluyendo instrumentación, monitores, displays, controladores y computadoras, la mayoría de veces es causante de daños incipientes en materiales semiconductores y dieléctricos.

2.3.6 Fluctuaciones de Voltaje

Son variaciones sistemáticas en el voltaje o bien, una serie de cambios aleatorios en el voltaje, las cuales regularmente no exceden el rango de 0,95-1,05 pu, ver *figura 2.15*. Comúnmente, se definen por su magnitud rms expresada como un por ciento del valor de la fundamental. Este efecto es provocado por cargas que presentan variaciones continuas y rápidas de corriente, especialmente en la componente reactiva. Los hornos de arco para fundición, así como las soldadoras son las causas más comunes de las variaciones del voltaje en los sistemas de transmisión y distribución [12].

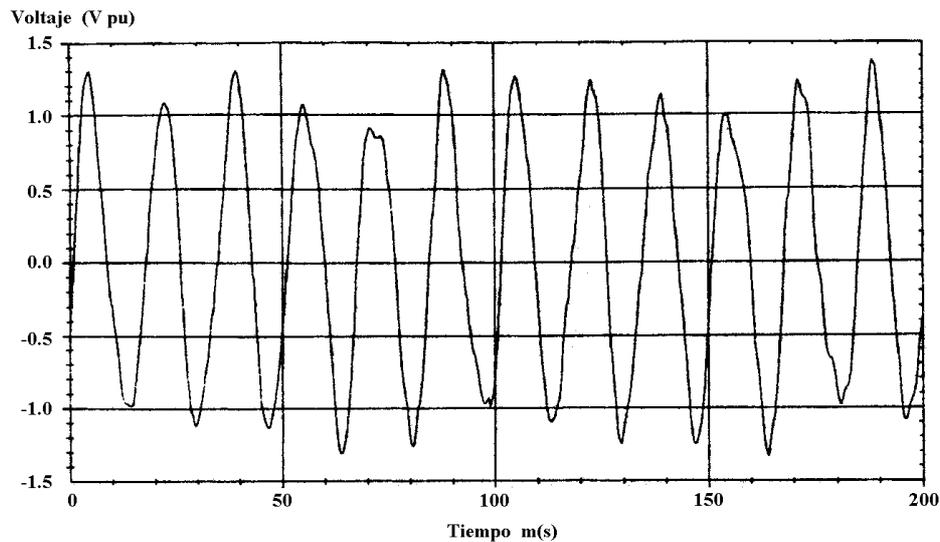


Figura 2.15 Fluctuaciones de Voltaje

2.3.6.1 Efectos en los equipos debido a fluctuaciones de voltaje

Las fluctuaciones en el suministro de voltaje son a menudo manifestadas en variaciones molestas en luz de lámparas incandescentes y alumbrado de descarga (conocido como parpadeo o flicker, ver *figura 2.16*). Una disminución de voltaje repentino de menos de 0,5% puede causar una reducción apreciable en la luz de una lámpara incandescente, mientras que una reducción menos perceptible en luz de lámparas de descarga en gas. Las fluctuaciones de voltaje menores de 7% en magnitud tienen pequeño efecto en otros tipos de cargas de los usuarios.

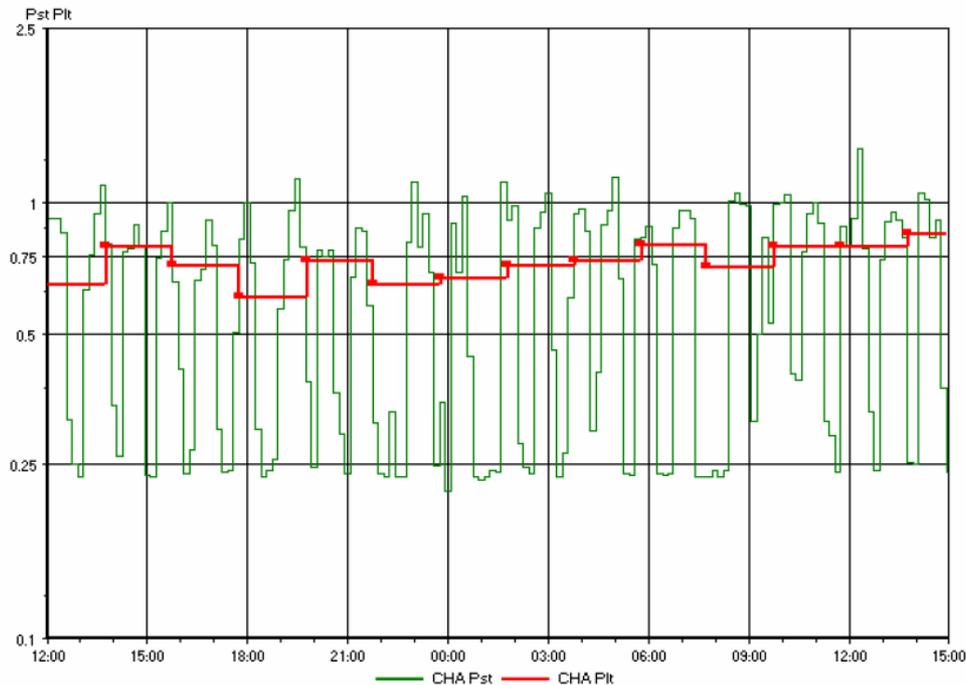


Figura 2.16 Variaciones flicker en el Pac caracterizadas por el Pst y Plt para un período de 24 hrs

2.3.7 Variaciones en la Frecuencia

Son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental en el sistema de potencia, a partir de su valor nominal (60 Hz). La frecuencia del sistema, en cualquier instante, está definida por la relación entre la carga y la capacidad disponible de generación, si este balance dinámico cambia, se presentan pequeños cambios en la frecuencia. La duración y magnitud de los cambios depende de las características de la carga y de la respuesta del sistema de generación ante dichos cambios [1].

2.3.7.1 Efectos en los equipos debido a variaciones en la frecuencia

En general, la compañía suministradora mantiene el control muy cerca de la frecuencia del sistema (fundamental). Ligeras variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico pueden causar severos daños a las flechas del generador y turbina debido a la subsecuente amplia fuerza de torsión desarrollada.

En la *figura 2.17* se observa en resumen las clasificaciones, según el estándar citado [2]:

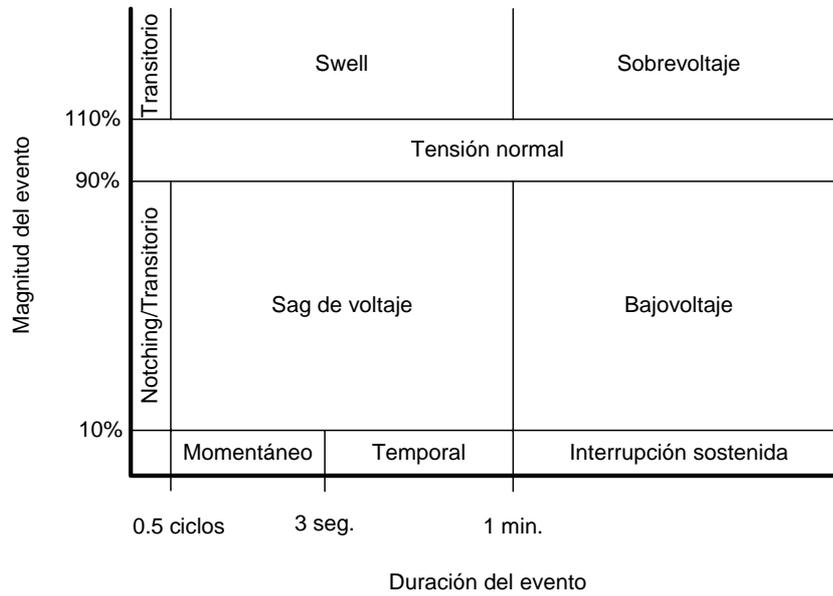


Figura 2.17 Definición de eventos según el estándar IEEE-1159-1995

Capítulo III.- Transitorios por Maniobra en Bancos de Capacitores en Paralelo: Casos de Estudio y Soluciones

*Transitorios por maniobra en bancos de capacitores en paralelo: casos de estudio y soluciones**3.1 Introducción*

Un proceso transitorio en un sistema de cualquier tipo se origina como consecuencia de un cambio en las condiciones de operación o en la configuración del sistema. Los procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia son originados por maniobras, fallas, descargas atmosféricas o variaciones en la demanda de energía. La importancia que tiene su estudio es debido fundamentalmente al efecto que pueden tener en el funcionamiento de un sistema o sobre los equipos que forman parte de ese sistema. Los disturbios por transitorios en sistemas de potencia pueden dañar el equipo de entrada, teniendo potencialmente un gran impacto en la confiabilidad del sistema

Los problemas que pueden dañar los equipos eléctricos son de dos tipos: sobrecorrientes y sobretensiones. Una sobrecorriente puede dañar un equipo eléctrico por una disipación excesiva de calor. En general, la protección frente a sobrecorrientes se realiza mediante dispositivos o equipos de protección especializados. Una sobretensión puede provocar una ruptura dieléctrica, si la parte dañada es un material aislante interno, sólido o líquido, o un arqueo (flameo) si se origina un descarga en un aislamiento externo, es decir, a través del aire. La protección de los equipos eléctricos frente a sobretensiones se realiza escogiendo de forma adecuada su nivel de aislamiento o mediante dispositivos protectores especiales. Para conseguir una protección adecuada en ambos tipos de problemas es necesario conocer las condiciones más adversas que se pueden presentar, y los procesos transitorios con los que se originan [21].

En los sistemas de potencia una alternativa común para realizar control del voltaje, compensar reactivos y liberar capacidad de equipos, es la instalación de bancos de capacitores. Esta alternativa es de un bajo costo comparado con otras soluciones (por ejemplo generadores síncronos). La conexión se realiza en forma de derivación (shunt, en paralelo) y se debe conmutar de acuerdo a la potencia reactiva requerida. Debido a que el voltaje en un capacitor no puede cambiar instantáneamente, la energización de un banco de capacitores resulta en una inmediata disminución en el voltaje del sistema hacia cero, seguido por una rápida recuperación de voltaje y finalmente un transitorio oscilatorio de voltaje superpuesto en la forma de onda fundamental de 60 Hz [20].

Los efectos de las maniobras con bancos de capacitores en redes de distribución dependerán de la localización del banco, del tipo de maniobra, de la potencia reactiva del banco y, de las condiciones de operación en la red. La conexión y desconexión de los bancos capacitivos generan transitorios que afectan el comportamiento de la red al originar variaciones del voltaje (síntomas relacionados con la calidad de la energía) que pueden ocasionar la desconexión de cargas electrónicas sensibles, afectar el aislamiento de equipos, daño en equipo etc. Los equipos que más sufren por transitorios de voltaje son los del tipo electrónico como variadores de velocidad (ASD), PC's, etc., **provocando** reset's en falso. Los sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios relacionados con maniobras en bancos de capacitores son clasificados por su magnitud máxima (pico), frecuencia y duración. Estos parámetros son índices útiles para evaluar impactos potenciales de estos transitorios en el equipo conectado en las instalaciones [20].

En este capítulo se simulan algunos transitorios **típicos o comunes** por switcheo en bancos de capacitores, así como las soluciones implementadas a resolver estos problemas, usando un sistema de distribución industrial, en su representación unifilar. **Utilizando** diferentes partes de este sistema, cinco tipos de transitorios son reproducidos: a) energización inrush, b) energización back-to-back, c) outrush en una falla cercana, d) magnificación de voltaje y, e) transitorio de recuperación de voltaje (TRV) [22].

En resumen

La función básica de un banco de capacitores en paralelo es el de suministrar potencia reactiva al sistema de potencia, en el punto de aplicación, que resultará en [23]:

- ❑ El incremento de nivel de voltaje en el punto de aplicación,
- ❑ La mejoría de regulación de voltaje si las unidades de capacitores son apropiadamente switheadas,
- ❑ La disminución de perdidas en el sistema de potencia por medio de la reducción en corriente reactiva y total,
- ❑ La reducción en demanda de kVA donde la potencia es adquirida y,
- ❑ La disminución de inversión en recursos de la suministradora por kilo watt de carga suministrado.

Los transitorios por switcheo pueden causar [23]:

- ❑ La degradación de aislamiento, resultando en falla del equipo de sistema de potencia,
- ❑ La operación no deseada de apartarrayos y TVSS contra sobretensiones,
- ❑ Interferencia en instalaciones de control en subestaciones,
- ❑ El incremento en potenciales de paso en subestaciones,
- ❑ Severos cierres de servicio en dispositivos de switcheo en banco de capacitores,
- ❑ Disparos innecesarios o daño de equipo electrónico sensible.

3.2 Soluciones al problema de transitorios en bancos de capacitores

Los problemas de calidad de energía en los usuarios, causados por maniobras en bancos de capacitores en sistemas de distribución, pueden ser controlados usando un número de métodos diferentes. Al identificarse el problema, tanto las compañías suministradoras como los consumidores necesitan trabajar juntos para determinar la mejor ingeniería y costo efectivo de la posible solución.

Las posibles soluciones incluyen lo siguiente [24-26]:

- a) Desintonizando el circuito por modificación del tamaño del banco del capacitor, cambiando de lugar, y/o removiendo bancos del servicio,
- b) Las maniobras de switcheo en bancos de capacitores de gran capacidad se deben realizar en más de una etapa,
- c) Usando métodos de control de switcheo para el sobrevoltaje de energización inrush o condición back-to-back con impedancias, resistencias o inductores de pre-inserción o por control de cierre síncrono^(*),
- d) Convirtiendo los bancos de capacitores para corrección por factor de potencia en filtros sintonizados, por adición de un inductor serie,
- e) Aplicación de apartarrayos de óxidos metálicos (ZnO) en barras de AT y MT, disminuyendo con esto los sobrevoltajes en caso de que ocurran,
- f) Aplicando TVSS a las barras de baja tensión, donde transitorios son posibles, mas aun por magnificación,
- g) Una demanda moderada de potencia en el momento de producirse la conexión puede reducir sensiblemente la sobretensión máxima.

(*) Un interruptor puede diseñarse para abrir o cerrar con referencia al sentido de voltaje del sistema y al cruce por cero. Este método requiere que cada polo del interruptor sea controlado independientemente, en sistemas trifásicos los cruces por cero en cada polo están desplazados 120°.

3.3 Metodología para resolver problemas de sobrevoltajes transitorios en bancos de capacitores

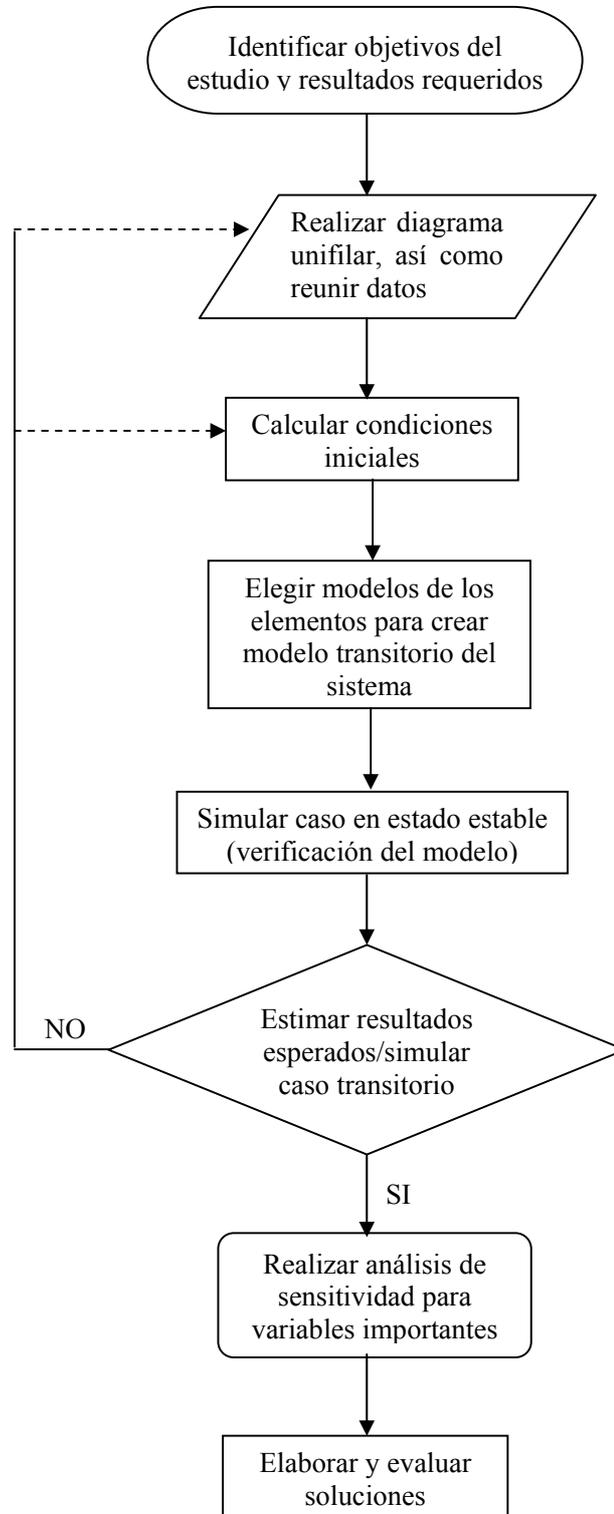


Figura 3.1 Diagrama de flujo de metodología para resolver problemas de sobrevoltajes transitorios en bancos de capacitores

3.4 Curvas CBEMA e ITI

La conocida ‘curva CBEMA’ de la Asociación de Fabricantes de Equipo Comercial de Computadoras, se muestra en la *figura 3.2*, es una gráfica de susceptibilidad que puede ser usada para evaluar la calidad de voltaje de un sistema de potencia con respecto a interrupciones de voltaje, dips ó bajos voltajes, algunos transitorios y swells ó sobrevoltajes. Esta curva fue originalmente hecha como una pauta para ayudar a miembros de la CBEMA en el diseño de fuentes de poder para computadoras y equipo electrónico, de estos. Notando los cambios de suministro de voltaje en la curva, es posible evaluar si el suministro es confiable para la operación de equipo electrónico, que es generalmente el equipo más susceptible en sistemas de potencia.

La curva muestra la magnitud y duración de variaciones de voltaje en el sistema de potencia. La región entre los dos lados de la curva es la envolvente de la tolerancia dentro de la cuál el equipo electrónico se espera que opere confiablemente. En lugar de marcar un punto en la gráfica para cada perturbación medida, esta puede ser dividida en pequeñas regiones con ciertos rangos de magnitud y duración. El número de ocurrencias dentro de cada pequeña región puede ser registrado para proveer una indicación razonable de la calidad en el sistema.

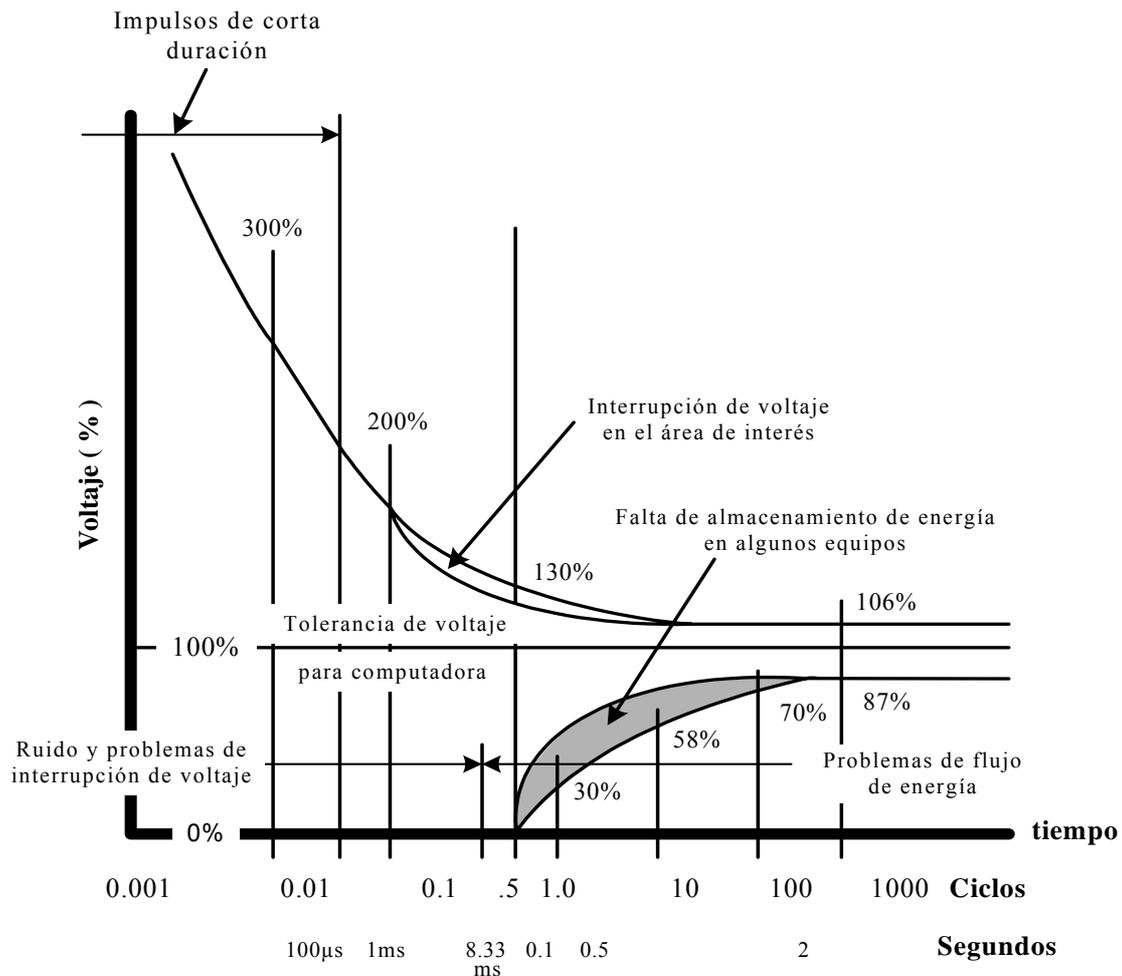


Figura 3.2 Curva CBEMA [FIPS Pub 94]

La CBEMA ha sido renombrada como el Consejo Industrial de Tecnología de la Información (ITIC) y una nueva curva (ITI), se muestra en la *figura 3.3* [27], ha sido desarrollada para sustituir a la curva CBEMA. Sin embargo, debido a la importancia de la curva CBEMA entre las industrias electrónicas y de computación, la curva ITI está considerándose como la nueva CBEMA dentro del círculo de alta tecnología. La principal diferencia entre ellas es que la versión de ITI es una versión en partes y más fácil digitalizar que la curva continua CBEMA. Los límites de tolerancia de diferentes duraciones son muy similares en ambos casos. Aunque actualmente solo la curva CBEMA ha sido oficialmente avalada en IEEE estándar 446 [7], se anticipa que la curva ITI apoye a varios grupos de estándares en un futuro cercano.

Los límites de la curva ITI esta definida a través de siete posibles eventos de perturbaciones [28]:

1.-*Tolerancias en estado estable*: este rango describe las variaciones rms de $\pm 10\%$ del voltaje nominal, que puede variar muy lentamente o ser constante. Cualquier voltaje en este rango puede estar presente por un período indefinido, y esta en función de cargas normales y pérdidas en el sistema de distribución.

2.-*Voltaje swell de línea*: esta región describe una elevación de voltaje rms hasta 120% del voltaje rms nominal, con una duración de hasta 0,5 seg. Este transitorio puede ocurrir cuando cargas de gran potencia son desconectadas del sistema.

3.- *Transitorio oscilatorio de baja frecuencia*: esta región describe el decaimiento del transitorio oscilatorio, que es típicamente resultado de la conexión de capacitores para corrección de factor de potencia en sistemas de distribución. El transitorio puede tener un rango de frecuencia de 200 Hz a 5 kHz, dependiendo de la frecuencia de resonancia del sistema. Se asume que ha decaído completamente a final del medio ciclo en el que ocurre, y sucede cerca del pico de la forma de onda del voltaje nominal. Su amplitud varía de 140% para 200 Hz oscilatorio a 200% para 5 kHz oscilatorio, con un incremento lineal en la amplitud con frecuencia.

4.-*Impulso de alta frecuencia y oscilatorio*.- esta región describe los transitorios que típicamente suceden como resultado de descargas atmosféricas, y están caracterizados por amplitud y duración (energía), en lugar de su amplitud rms.

5.-*Voltajes sags a 80% del nominal*.- estos sags son como resultado de la conexión de cargas robustas, así como de condiciones de falla, en varios puntos del sistema de distribución. Ellos tienen una duración típica de hasta 10 segundos.

6.-*Voltajes sags a 70% del nominal*.- estos también resultan de maniobras de switcheo de cargas de gran capacidad y fallas en el sistema. Su típica duración es hasta de 0,5 seg.

7.- *Dropout*.- este transitorio es típicamente el resultado de la ocurrencia y subsecuente liberación de fallas en el sistema de distribución. Este incluye sags severos de voltaje rms e interrupciones completas, seguida por una inmediata re-aplicación del voltaje nominal: la interrupción total puede durar hasta 20 milisegundos.

Fuera de esta región de tolerancia límite, otras dos regiones desfavorables están definidas:

La ‘*región de no daño*’ tiene eventos que incluye sags y dropouts que son más severos que los descritos anteriormente. El voltaje aplicado continuamente es menor que el límite inferior del rango de tolerancia de estado estable, básicamente una interrupción del servicio no causara un daño a la fuente de poder del equipo. Los equipos de tecnología de la información no se espera que normalmente funcionen en esta región y tampoco tener consecuencias fatales y costosas.

En la otra región, llamada ‘*región prohibida*’, si los voltajes swells o sobrevoltajes exceden el límite superior de la frontera de la curva se espera un daño serio al equipo conectado si se sujeta a voltajes con estas características, y tener consecuencias tales como la pérdida de información hasta daños serios al equipo, etc.

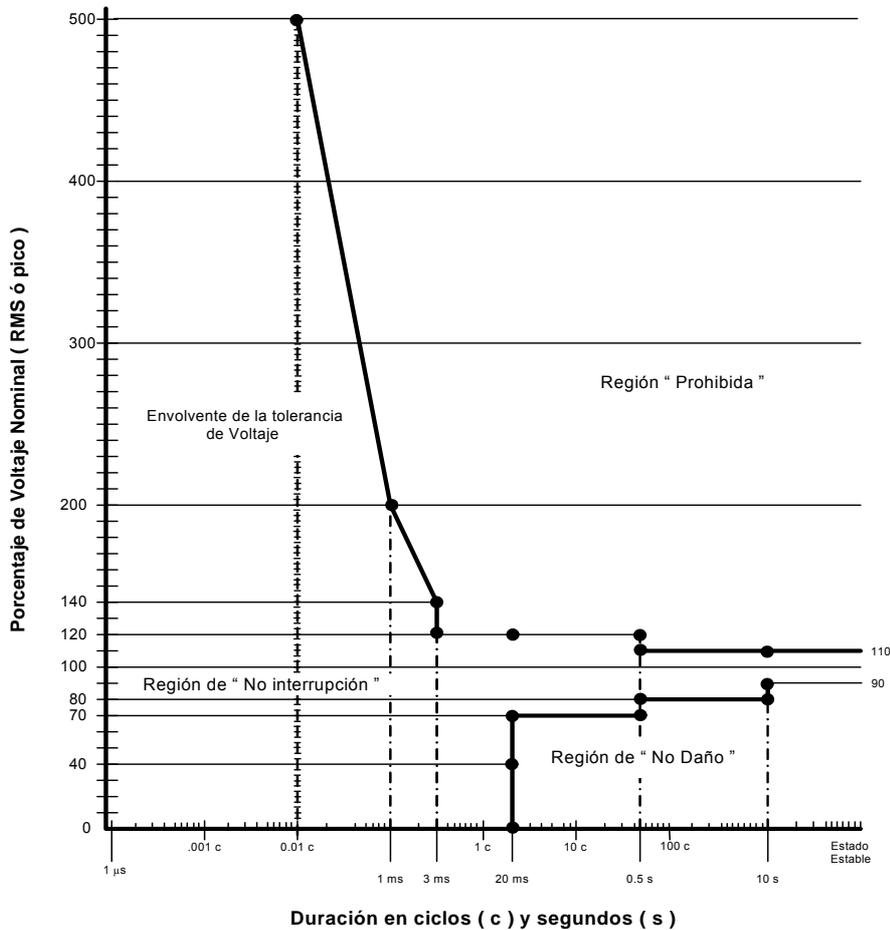


Figura 3.3 Curva ITI (versión 2000)

Las gráficas CBEMA e ITI nos permiten conocer los rangos de tensión que puede soportar cualquier equipo monofásico de 120 volts a 60 Hz, aunque también es aplicable a relaciones de voltajes nominales de 120/208 V y 120/240 V. Según la ANSI, los equipos industriales están diseñados para soportar variaciones de tensión de 10% en estado estable, mientras que los equipos de oficina, de cómputo y del hogar soportan variaciones de tensión de 5% o menores, con algunas excepciones.

3.5 Propuesta de protección de equipo sensible IEEE [4]

El concepto de protección implica prevenir al equipo sensible de un ambiente hostil, esto toma dos aspectos: caracterizando el entorno y caracterizando la susceptibilidad del equipo.

Básicamente son recomendaciones de lo que puede soportar el equipo susceptible, en base a este organismo. El concepto de protección implica prevenir un ambiente hostil de afectación el equipo susceptible. En la *figura 3.4* se muestra el impacto que sobre los equipos tienen los disturbios considerando su amplitud, duración y razón de cambio.

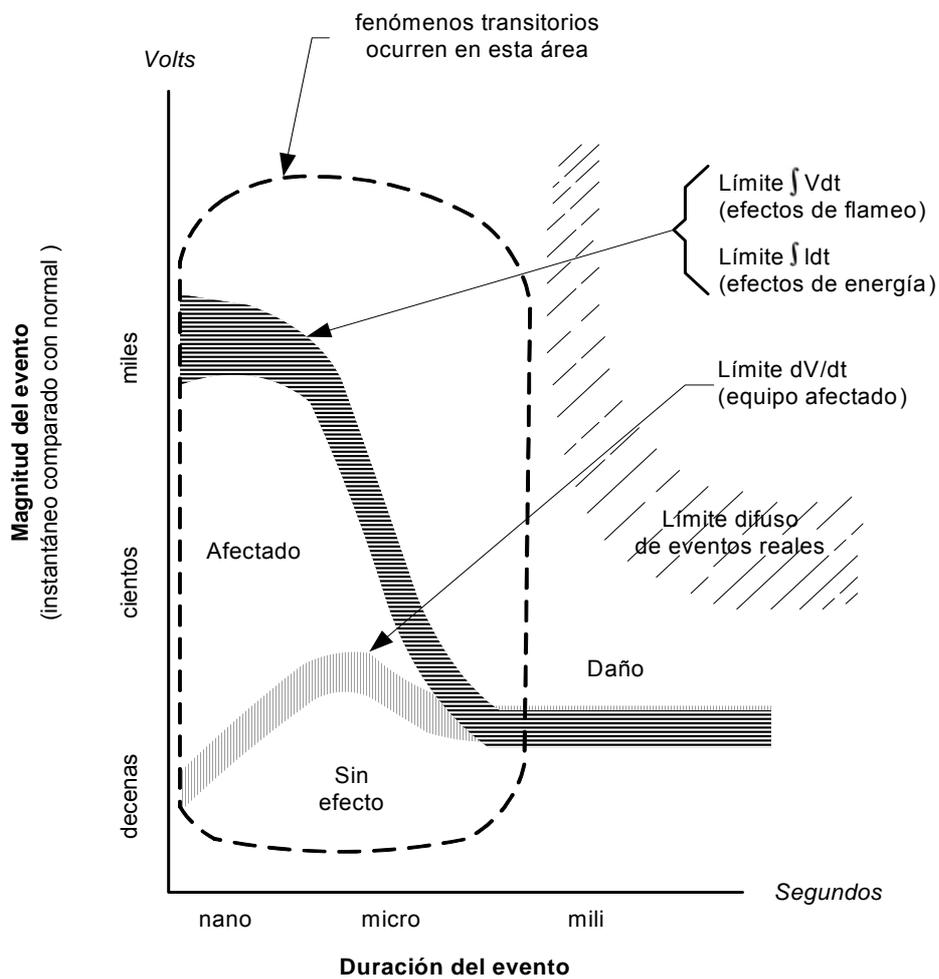


Figura 3.4 Relación entre características del disturbio y sus efectos en el equipo

3.6 Sistema a analizar

En la *figura 3.5* se observa un sistema industrial unifilar de 34,5 kV, es usado para mostrar algunos de los transitorios comunes involucrados en el switcheo de bancos de capacitores [22]. R_1 y L_1 representan la impedancia equivalente del sistema. CB4 alimenta a dos bancos de capacitores de MT, representados por C_1 y C_2 . S_1 y S_2 representan los switches usados para maniobra de los bancos. L_B es la inductancia de la barra tendida entre los bancos de capacitores. R_2 y L_2 son la impedancia total del alimentador y transformador de distribución. Un banco de capacitores a nivel de BT está conectado al transformador secundario. El interruptor CB3 puede ser usado para iniciar e interrumpir una falla a tierra en la barra a alguna distancia a lo largo del alimentador.

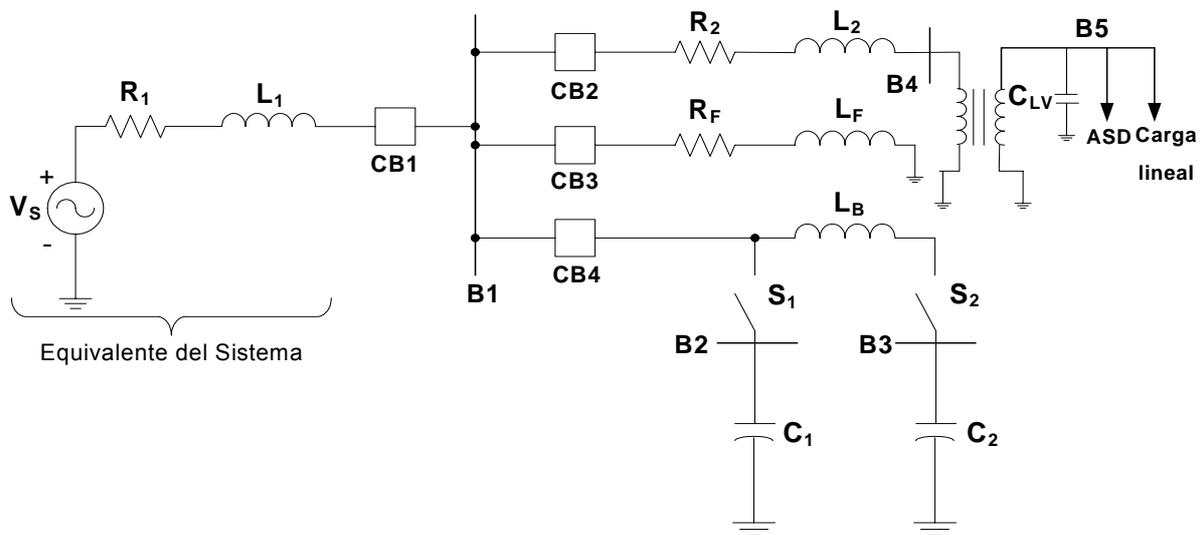


Figura 3.5 Diagrama unifilar del sistema de potencia de 34,5 kV usado para mostrar casos de transitorios originados por bancos de capacitores

Nota: CB.- Circuit Breaker: interruptor.

La *tabla 3.1* muestra el resumen de los parámetros base del sistema utilizados para calcular los valores requeridos en las simulaciones, hechas en DIgSILENT.

PARÁMETROS	
Tensión del sistema equivalente de thevenin (V_s)	34,5 kV
Resistencia equivalente del sistema (R_1)	0,5 Ω
Inductancia equivalente del sistema (L_1)	3 mH
Resistencia equivalente del alimentador y transformador secundario (R_2)	0,001 Ω
Inductancia equivalente del alimentador y transformador secundario (L_2)	12 mH
Banco de capacitores C_1	18 MVar
Banco de capacitores C_2	10 MVar
Banco de capacitores C_{BT}	1 MVar 0,48 kV
Transformador MT/BT	34,5/0,48 kV 2,25 MVA $Z=7\%$ $\Delta-Y_{aterrizada}$
Inductancia de la barra entre los dos bancos (L_B)	19 μ H
ASD	10 kVA
Carga lineal	180 kVA

Tabla 3.1 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de transitorios en instalaciones con bancos de capacitores

Con el sistema de la *figura 3.5* y *tabla 3.1*, se simulan los cinco casos anteriormente mencionados.

3.6.1 *Energización inrush.*- Es un transitorio que sucede cuando el primer (o solo) banco de capacitores en la barra es energizado. El transitorio se caracteriza por una elevada corriente con magnitud y frecuencia alta, de varios cientos de Hertz. Existe también un transitorio de sobrevoltaje en la barra causada por la elevación de la corriente inrush, entrando desde el suministro del sistema.

La energización de un banco de capacitores origina una corriente grande comparada con la corriente de estado estable. Esta corriente se denomina corriente 'inrush' de energización del capacitor y depende de la capacitancia, de la inductancia del sistema y del punto donde este el suministro de voltaje. Cuando se energiza un banco de capacitores se presenta una oscilación de voltaje en mayor o menor grado, dependiendo del valor instantáneo que tenga la fuente al momento de energización.

La oscilación se presenta debido a que un capacitor no puede cambiar instantáneamente el valor de su voltaje. En la barra donde esta instalado el banco, el voltaje instantáneo alcanza un valor de cero volts, siguiendo un voltaje rápido de recuperación con pico de voltaje que alcanza en forma teórica un valor de 2,0 p.u. -ver *figura 3.9-*). Para sistemas reales, debido al amortiguamiento y sin carga atrapada en que se presenta, los sobrevoltajes pueden alcanzar valores entre 1,2 y 1,8 p.u.

La frecuencia de oscilación, teóricamente esta dada por la siguientes expresiones [29]:

$$f_i = f_s \sqrt{\frac{I_{SC}}{I_1}} = \frac{10^6}{2\pi \sqrt{L_S \times C_B}} \quad (3.1)$$

El valor pico de corriente inrush esta dada por las fórmulas siguientes:

$$I_{ipico} = \sqrt{2 \times I_{SC} \times I_1} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times kV_{LL} \times 10^3 \sqrt{\frac{C_B}{L_S}} = 10^3 \times \sqrt{\frac{1000}{3 \times \pi \times f_s}} \times \sqrt{\frac{kVAR}{L_S}} \quad (3.2)$$

donde:

- f_i es la frecuencia de corriente inrush del sistema analizado (Hz),
- C_B es la capacitancia del banco (μF),
- L_S es la inductancia del sistema (μH),
- f_s es la frecuencia del sistema (Hz),
- I_1 es la corriente de carga del banco de capacitores siendo energizado (A),
- kV_{LL} es el voltaje línea a línea (kV),
- $kVAR$ es la potencia reactiva trifásica del banco capacitor siendo switchhead,
- I_{ipico} es el pico de corriente sin amortiguamiento (valor real aprox. 90%⁽¹⁾)(A),
- I_{SC} es la corriente de cortocircuito rms simétrica (A).

(1) Nota.- Las expresiones (1) y (2) solo aplican para corriente inrush y frecuencia de energización de capacitores descargados (sin previa carga), además con cierre en el pico de voltaje del suministro de tensión.

Para iniciar la simulación de este evento se cierran los interruptores CB1 y CB4 energizando al banco de capacitores C_1 por cierre del switch S_1 en 0,016 segundos, en este tiempo se tiene el valor instantáneo más alto de voltaje (o sea la peor condición). Prácticamente el circuito consiste de una fuente thevenin en serie con el banco de capacitores C_1 . La frecuencia de oscilación esta del orden de 300-1000 Hertz. La magnitud de la oscilación depende de varios factores que tienen que ver con las características de la fuente y de la red de distribución, lo mismo que la

capacidad del banco. En la *tabla 3.2* se realiza una comparación teórica (con fórmulas 3.1 y 3.2) y simulada (con el software DIGSILENT) de la frecuencia de oscilación, corrientes pico y nominal al cierre del switch S_1 del banco de capacitores C_1 , de lo que se observa tienen gran semejanza entre sí. En las *figuras 3.6, 3.7 y 3.8* se observan el transitorio de voltaje, corriente y frecuencia, respectivamente efectuado con el diagrama unifilar de la *figura 3.5*.

	Frecuencia de oscilación (f_i) [Hz]	Corriente Pico (I_{pico}) [A]	Corriente Nominal en C_1 [A]
Calculado por fórmulas (1-2)	458,78	3098,44	301,23
Simulado en Dig-Silent	460,04	3018 -3067	306,33

Tabla 3.2 Resultados del análisis transitorio en la rama del banco de capacitores C_1 energizado

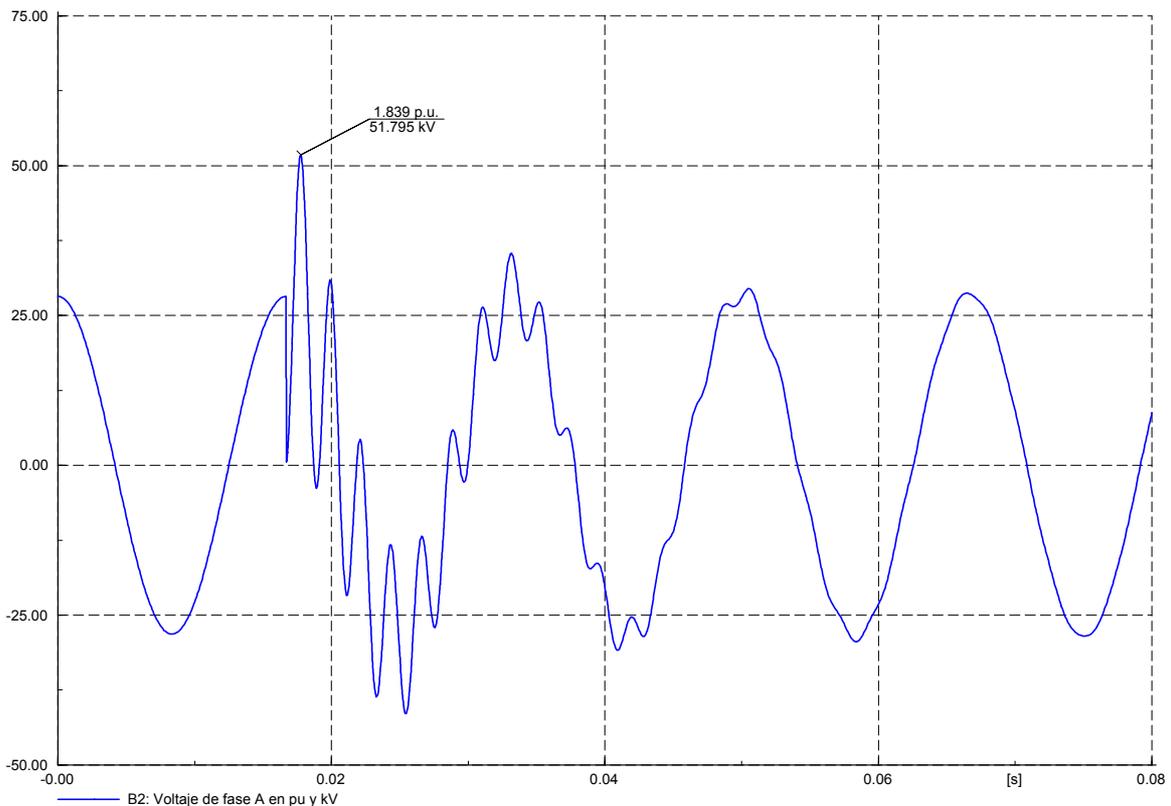


Figura 3.6 Gráfica del voltaje transitorio por energización inrush en la barra B2, donde esta conectado el banco de capacitores C_1

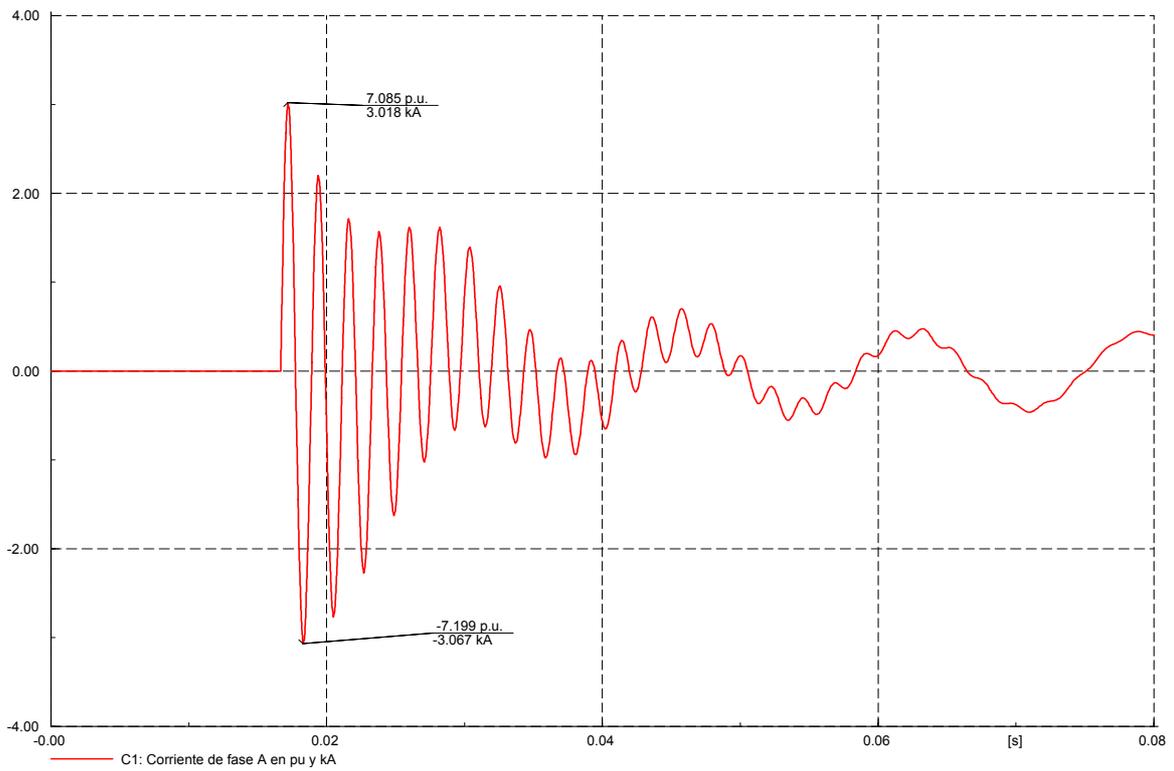


Figura 3.7 Gráfica de la corriente transitoria debido al inrush del banco de capacitores C₁

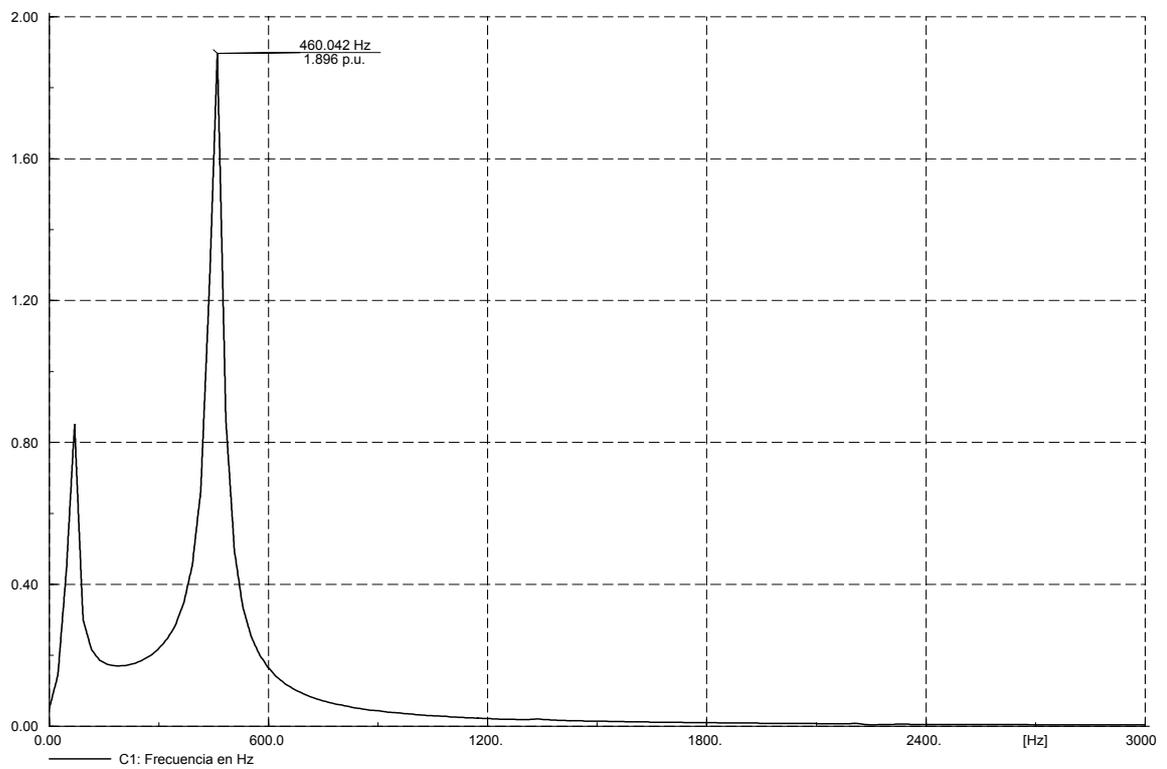


Figura 3.8 Gráfica de barrido de frecuencia por la energización del banco de capacitores C₁

3.6.1.1 Inductor fijo

Al problema de energización inrush en bancos de capacitores, las inductancias fijas han sido usadas como equipo eficazmente para limitar las corrientes inrush durante la energización y/o maniobra del back-to-back. Típicamente los valores de estos inductores está en el orden de varios cientos de micro henrios. Además estos inductores pueden ser aplicados, ya que proveen un control de corriente de outrush (en una falla cercana) y son típicamente valores de 0,5 a 2,5 mili henrios.

Una de las soluciones al problema de energización de bancos de capacitores es la inductancia fija. El cálculo de la inductancia fija (L_f) se consigue por medio de la siguiente fórmula [30]:

$$L_f \geq \frac{10^6}{2 \times \pi \times f_s} \left(\frac{2Q_c}{3(I_{\max}^*)^2} - \frac{kV_{LL}/\sqrt{3}}{S_{CC}} \right) \quad (3.3)$$

donde:

Q_c = Potencia del banco de capacitores en MVAR,

I_{\max}^* = en k[A],

S_{CC} = Potencia de cortocircuito máxima del sistema, en [MVA],

de lo que $L \geq 2,4013$ m[H], de lo que al conectar una inductancia con este valor en serie al banco de capacitores y realizando análisis transitorio en DIGSILENT, obtenemos los resultados de la *tabla 3.3*:

	Voltaje pico barra B2 [pu]	Corriente pico en capacitor C_1 [pu]	Voltaje nominal barra B2 [kV]
Sin inductancia fija	1,839	-7,199	43,29
Con inductancia fija	1,032	2,226	36,14

Tabla 3.3 Resultados del análisis transitorio de los casos sin y con inductancia fija en la rama del banco de capacitor C_1 energizado

En las *figuras 3.9, 3.10 y 3.11* se aprecia las gráficas de voltaje, corriente y frecuencia transitoria, respectivamente, calculando condiciones iniciales e iniciando la simulación ya con la solución propuesta.

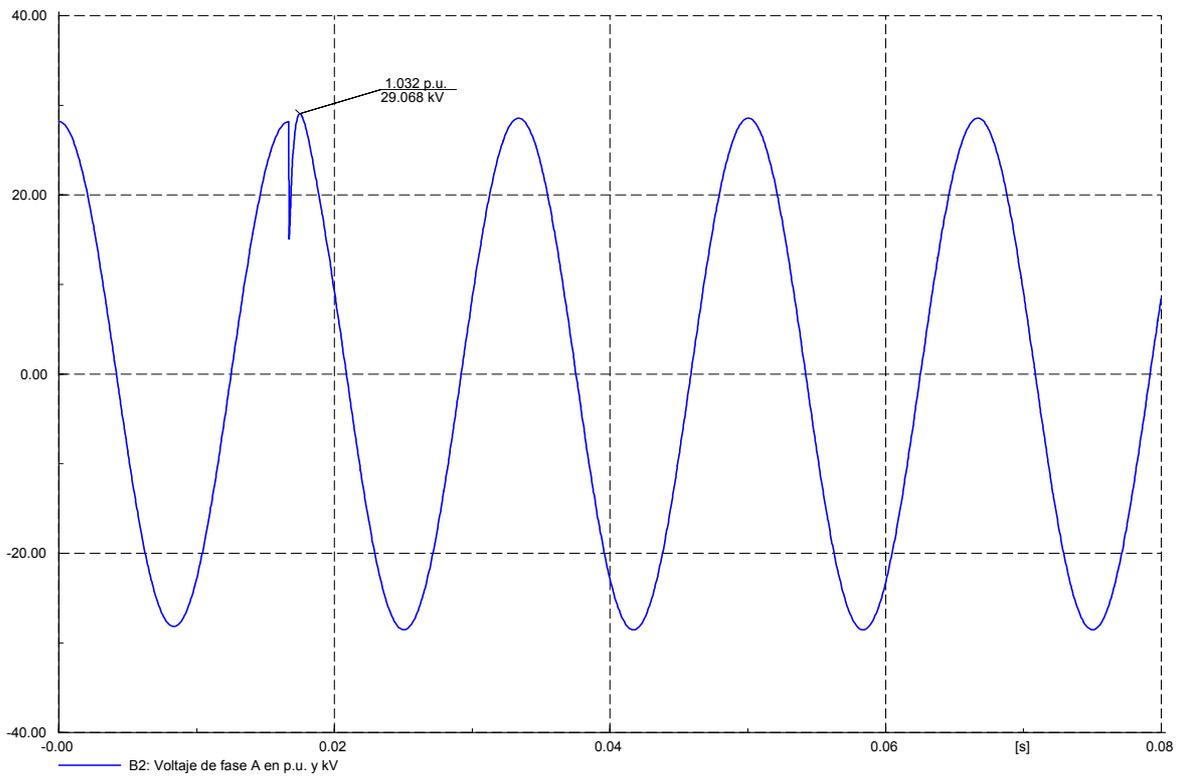


Figura 3.9 Gráfica del voltaje transitorio con la inductancia fija ya conectada

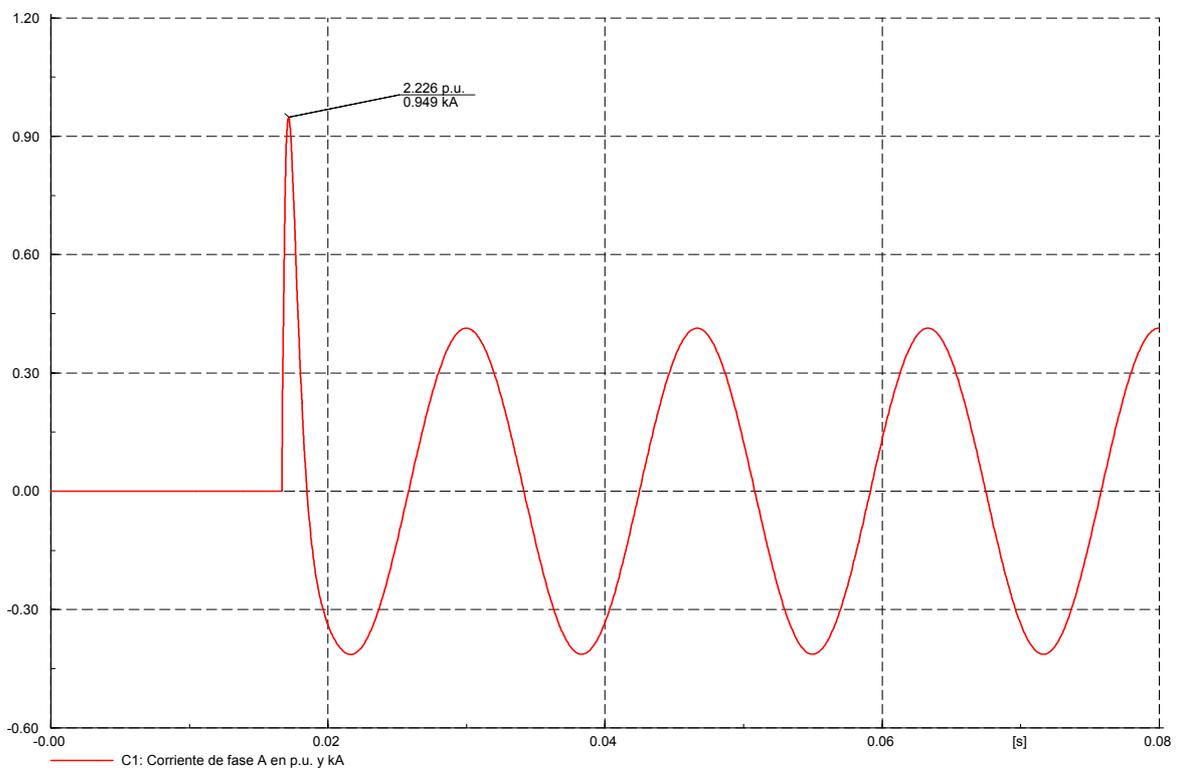


Figura 3.10 Gráfica de la corriente transitoria en el banco C₁ ya con la inductancia fija

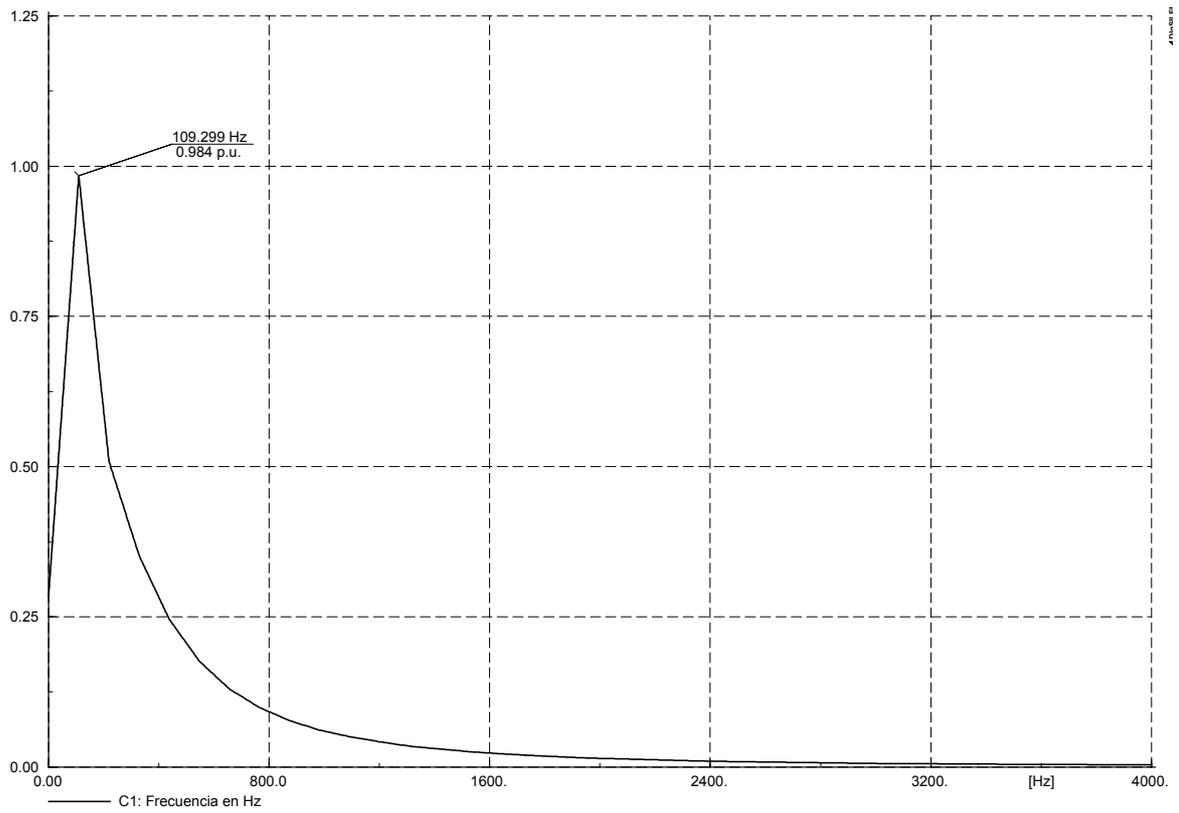


Figura 3.11 Gráfica de barrido de frecuencia con la solución propuesta al problema de energización al banco único de capacitores

3.6.1.2 Problemas asociados de calidad de energía a la maniobra de bancos de capacitores

Hay tres eventos también relacionados con transitorios por maniobra en un banco de capacitores único. En la *figura 3.12* se observan los tópicos a continuación referidos [31]:

a) La depresión de voltaje (sag) comienza resultante de una pérdida de voltaje de magnitud 'D' y duración 'T1'.

b) El voltaje de sistema recuperado resultara en un primer transitorio de sobrevoltaje (swell) de magnitud 'S' y duración 'T2'.

c) Los múltiples cruces por cero (armónicas). Para el transitorio de la *figura 3.12*, un total de tres cruces por cero suceden antes del cruce por cero del voltaje al natural del sistema.

El interés de la calidad de la energía listadas como (a) y (b) arriba son mas fácilmente valuadas con la curva ITI (CBEMA), mostrada en la *figura 3.3*. En cambio, la curva ITI no es apropiada para evaluar los efectos del ultimo punto, respecto a los múltiples cruces por cero de equipo eléctrico comercial e industrial.

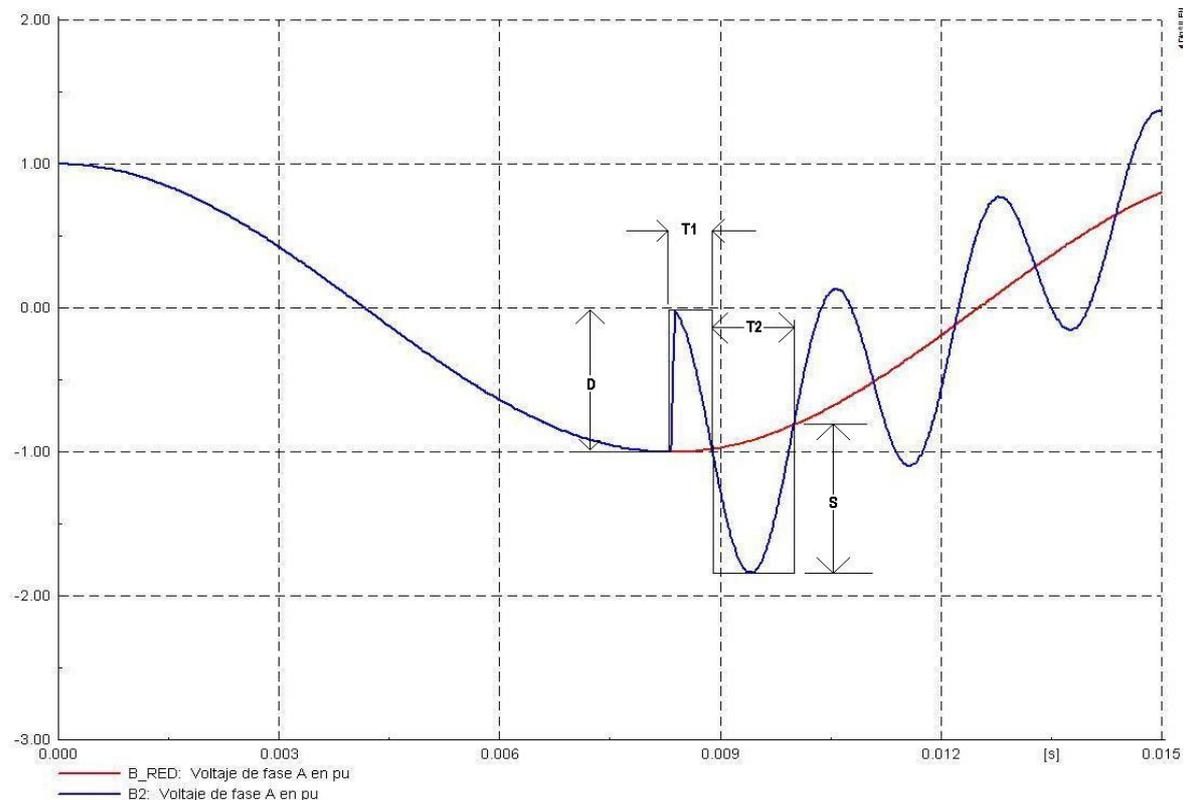


Figura 3.12 Gráfica del voltaje transitorio por maniobra de banco de capacitores donde están presentes otros problemas de calidad de energía

3.6.2 *Energización por maniobra back-to-back.*- la energización de un segundo banco de capacitores C_2 , cuando el primer banco, C_1 esta ya energizado se le conoce como maniobra back-to-back, y es simulado por cierre del switch S_2 cuando el banco de capacitores C_1 se encuentra operando en estado estable. La inrush resultante del banco de capacitores C_2 es un transitorio de corriente de alta frecuencia natural y alta magnitud que ante todo implica la combinación serie del banco de capacitores C_1 , la inductancia entre capacitores L_B y el banco de capacitores a energizar C_2 , dado por el voltaje $V(0)$ en el banco C_1 a el instante que el interruptor S_2 se cierra. Precisamente como con la energización de un solo banco, el peor caso ocurre cuando el voltaje suministrado esta en su valor pico positivo o negativo. Este transitorio típicamente esta en el rango de kilo hertz. Las fórmulas para el transitorio de corriente de alta frecuencia, para este caso están dadas por las formulas (3.4) y (3.5) [32]:

$$f_{ibtb} = 9.5 \sqrt{\frac{f_s \times kV_{LL} \times (I_{1B-B} + I_{2B-B})}{L_{eq} \times (I_{1B-B} \times I_{2B-B})}} \quad (3.4)$$

$$I_{ipico} = \sqrt{\frac{10^3}{3 \times \pi \times f_s}} \times \sqrt{\frac{kVAR_{1B-B} \times kVAR_{2B-B}}{L_{eq} \times kVAR_T}} = 13500 \sqrt{\frac{kV_{LL} \times (I_{1B-B} \times I_{2B-B})}{f_s \times L_{eq} (I_{1B-B} + I_{2B-B})}} \quad (3.5)$$

donde:

- f_{ibtb} es la frecuencia de corriente back-to-back del sistema analizado [kHz],
- L_{eq} es la inductancia equivalente total por fase entre los bancos de capacitores [μ H],
- f_s es la frecuencia del sistema [Hz],
- I_{1B-B} es la corriente de carga del banco de capacitores ya energizado [A],
- I_{2B-B} es la corriente de carga del banco de capacitores siendo energizado [A],
- kV_{LL} es el voltaje línea a línea [kV],
- $kVAR_{1B-B}$ es la potencia reactiva 3Φ del banco de capacitor ya energizado,
- $kVAR_{2B-B}$ es la potencia reactiva 3Φ del banco de capacitor siendo energizado,
- $kVAR_T$ es la suma de $kVAR_1$ y $kVAR_2$
- I_{ipico} es el pico de corriente sin amortiguamiento (valor real aprox. 90%⁽¹⁾).

Nota.- Las fórmulas anteriores (3.4 y 3.5) para corriente inrush y frecuencia, en maniobra back-to-back, solo aplican para la energización de capacitores descargados (sin previa carga), además con cierre en el pico de voltaje del suministro de tensión.

Las últimas fórmulas son métodos empíricos para calcular los transitorios esperados. Sin embargo, esta propuesta desprecia los efectos de la fuente y el tipo de amortiguamiento no son claramente determinados. Utilizando el sistema analizado de la *figura 3.5*, se cierra el switch S_2 cuando el voltaje de suministro esta en su pico positivo.

Características del back-to-back

- a) El voltaje del sistema aun experimentara un transitorio de onda oscilatoria de baja frecuencia que decae, ver *figura 3.13*.
- b) La depresión de voltaje no alcanza el cero de voltaje, como era el caso del transitorio por un solo banco de capacitores, ver *figura 3.14*.

La magnitud y frecuencia de la corriente inrush durante la energización y la maniobra back-to-back de bancos de capacitores, están en función de lo siguiente [32]:

- ❑ del voltaje aplicado (punto en la onda de voltaje que se da el cierre del banco),
- ❑ la capacitancia del circuito,
- ❑ la inductancia en el circuito (valor y ubicación),
- ❑ cualquier carga atrapada en el banco de capacitores en el instante del cierre, y
- ❑ cualquier amortiguamiento en el circuito debido a resistencias.

En la *tabla 3.4* se observa el resumen de parámetros, calculados y simulados en DIGSILENT de corrientes pico, nominales y frecuencia de oscilación durante la maniobra transitoria del back-to-back.

	Frecuencia de oscilación (f_{ib+b}) [kHz]	Corriente pico (I_{ipico}) [A]	Corriente nominal en C_1 [A]	Corriente nominal en C_2 [A]
Calculo teórico (fórmulas (4) y (5))	9,485	24571,286 ⁽¹⁾	301,23	167,45
Simulado en ATPDRAW	9,278	24260	306,33	170,42

Tabla 3.4 Resultados del análisis transitorio back-to-back obtenidos en las ramas de los bancos de capacitores C_1 y C_2

En las *figuras 3.13, 3.14, 3.15 y 3.16*, se observan las formas de onda de voltaje y corriente transitorios en la simulación de una maniobra back-to-back en bancos de capacitores, al sistema de distribución de la *figura 3.5*. De las siguientes figuras y la tabla anterior, es de hacer notar que se tiene una magnitud severa de corriente de mas de 20 kA acompañada de un alta frecuencia de oscilación, en el rango de decenas de kilo hertz, así como el voltaje transitorio es un poco menor al caso (a), de energización inrush.

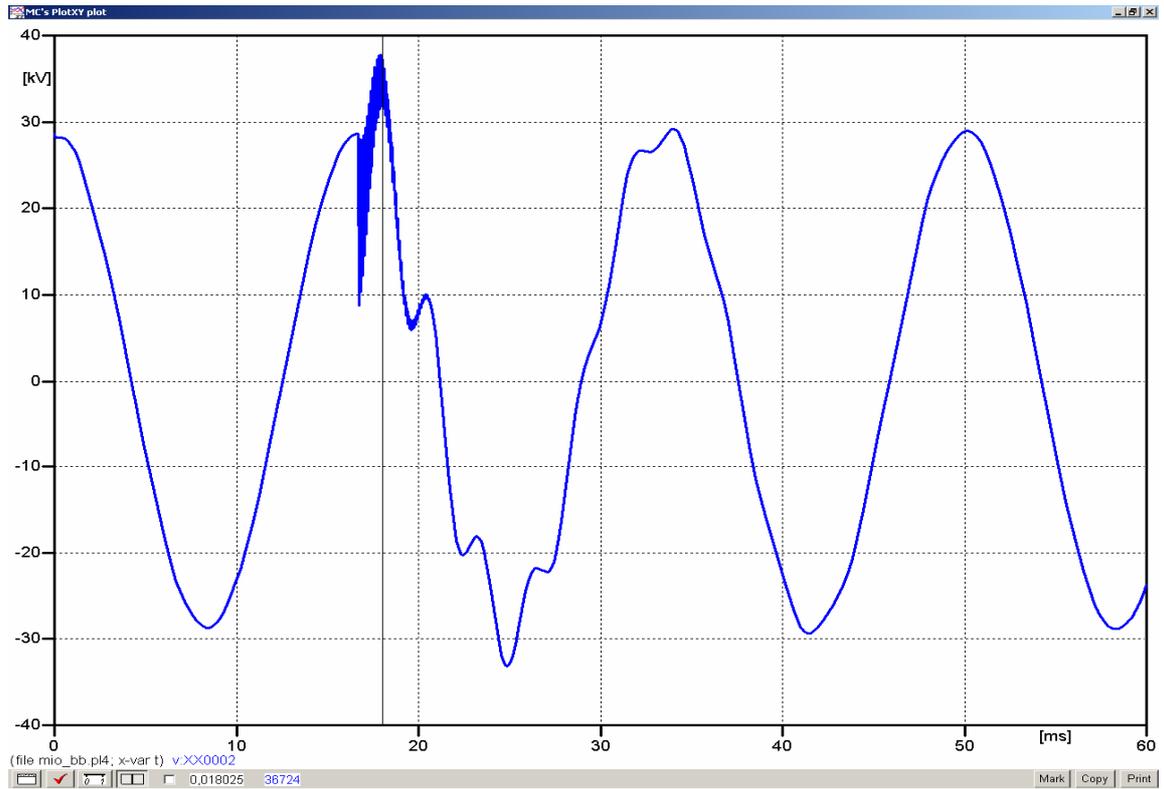


Figura 3.13 Gráfica del voltaje transitorio del banco de capacitores C_1 , previamente energizado a la maniobra back-to-back del capacitor C_2

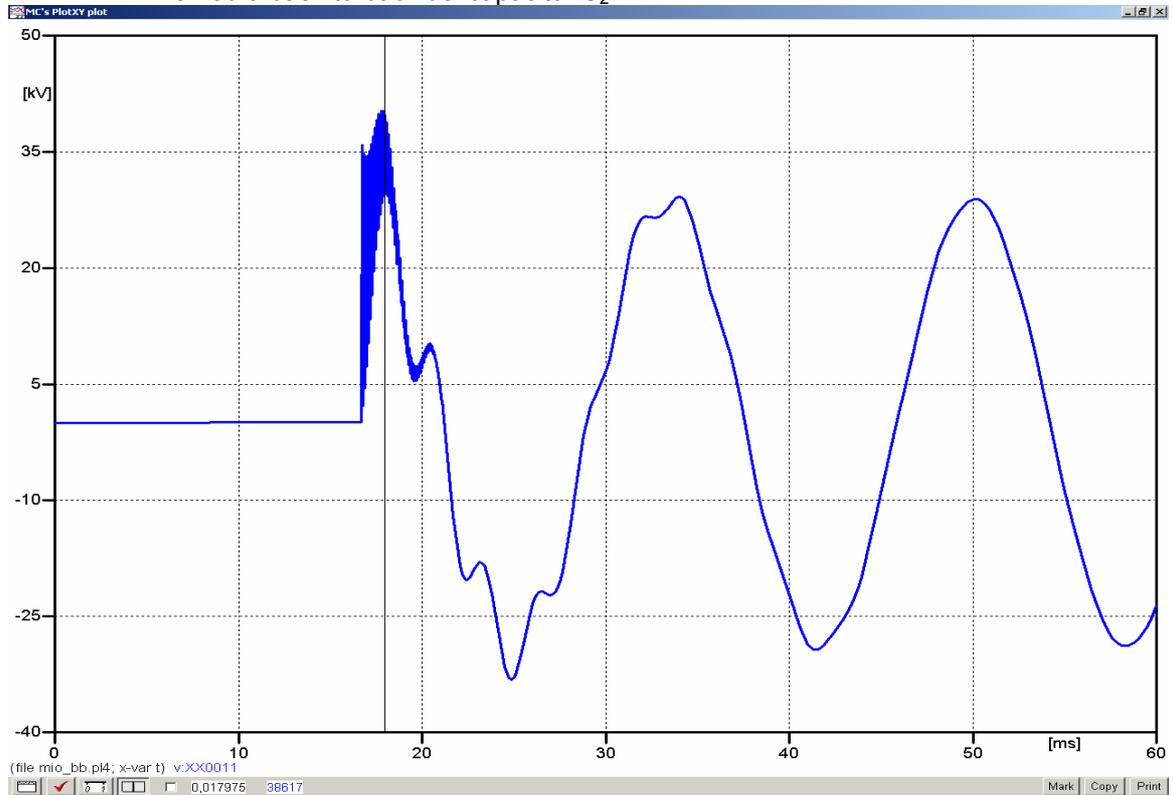


Figura 3.14 Gráfica del voltaje transitorio del banco C_2 , al momento del back-to-back

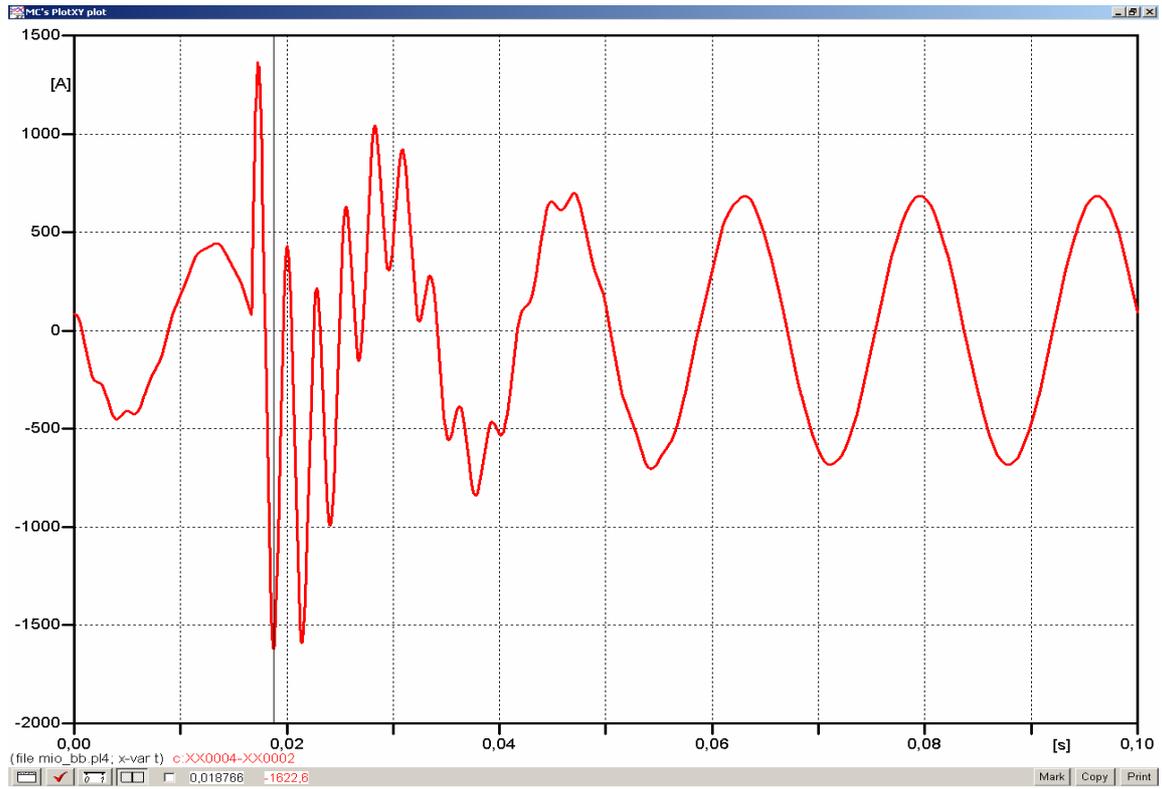


Figura 3.15 Gráfico de corriente transitoria del banco de capacitores C_1 , previamente energizado a la maniobra back-to-back del capacitor C_2

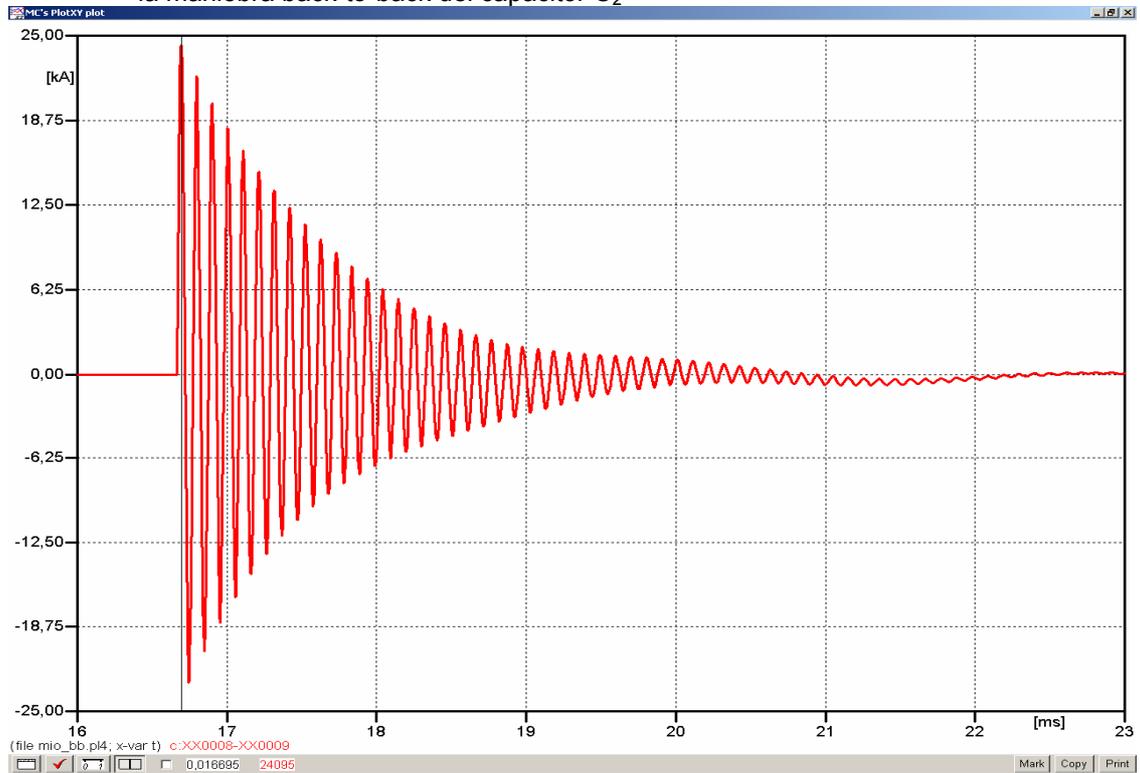


Figura 3.16 Gráfica de corriente transitoria del banco de capacitores C_2 , en el back-to-back

3.6.2.1 Impedancia de pre-inserción

Por lo anterior es necesario una solución al problema del transitorio de maniobra back-to-back de bancos de capacitores, la impedancia de pre-inserción (resistencia e inductor) provee un medio para reducir las corrientes y voltajes transitorios asociados con la energización de un banco de capacitores en paralelo, así como el back-to-back entre estos. La impedancia cortocircuitada (bypass) poco después de disipado el transitorio inicial, por consiguiente se produce un segundo evento transitorio, casi imperceptible. La inserción del transitorio típicamente dura menos de un ciclo de la frecuencia del sistema, ver *figura 3.17* [33].

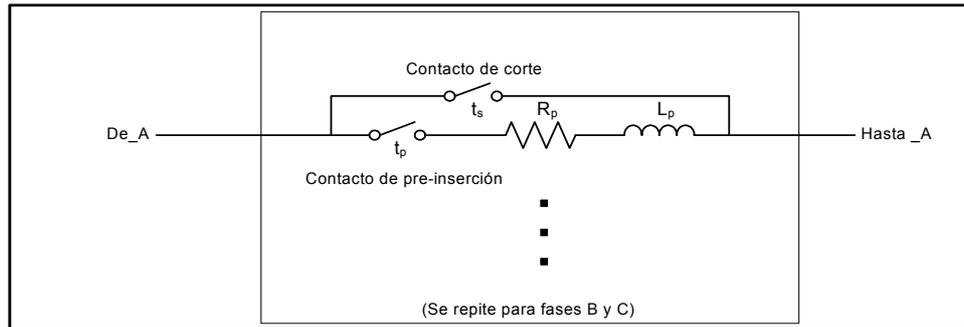


Figura 3.17 Configuración de los componentes por switch de pre-inserción

La resistencia de pre-inserción es uno de los mas efectivos medios para controlar los transitorios de energización de un banco de capacitores; el valor de resistencia optimo depende primariamente del tamaño del capacitor y la potencia de suministro.

La inductancia de pre-inserción que es principalmente usada para control de sobrecorriente de aplicaciones back-to-back también proveen algún nivel de reducir transitorios de sobrevoltaje. A menudo se aplican a circuitos de interruptores, los inductores son menos sensibles a consideraciones térmicas y son mas económicos que las resistencias. Se conecta en serie una impedancia de pre-inserción de cierto valor al banco de capacitores C_2 , ya normalizado por [34], que se observan en la *tabla 3.5*, para ciertos valores de voltaje nominal en sistemas de potencia.

Voltaje nominal del sistema [kV]	Potencia del banco de capacitores [Mvar]	Descripción de la impedancia
34,5	3 a 11	18 mH – 39 ohm
	12 a 22	10,6 mH – 17 ohm
46	4 a 18	18 mH – 39 ohm
	19 a 36	10,6 mH – 17 ohm
69	5 a 20	40 mH – 81 ohm
	21 a 42	18 mH – 39 ohm
115	10 a 60	40 mH – 81 ohm
138	13 a 75	40 mH – 81 ohm

Tabla 3.5 Rango de impedancias de pre-inserción (de alta resistencia)

De acuerdo a la *tabla 3.5*, entramos a esta tomando como base el valor de 34,5 kV correspondiente a nuestro sistema en la primer columna de esta tabla, ya que el capacitor C_2 back-to-back es de 10 MVAR, dando por solución una impedancia de pre-inserción de alta resistencia con valor de 18 mH y 39 Ω .

Con la solución dada se implementa en la simulación, arrojándonos las graficas vistas en las *figuras 3.18-3.20*, de voltaje en barras y corriente en capacitores, donde se muestran la notable mejoría en voltaje y corriente pico transitorios, sobre todo en esta ultima variable.

	Voltaje pico barra B2 [pu]	Corriente pico en capacitor C_1 [pu]	Voltaje pico barra B3 [pu]	Corriente pico en capacitor C_2 [pu]
Sin impedancia de pre-inserción	1,303	2,368	1,371	100,396
Con impedancia de pre-inserción	1,017	1,235	1,015	1,761

Tabla 3.6 Resultados del análisis transitorio de los casos sin y con impedancia de pre-inserción en el caso back-to-back

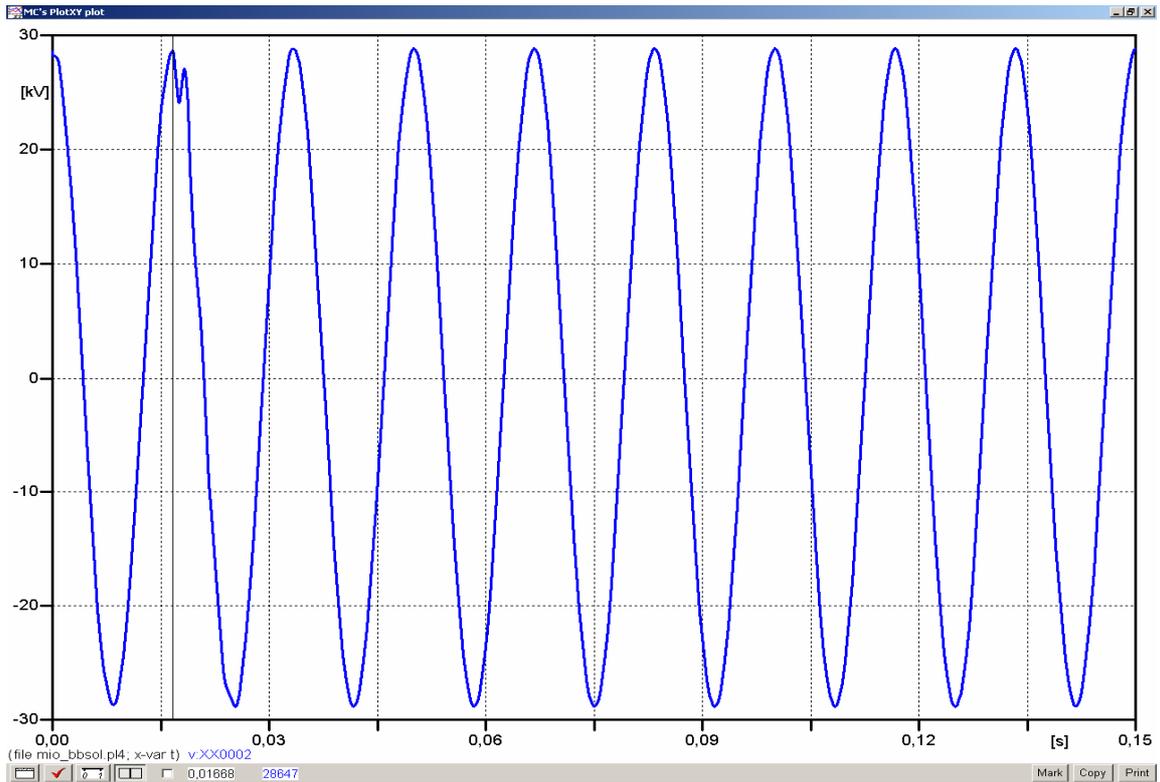


Figura 3.18 Gráfica de voltaje transitorio del banco de capacitores C_1 , previamente energizado al back-to-back del capacitor C_2 con impedancia de pre-inserción

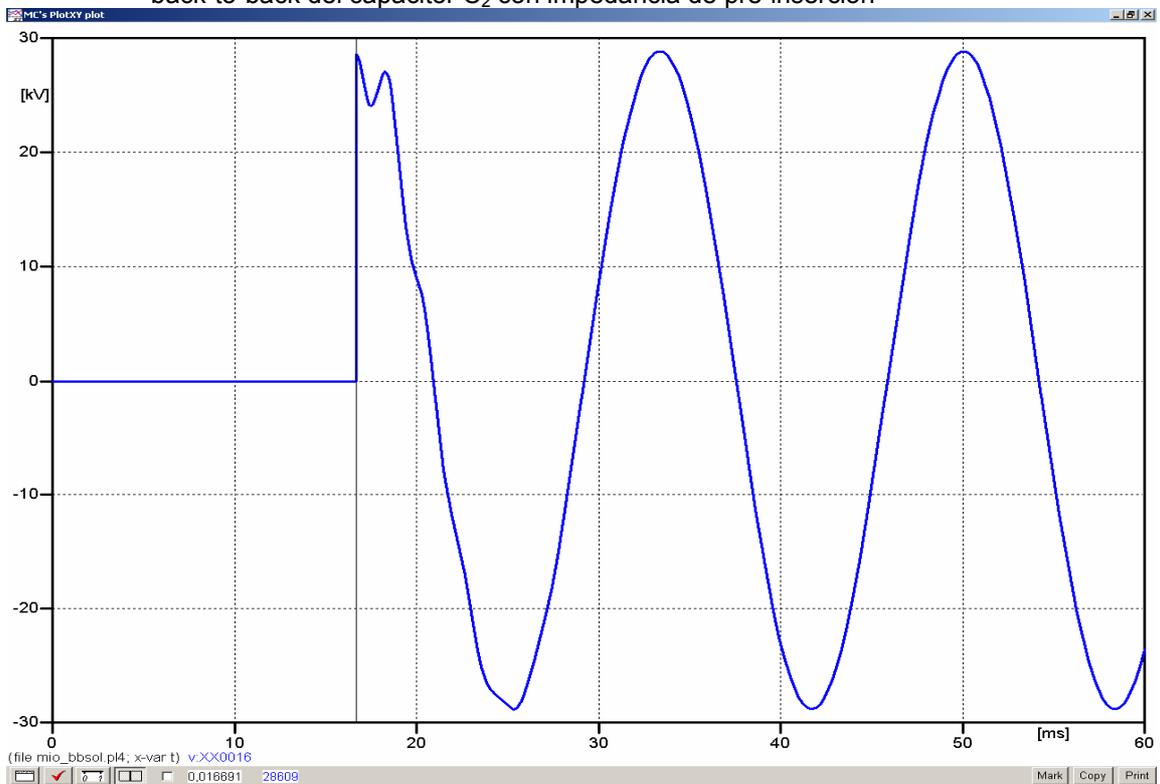


Figura 3.19 Gráfica del voltaje transitorio del banco C_2 , en el back-to-back con solución propuesta

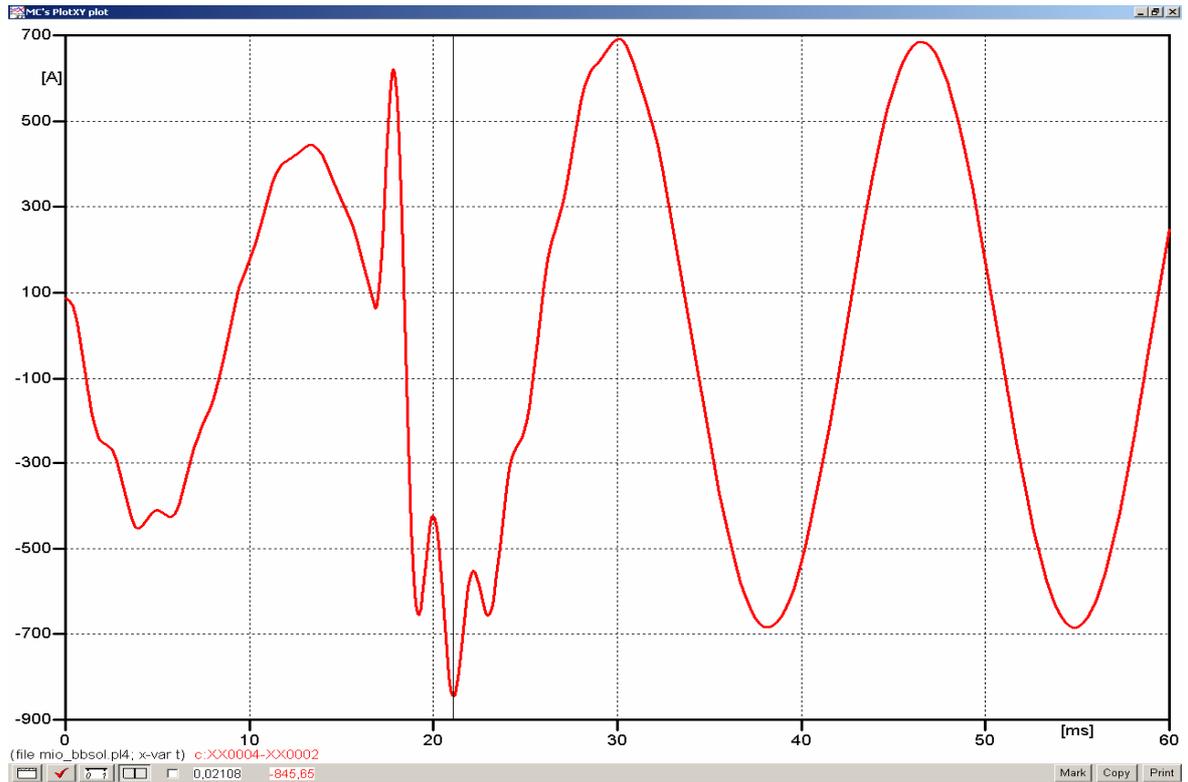


Figura 3.20 Gráfico de corriente transitoria del banco de capacitores C_1 , previamente energizado al back-to-back del capacitor C_2 con impedancia de pre-inserción

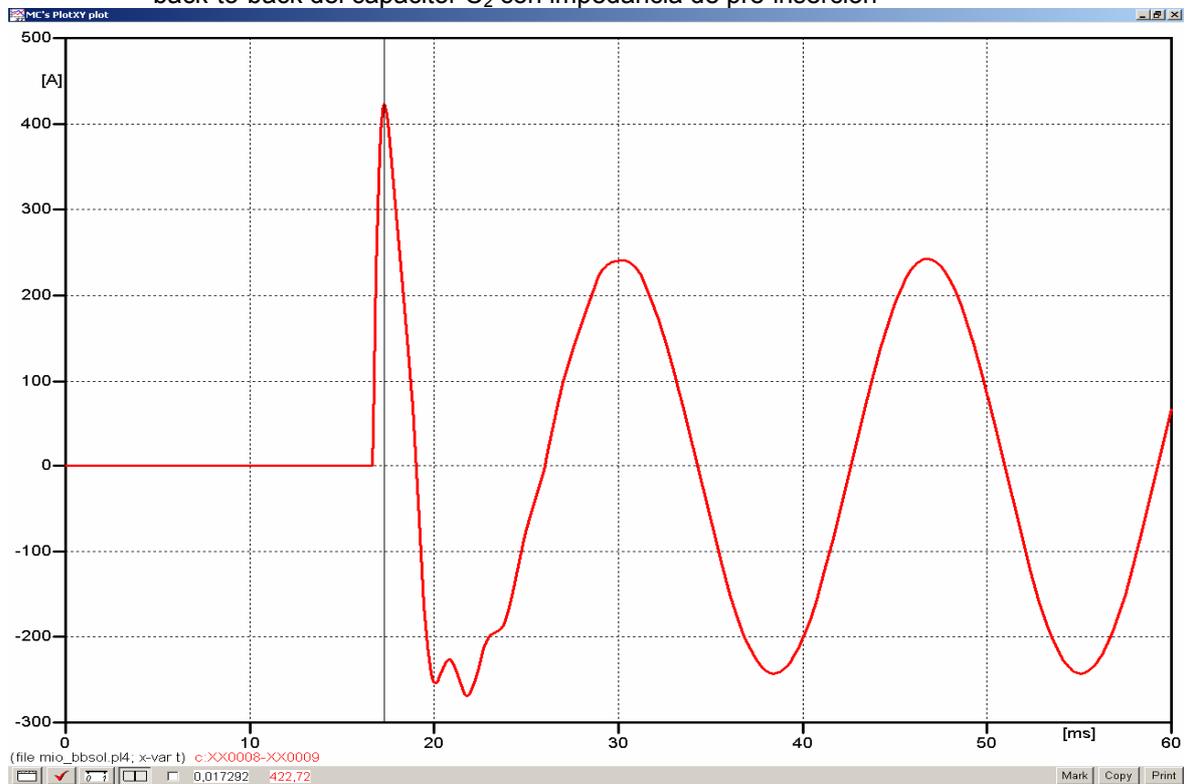


Figura 3.21 Gráfica de corriente transitoria del banco C_2 , en el back-to-back con solución propuesta

3.6.3 *Transitorio de corriente outrush por una falla cercana.*- con el banco de capacitores C_1 operando en estado estable, el interruptor CB3 puede ser cerrado simulando una falla a alguna distancia del alimentador local. El banco de capacitores C_1 se descarga dentro de la falla, resultando en una oscilación amortiguada solo por L_F , originando una muy alta corriente outrush que puede dañar las unidades del banco de capacitores en cuestión, esta corriente desde el capacitor esta dada por las siguientes formulas [22]:

$$i(t) = \frac{V(0)}{Z_{02}} \text{sen} \omega_{02} t \quad (3.6)$$

$$\text{donde } Z_{02} = \sqrt{\frac{L_F}{C_1}} \quad (3.7) \quad \omega_{02} = \frac{1}{\sqrt{L_F C_1}} \quad (3.8)$$

$V(0)$ es la magnitud instantánea de voltaje a través del capacitor C_1 en el instante de la falla. Como el lugar de la falla se recorriera hacia atrás de la barra, L_F decrecería, incrementándose la magnitud de corriente y frecuencia de la corriente outrush. Si una falla en la barra ocurriera, la inductancia estaría en el orden de decenas de micro-Henries, y el outrush puede ser severo.

Las *figuras 3.22 y 3.23* muestran la forma de onda del voltaje y corriente outrush al simular una falla en la barra B2, observándose así la alta frecuencia de la que es acompañada esta, en la *tabla 3.7* se resume las magnitudes de la corriente y frecuencia outrush.

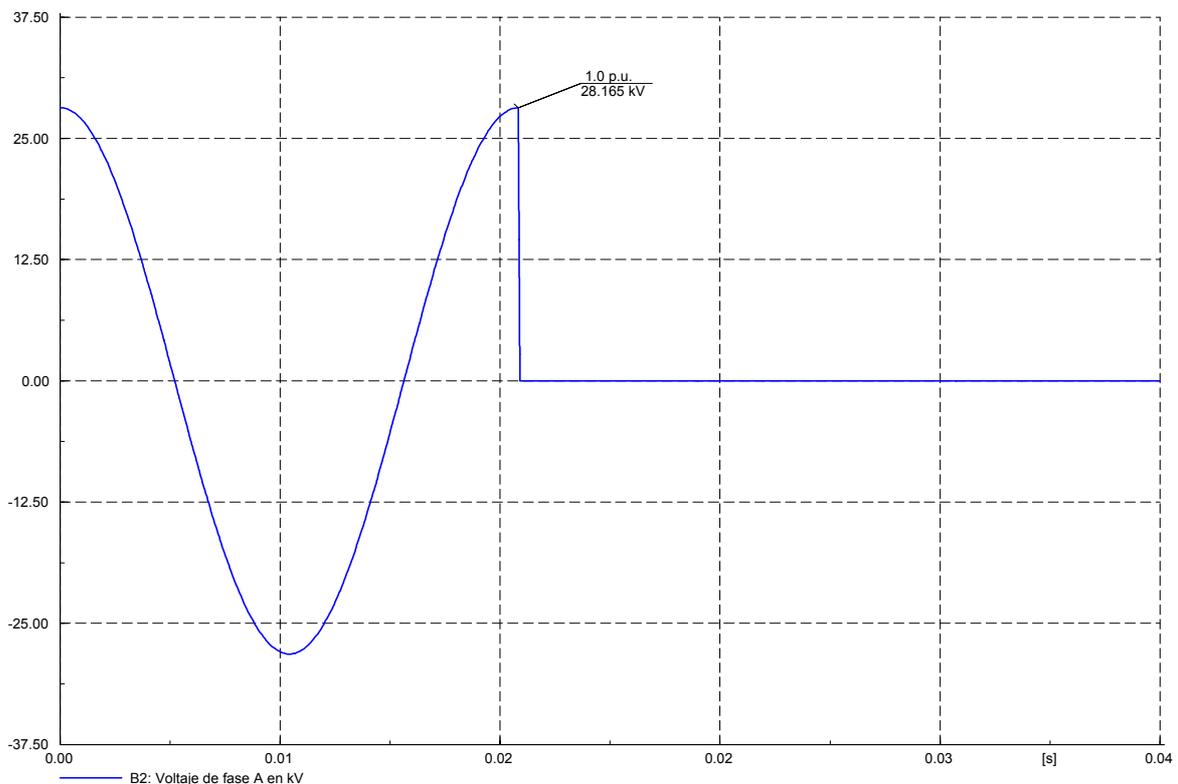


Figura 3.22 Gráfica de voltaje en la barra B2 en caso de una falla cercana

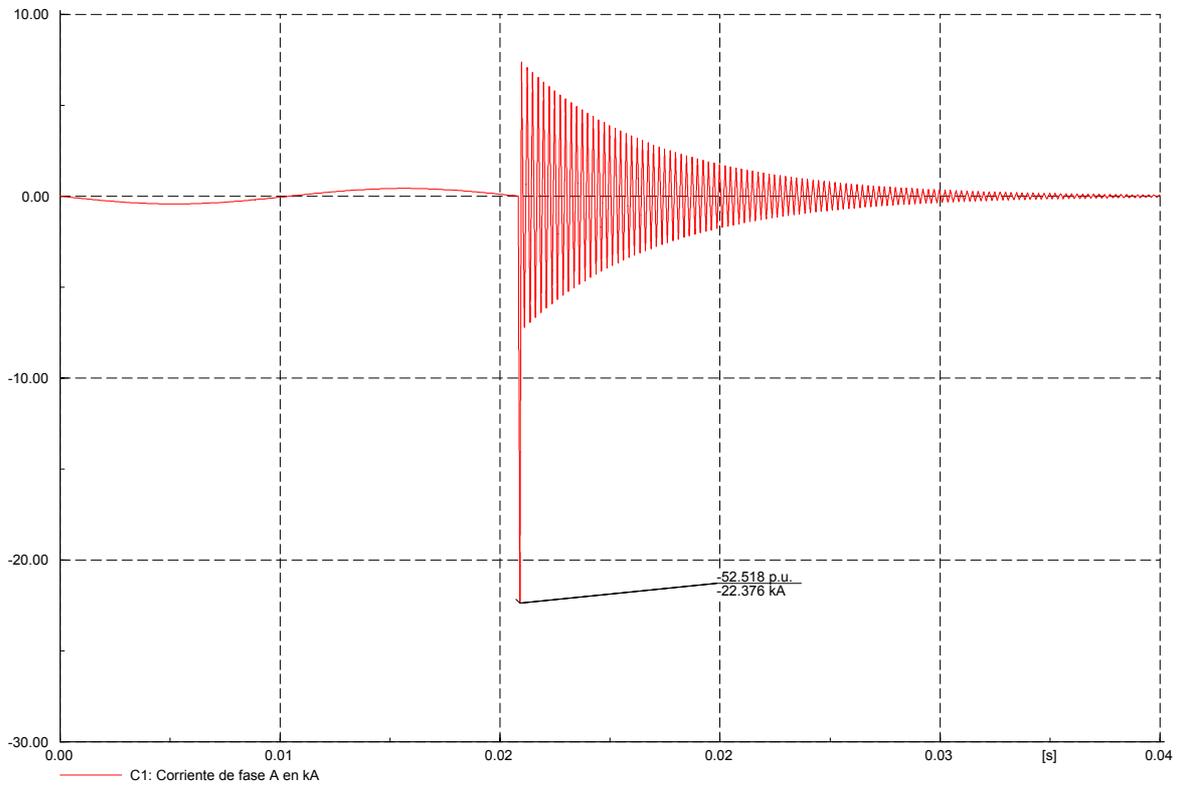


Figura 3.23 Gráfica de corriente outrush del banco C₁ en caso de una falla cercana

Ramas	Corriente pico outrush [pu]	Frecuencia [Hz]	Corriente pico outrush [kA]
C ₁	-52,518	5015,46	-22,376

Tabla 3.7 Resultados del análisis transitorio de corriente outrush

Al igual que el caso del problema de maniobra back-to-back, el problema del transitorio de corriente outrush por una falla cercana se puede solucionar con la ayuda de la impedancia de pre-inserción de alta resistencia, pero ahora conectada a C_1 . De la *tabla 3.5*, ahora se tomo el valor de 10,6 mH y 17 Ω , correspondiente al valor en MVar del capacitor C_1 , 18 MVar. La *figura 3.24* y *tabla 3.8*, muestran la grafica de corriente outrush obtenida y magnitudes de corriente (en pu y kA), así como la frecuencia, ya con la solución antes mencionada conectada y simulada en DIGSILENT.

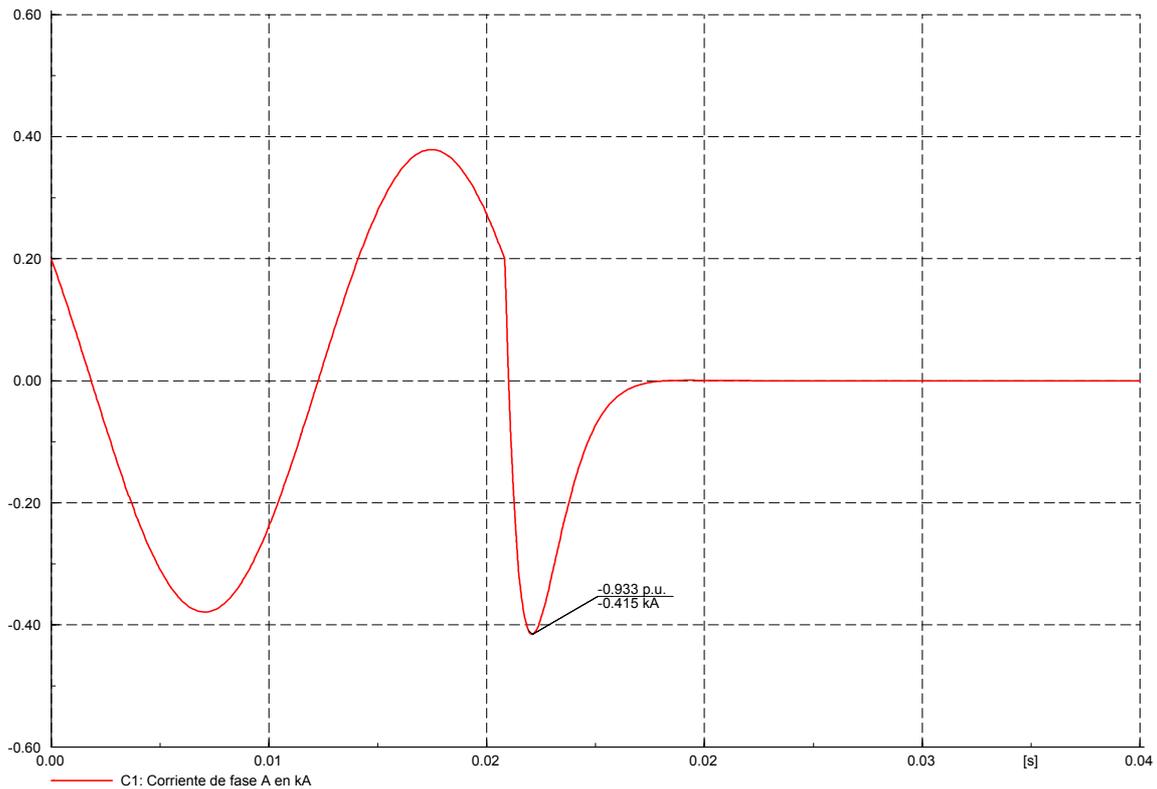


Figura 3.24 Gráfica de corriente outrush del banco C_1 con solución propuesta

Ramas	Corriente pico outrush [pu]	Frecuencia [Hz]	Corriente pico outrush [kA]
C_1	-0,933	171,69	-0,415

Tabla 3.8 Resultados del análisis transitorio de corriente outrush ya con la solución propuesta incorporada

3.6.4 *Magnificación de voltaje*.- este fenómeno se presenta cuando el transitorio oscilatorio, iniciado por la energización del banco de capacitores en distribución (en MT), excita una resonancia serie formada por el banco en BT (ver *figura 3.5*). La magnitud de esta oscilación en la barra del banco de capacitores de BT es mucho mas severa que una energización normal de un banco capacitivo. El pico de la oscilación pueden ser valores de 2,0 hasta 4,0 pu. Estos sobrevoltajes pueden resultar en fallas o fusibles fundidos en el equipo de corrección de factor de potencia de BT, fallas en equipos del consumidor, o disparos indeseados de dispositivos basados en electrónica de potencia, tales como controladores de velocidad variable (ASD's), causando costosos paros en procesos industriales.

La aparición de una elevada tensión (la peor magnificación) en el banco de capacitores situado en baja tensión tendrá lugar cuando se cumplan las condiciones siguientes [35]:

- El tamaño (potencia reactiva) del banco de capacitores que se conecta es mucho mas grande (más de 10 veces) que la del banco de capacitores instalado en baja tensión.
- Hay relativamente poco amortiguamiento (resistivo) por el lado de la carga de baja tensión (configuraciones típicas de plantas industriales, principalmente motores).
- La frecuencia de energización f_1 (del banco en MT) es cercana a la frecuencia resonante serie formada por el transformador MT/BT y el banco de capacitores de BT (f_2),

de esto último $f_1 = f_2$ y [36]:

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 \times C_1}} = \sqrt{\frac{MVA_{CC}}{MVAR}} \times 60 \quad (3.9); \quad f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_2 \times C_2}} = \sqrt{\frac{100 \times kVA_{tx}}{kVAR \times Z_{tx\%}}} \quad (3.10)$$

donde:

f_1 es la frecuencia de energización del sistema analizado [Hz],
 f_2 es la frecuencia de resonancia del sistema [Hz],
 L_1 es la inductancia del sistema (aguas arriba del banco C1) [Ω],
 C_1 es la capacitancia del banco de MT (el que se switchea) [Ω],
 L_2 es la inductancia del sistema (lado secundario de BT) [Ω],
 C_2 es la capacitancia del banco de BT [Ω],
 MVA_{CC} es la potencia de cortocircuito del sistema,
 $MVAR$ es la potencia del banco de capacitores de MT
 kVA_{tx} es la potencia del transformador de BT
 $kVAR$ es la potencia del banco de capacitores de BT
 $Z_{tx\%}$ es la impedancia del transformador de BT [%],

Para reproducir esto con el sistema analizado, de la *figura 3.5*, se cierra el interruptor CB4 energizando al banco de capacitores C_1 por cierre de S_1 y con el banco de capacitores C_{BT} ya energizado, conectado a la barra B5. Si la frecuencia natural de la inductancia L_1 y el banco de capacitores C_1 se iguala con la frecuencia natural de la inductancia L_2 y la del banco de capacitores C_{BT} , entonces la magnificación puede ocurrir. En la *tabla 3.9* se tienen las frecuencias del ultimo punto, las cuales son muy cercanas entre si.

f_1 [Hz]	f_2 [Hz]
438,75	340,16

Tabla 3.9 Resultados del calculo de las frecuencias de energización y resonancia en la magnificación de voltaje

Bajo tales condiciones, transitorios por magnificación de voltaje pueden ser experimentados en el banco de capacitores en baja tensión (C_{BT}). Esto podría llevar a severos sobrevoltajes, que podría llevar finalmente a la falla del banco de capacitores, junto con la del equipo conectado a la barra B5.

Las *figuras 3.25 a la 3.27* muestran los voltajes transitorios en las barras involucrada así como la corriente en los bancos de capacitores mencionados, donde se puede observar lo drástico que es para el sistema y el equipo, la magnificación de voltaje, cuando se cierra el switch del capacitor C_1 en MT.

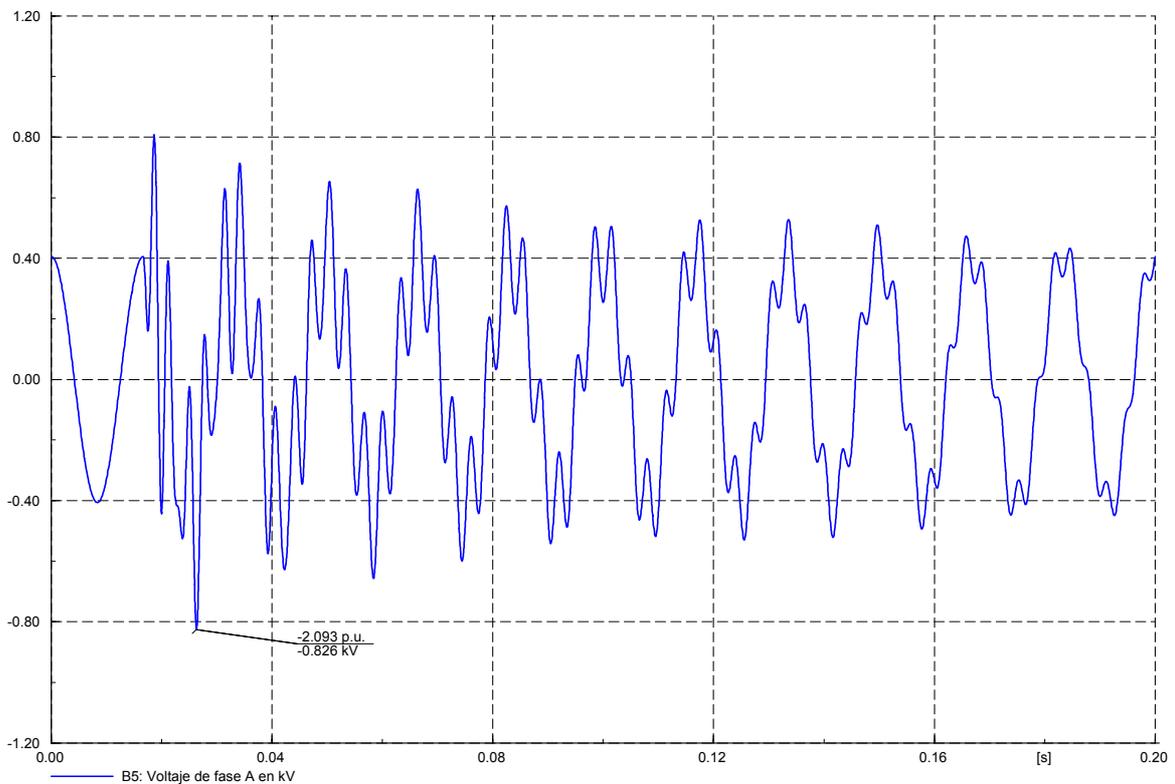


Figura 3.25 Gráfica de voltaje transitorio de la barra B5 debido a la magnificación

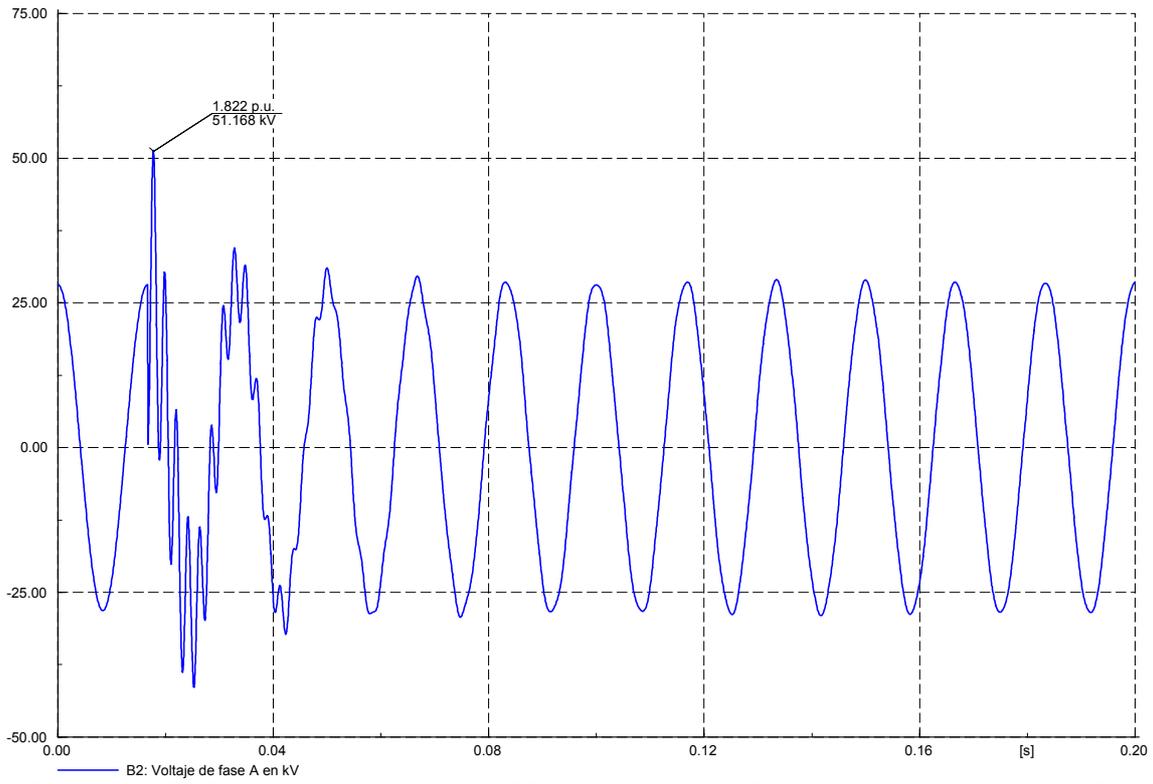


Figura 3.26 Gráfica de voltaje de la barra B2 debido a la magnificación, por cierre del banco C₁

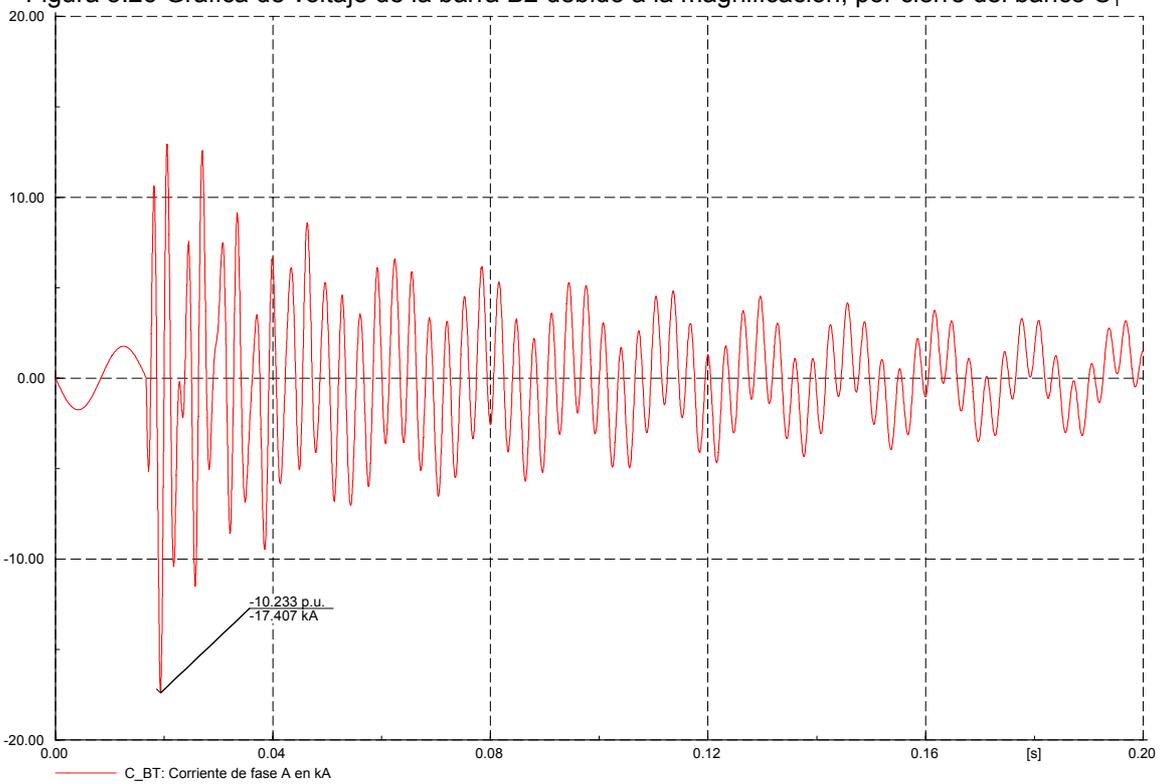


Figura 3.27 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en baja tensión debido a la magnificación de voltaje

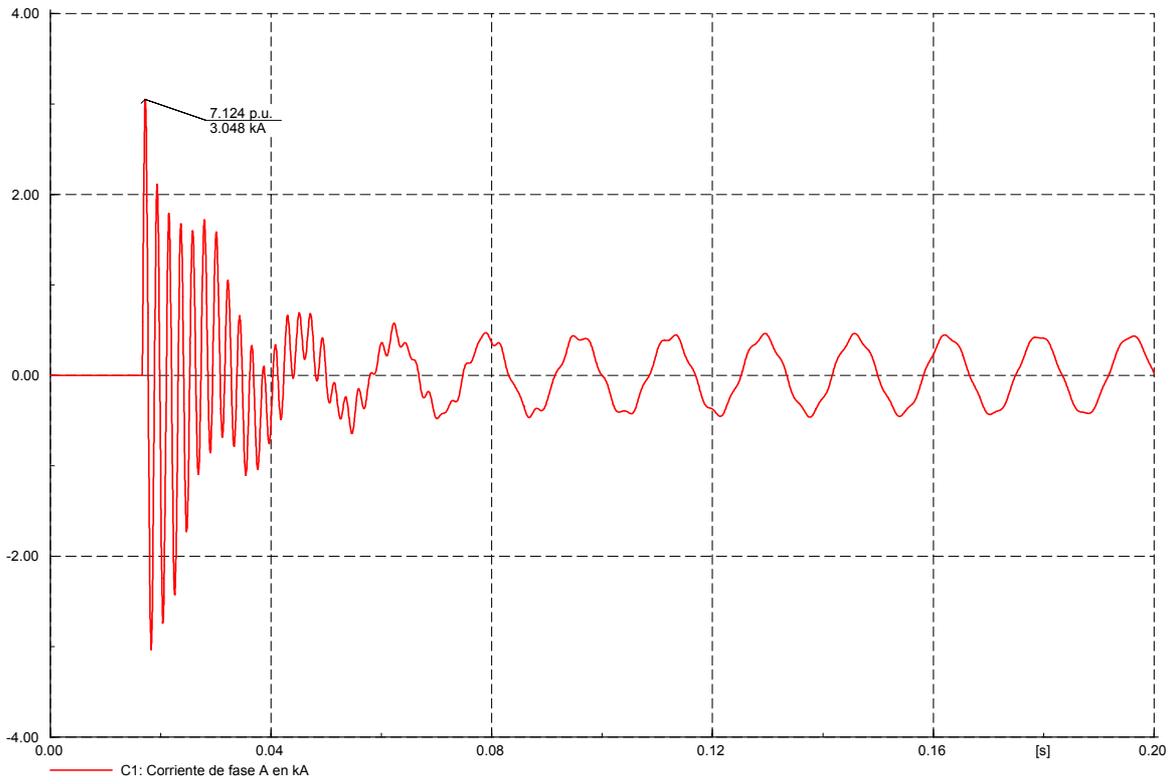


Figura 3.28 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en media tensión que se energiza dando como resultado una magnificación de voltaje

3.6.4.1 Apartarrayos de óxidos metálicos

Por lo anterior es necesario una solución al problema del transitorio por magnificación de voltaje de bancos de capacitores, los apartarrayos (usados para este caso junto con los TVSS, mas adelante definidos) son dispositivos eficientes para proteger equipos eléctricos contra sobrevoltajes transitorios. El apartarrayos se instala en paralelo (entre fase y neutro/tierra) con el equipo a proteger y tan cerca de este como sea posible. Los apartarrayos limitarán los sobrevoltajes apartando o desviando la corriente del sistema del banco de capacitores a el apartarrayos.

3.6.4.1.1 Modelado del apartarrayos

El modelo aquí utilizado fue representado por la característica de resistencia no lineal (o convencional). Consta de una resistencia no lineal, que no se comporta de la misma forma para voltaje y corriente cuando opera en el dominio no-lineal, estas características se las da al dispositivo el exponencial [37]:

$$i = p \left(\frac{V}{V_{ref}} \right)^q \quad (3.11)$$

donde:

i = corriente del apartarrayos & V = al voltaje aplicado

V_{ref} = voltaje de referencia

p = corriente de prueba

q = exponente característico de V-I (de 25 a 30 valor típico arbitrario)

-Los parámetros p y q son características únicas del dispositivo

3.6.4.1.2 Aplicaciones del apartarrayos

Muchos bancos de capacitores son operados sin apartarrayos. Sin embargo, hay una variedad de razones para instalarlos [38]:

- Para prevenir fallas en capacitores o fallas en interruptores por TRV,
- Para limitar el riesgo o peligro de repetidos re-encendidos en un interruptor,
- Para prolongar la vida de servicio de los capacitores limitando altos sobrevoltajes,
- Sirviendo como 'protector' contra imprevistas condiciones de resonancia que, por otra parte llevaría a fallas en los capacitores,
- Para limitación total de transitorios relacionados con maniobras en bancos de capacitores que pueden ser transferidos mas allá del sistema y causar disturbios en equipo sensible,
- Para mejora de capacitores previniendo altos sobrevoltajes y/o por incremento del voltaje de servicio,
- Para servir de protección contra descargas atmosféricas, a bancos de capacitores conectados a líneas o cerca de estas.

3.6.4.2 Supresores de Sobrevoltajes Transitorios en Bajo Tensión (TVSS)

Proporcionan una protección confiable y económica, contra transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos por relámpagos, conmutaciones, ruido eléctrico en líneas de potencia, energización y magnificación de banco de capacitores. Están compuestos por varistores de óxidos metálicos que tienen la ventaja sobre los diodos (supresores de transitorios) que, al igual que ellos pueden absorber energías transitorias (incluso más altas) pero además pueden suprimir los transitorios positivos y negativos, toda esta protección para sistemas de baja tensión.

Cuando surge un transitorio, el varistor cambia su resistencia de un valor alto a otro valor muy bajo. El transitorio es absorbido por el varistor, protegiendo de esa manera los componentes sensibles del circuito.

Los TVSS se fabrican con varistores de un material no-homogéneo (carburo de silicio y actualmente de óxidos metálicos).

Las características típicas entre la tensión y corriente (V/I) en un varistor de ZnO, viene dada por la ecuación [39]:

$$V = C \times I^b \quad (3.12)$$

donde :

V es el voltaje,

C es el voltaje del varistor para una corriente de 1 A,

I es la corriente actual que atraviesa el varistor,

B es la tangente del ángulo que forma la curva con la horizontal. Este parámetro depende del material con que está fabricado el varistor, en el caso de ZnO su valor es $b = 0,035$.

3.6.4.3 Selección del apartarrayos y TVSS

Para nuestro sistema, de 34,5 kV usualmente se tiene un voltaje máximo continuo línea a línea de 36,2kV. Esta última cantidad se divide entre $\sqrt{3}$ lo que da aproximadamente 20,9 kV de línea a tierra. Este valor es el MCOV (tensión máxima de operación continua) con el cual entramos en la tabla del fabricante de apartarrayos, como no se encuentra el valor exacto tomamos el valor inmediato superior, que es el de 22 kV [40,41] con una capacidad nominal del apartarrayos de 27 kV rms. Además de esto, se modelara el apartarrayos.

La *tabla 3.10* muestra los valores máximos de voltaje de descarga (kV_{pico}), a la onda de corriente (kA) encontrados con la fórmula n, para el apartarrayos de MT a 34,5 kV conectados (uno por fase) a la barra B2,

Corriente (kA)	Voltaje (kV_{pico})
1,5	56
3	58,9
5	61,6
10	66,3
20	73,4
40	83,3

Tabla 3.10 Rango de características corriente-voltaje del apartarrayos de ZnO a 34,5 kV

Con la fórmula 3.12, calculamos el valor del TVSS para nuestro sistema conectado a la barra de BT (B5) del diagrama unifilar (*figura 3.5*) a 480 V, siendo sus características voltaje-corriente, contenidas en la *tabla 3.11*:

Corriente (A)	Voltaje (V)
1	480
10	520,28
100	563,95
1000	611,28
10000	662,58

Tabla 3.11 Rango de características corriente-voltaje del TVSS a 0,48 kV

Determinadas las características de ajuste del apartarrayos de ZnO y el TVSS, de las *tablas 3.10* y *3.11*, respectivamente, se caracterizan en DIGSILENT, simulando el estado transitorio y dando como resultados las *graficas 3.29* a la *3.32*, en voltaje y corriente ya con la solución propuesta incorporada.

Las *tablas 3.12 y 3.13* expresan las magnitudes pico de voltajes y corrientes, en las barras implicadas en la magnificación de voltaje, así como los elementos causantes de esta, respectivamente, antes y después de la solución propuesta.

Barras	Voltaje pico s/ZnO & TVSS [pu]	Voltaje pico c/ZnO & TVSS [pu]
B5	-2,093	1,266
B2	1,822	1,637

Tabla 3.12 Resultados del análisis transitorio por magnificación de voltaje en barras de interés

Ramas	Corriente pico s/ZnO & TVSS [pu]	Corriente pico c/ZnO & TVSS [pu]
C ₁	7,124	5,918
C _{BT}	-10,233	-1,726

Tabla 3.13 Resultados del análisis transitorio por magnificación de voltaje en los bancos de capacitores involucrados en la magnificación

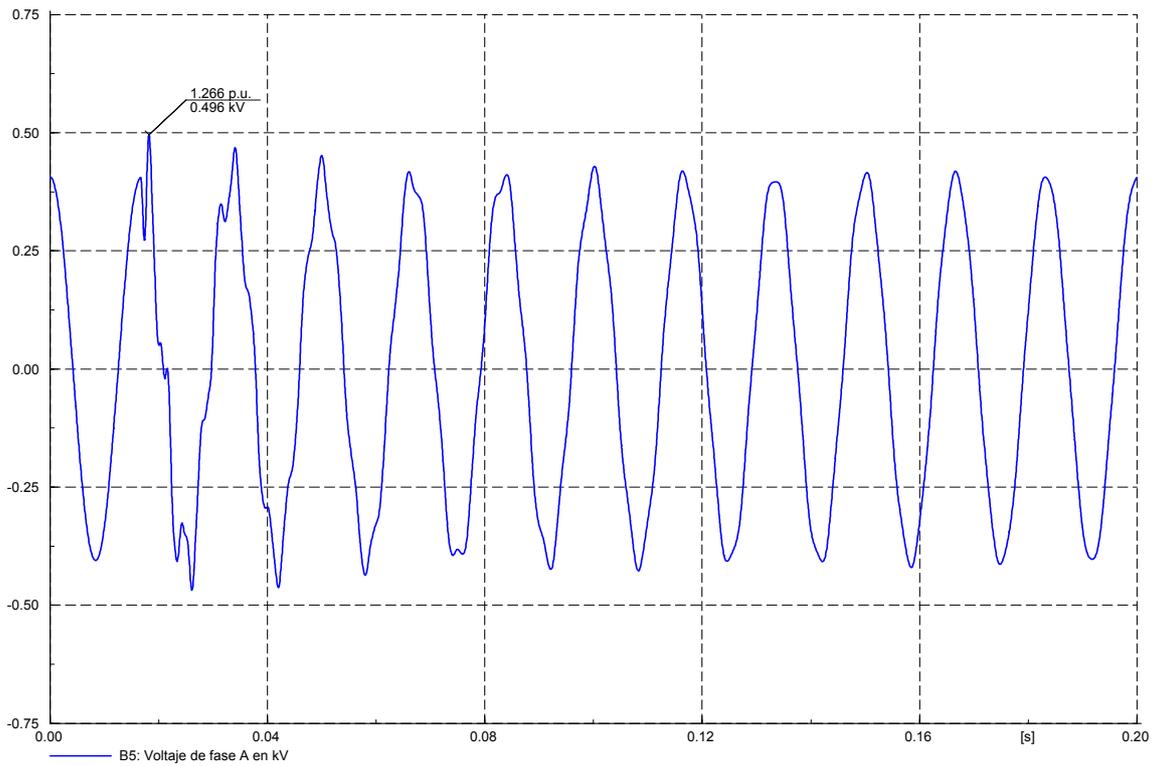


Figura 3.29 Gráfica de voltaje transitorio de la barra B5 debido a la magnificación simulada con la solución propuesta

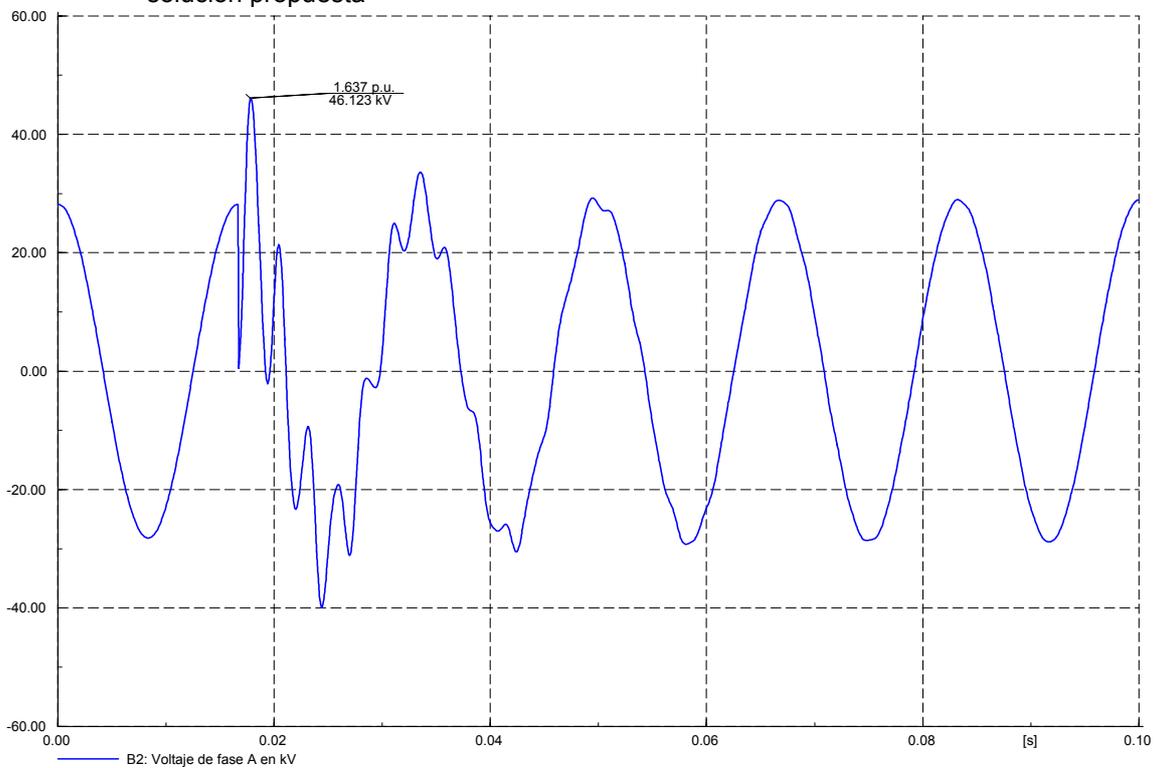


Figura 3.30 Gráfica de voltaje de la barra B2 debido a la magnificación, por cierre del banco C₁ simulada con la solución propuesta simulada

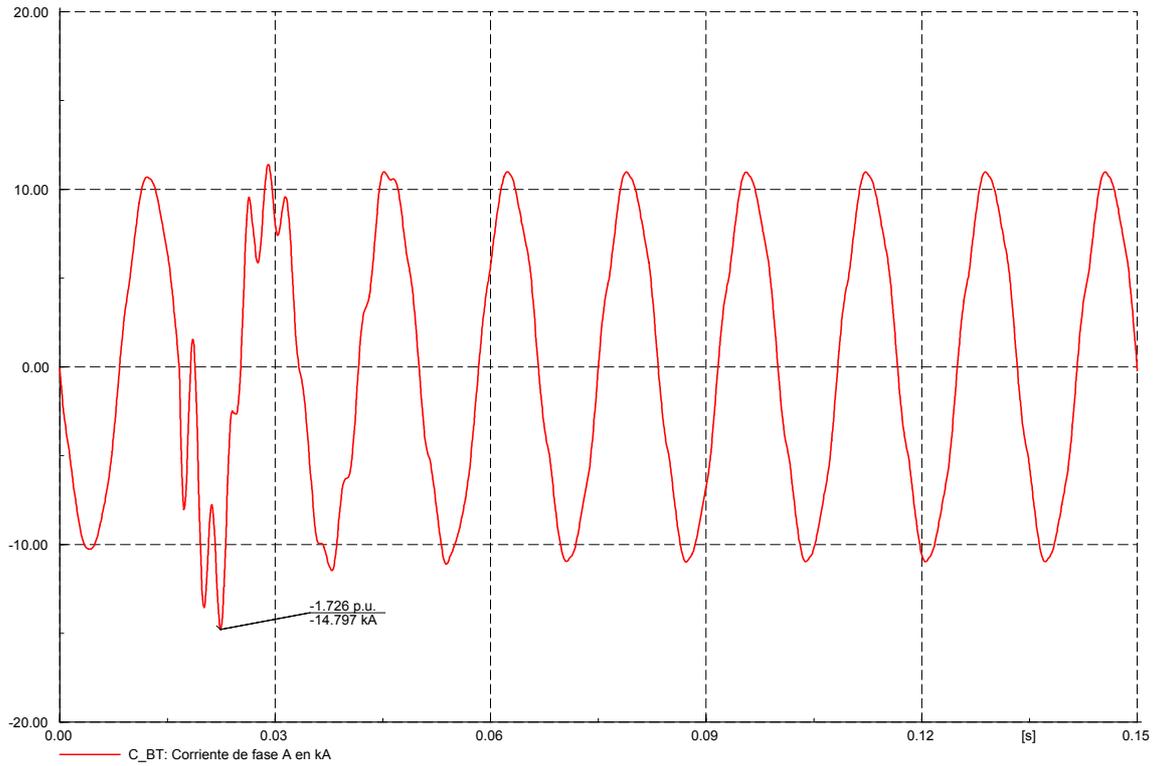


Figura 3.31 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en baja tensión debido a la magnificación de voltaje con la solución propuesta simulada

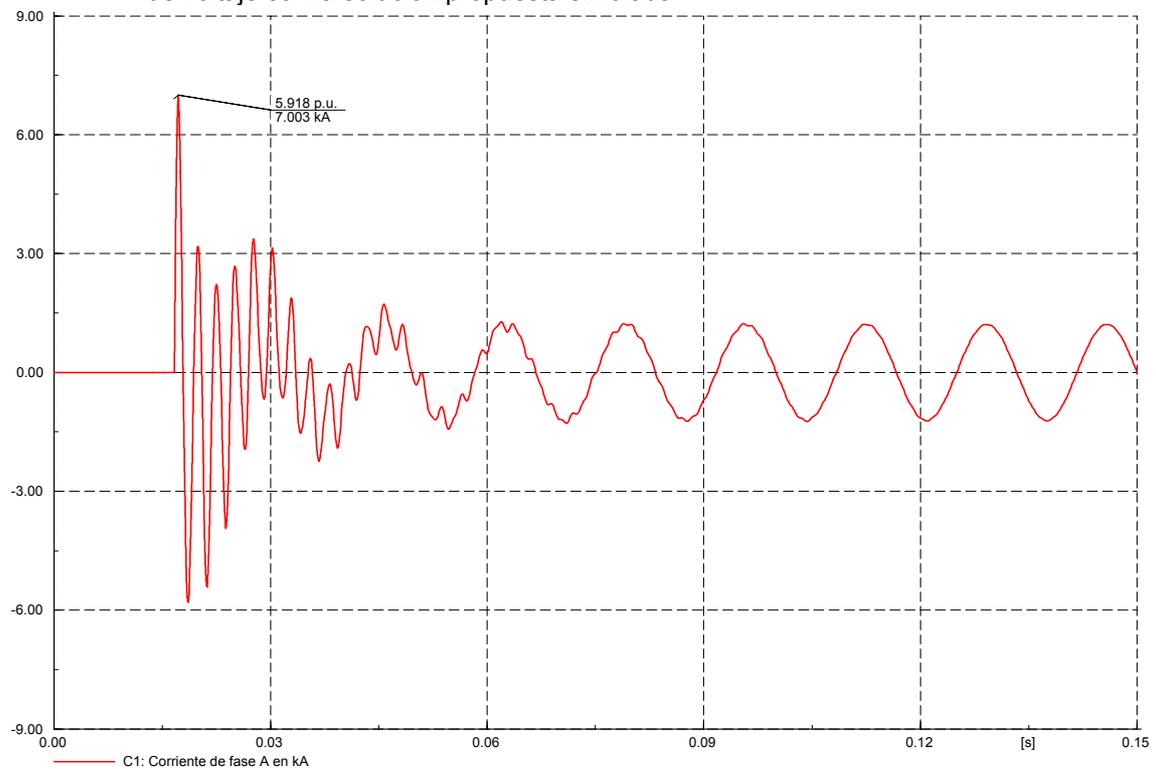


Figura 3.32 Gráfica de corriente transitoria del capacitor en media tensión con la solución propuesta ya incorporada

3.6.5 *Transitorio de recuperación de voltaje (TRV)*.- después de la interrupción de una corriente de corto circuito por un fusible de alta tensión o un interruptor de potencia, inmediatamente estará presente un voltaje de recuperación transitorio (TRV) que aparece a través de las terminales del dispositivo interruptor.

Cuando la corriente de corto de circuito se interrumpe cerca de la corriente cero, hay aun energía magnética almacenada en la inductancia de dispersión de los transformadores de la subestación, en la auto-inductancia del estator y devanados de campo de los generadores suministradores, en la inductancia de barras conectadas, líneas aéreas, cables subterráneos y bancos de capacitores, esto resultara en un voltaje oscilatorio [42].

Las formas de onda del TRV pueden ser oscilatoria, exponencial, coseno-exponencial o combinaciones de estas formas. El TRV puede ser simulado de la *figura 3.5*, considerando el voltaje a través de los contactos del interruptor de CB1, teniendo energizado el banco de capacitores C_1 y después de liberar una falla en el alimentador o en la barra B1. Durante la falla, el voltaje en la barra es muy bajo o cero. Cuando los contactos del interruptor abren, el voltaje en el lado del suministro se ‘recupera’ o ‘brinca otra vez’ al voltaje del sistema nominal [22].

Sin embargo, del lado del suministro de voltaje el interruptor ‘recupera’ carga por la capacitancia (bushing) del circuito del interruptor, $C_{BUSH} = 300$ pF [43]. Adicionalmente a las capacitancias en paralelo también pueden estar presentes en forma de capacitancia dispersa o bancos de capacitores en el lado del suministro del interruptor. Por lo tanto, la capacitancia shunt total presente, como su carga, resonara con la inductancia equivalente del sistema L_1 .

Si hay solo capacitancia (bushing), la frecuencia natural es muy alta. Si hay poco amortiguamiento (es decir si la resistencia del sistema R_1 es pequeña), el voltaje pico a través del circuito del interruptor puede alcanzar 2,0 pu. Los resultados de la simulación analizado en el sistema se muestran en la *figura 3.33*. En este caso, en nuestra simulación se realizo con una falla trifásica, alcanzando el voltaje pico de recuperación 1,22 pu en un polo del interruptor.

El TRV, causa esfuerzos en el circuito del interruptor después del paso de corriente de falla y, depende de factores como del tipo de falla, la localización de esta y la configuración del sistema de potencia switchhead.

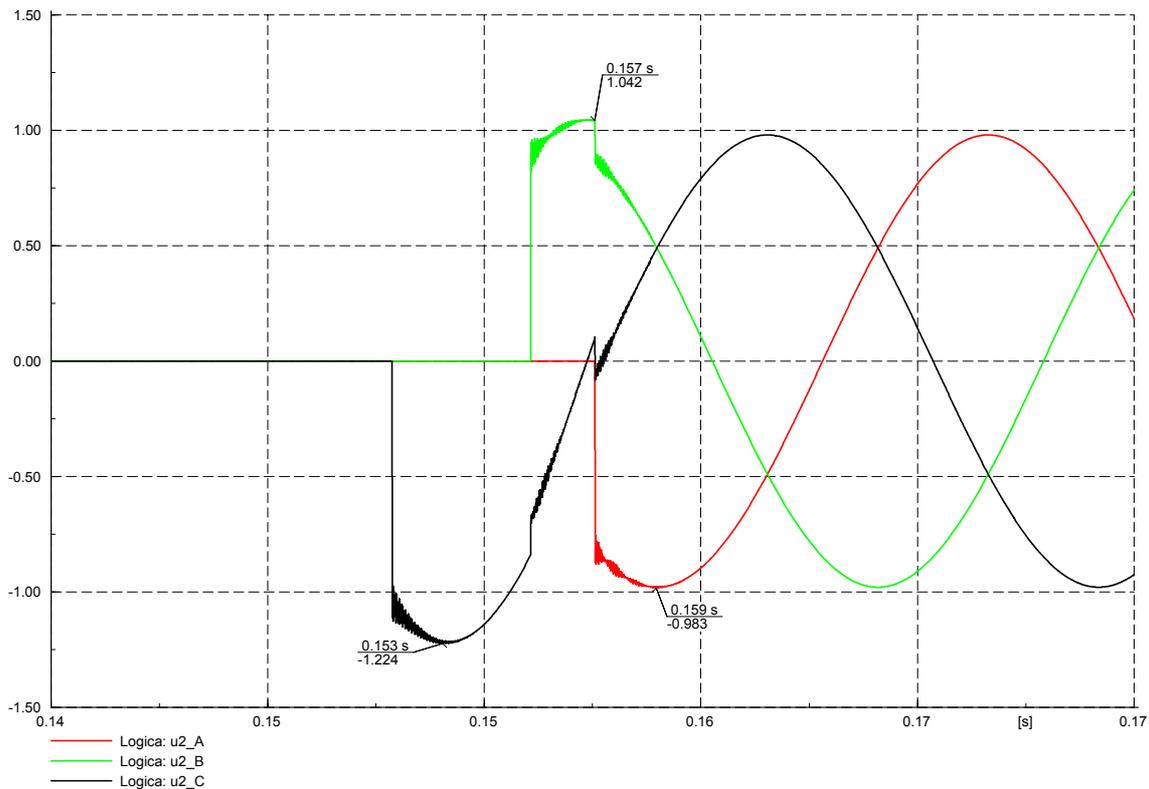


Figura 3.33 TRV que se presenta en terminales del interruptor CB1

3.6.5.1 Resistencia de switcheo

Por lo anterior es necesario una solución al problema del TRV al estar presente bancos de capacitores, en la tecnología de interrupción de corriente alterna, el uso de resistores de switcheo en interruptores de alta tensión es bien implementada para reducir los sobrevoltajes y frecuencia del TRV. En mediana tensión, en circuitos de interruptores metal-clad, no son integrados las resistencias de switcheo a los interruptores, dos interruptores pueden usarse como se observa en la *figura 3.34* para la pre-inserción del resistor.

El valor de este último, puede ser calculado con la frecuencia del transitorio, dada por [44]:

$$fn = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC} - \frac{1}{4} \left(\frac{R}{L} - \frac{1}{rC} \right)^2} \quad (3.13)$$

donde r es la resistencia insertada, R y L son la resistencia e inductancia del sistema, y C es la capacitancia del capacitor siendo switcheado. En sistemas de potencia, la resistencia es generalmente mucho menor que la reactancia. Si la resistencia es ignorada de la ecuación anterior, la frecuencia del transitorio es reducida a cero por una resistencia de pre-inserción de valor:

$$r = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.14)$$

La siguiente ecuación puede convertirse en la siguiente forma conveniente:

$$r = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{V_{LN}}{I_{SC} \omega C}} \tag{3.15}$$

donde V_{LN} es el voltaje del sistema de línea a neutro, y la I_{SC} es la corriente de corto circuito. Por consiguiente, la resistencia de switcheo es un camino efectivo para eliminar los transitorios de este tipo completamente. El costo de dos interruptores por banco de capacitores puede ser fácilmente justificado en sistemas de distribución sirviendo cargas críticas.

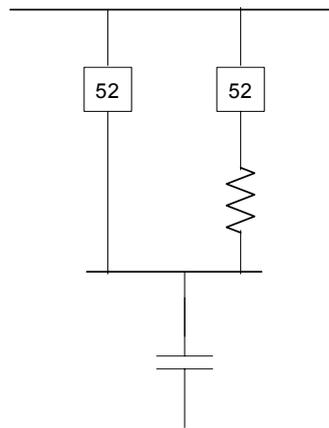


Figura 3.34 Circuito de interruptores usando resistencia por switcheo

Para nuestro caso, tenemos un valor de: 4,56 Ω, que fue conectada y con esta se realizó la simulación, teniendo a la figura n como resultado, donde se puede observar la total eliminación del TRV en terminales del interruptor. Cabe añadir que la *tabla 3.14* y la *figura 3.35* reportan el voltaje del lado de alimentación, por parte de la compañía suministradora.

Polos del interruptor CB1	Voltaje pico con TRV * [pu]	Voltaje pico con resistencia de switcheo* [pu]
A (rojo)	-0,983	-0,844
B (verde)	1,042	0,790
C (negro)	-1,224	-0,983

Tabla 3.14 TRV que se presenta en terminales del interruptor CB1 y ya con la solución incorporada

(*) dato de la primera senoide que aparece después del TRV

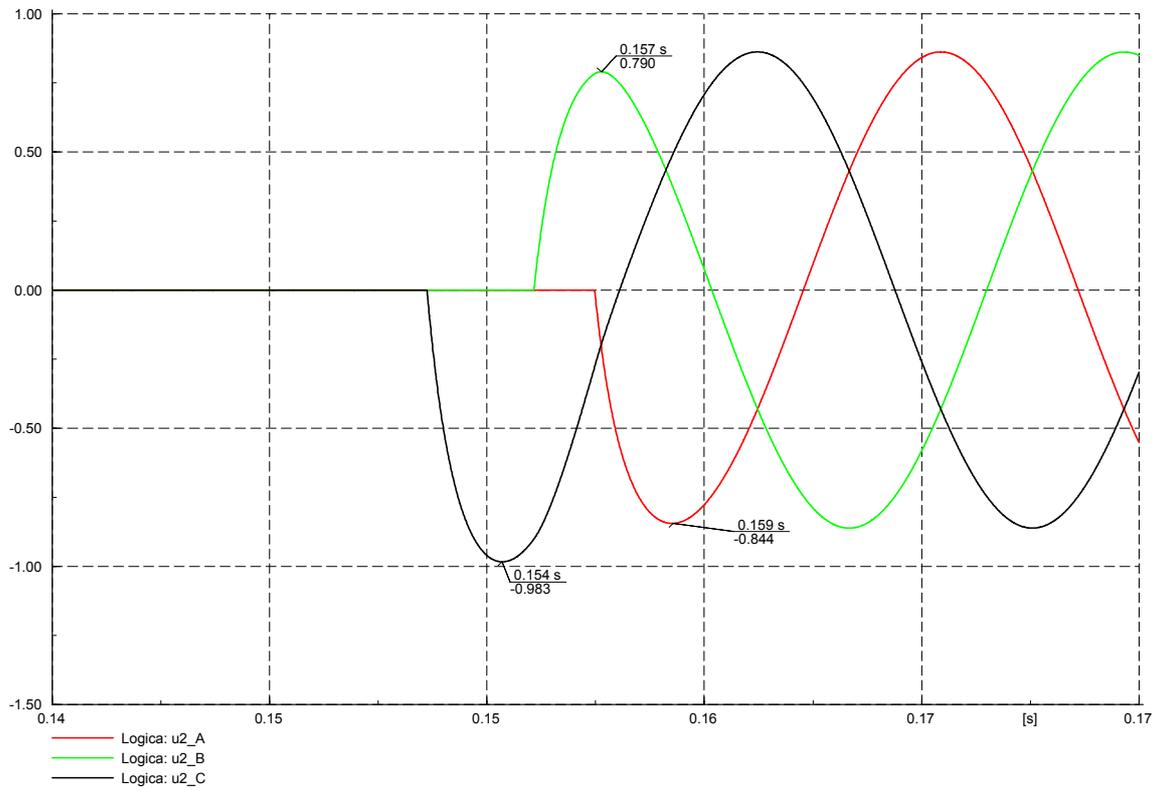


Figura 3.35 Eliminación total del TRV por medio de resistencia de switcheo

3.7 Comparación de los casos simulados en Curva ITI

La figura 3.2 [7] sirve como referencia con la grafica de la curva ITI, en donde a manera de plantilla se uso para referir algunos casos (solo donde se rebasaba la región “prohibida”) de sobrevoltajes transitorios a causa de maniobras de switcheo en bancos de capacitores, cabe observar que la condición mas severa de duración y magnitud (o de otra manera, las que rebasan mayor parte de la “región prohibida”) en primer lugar es la de magnificación de voltaje (caso d), siguiendo el caso de energización inrush (caso a) y la menos dañina pero en, región impedida el caso (b), maniobra back-to-back, ver figura 3.36. Esto de ninguna manera quiere decir que presentándose tales casos en el sistema de la figura 3.5, ningún tipo de equipo de electrónica sensible funcione o se dañe seguramente, esto es solo una pauta para la mayoría de estos y, en la que la mayoría de los fabricantes no se responsabiliza del daño o mal funcionamiento de estos, cuando se llega o se rebasan estos umbrales.

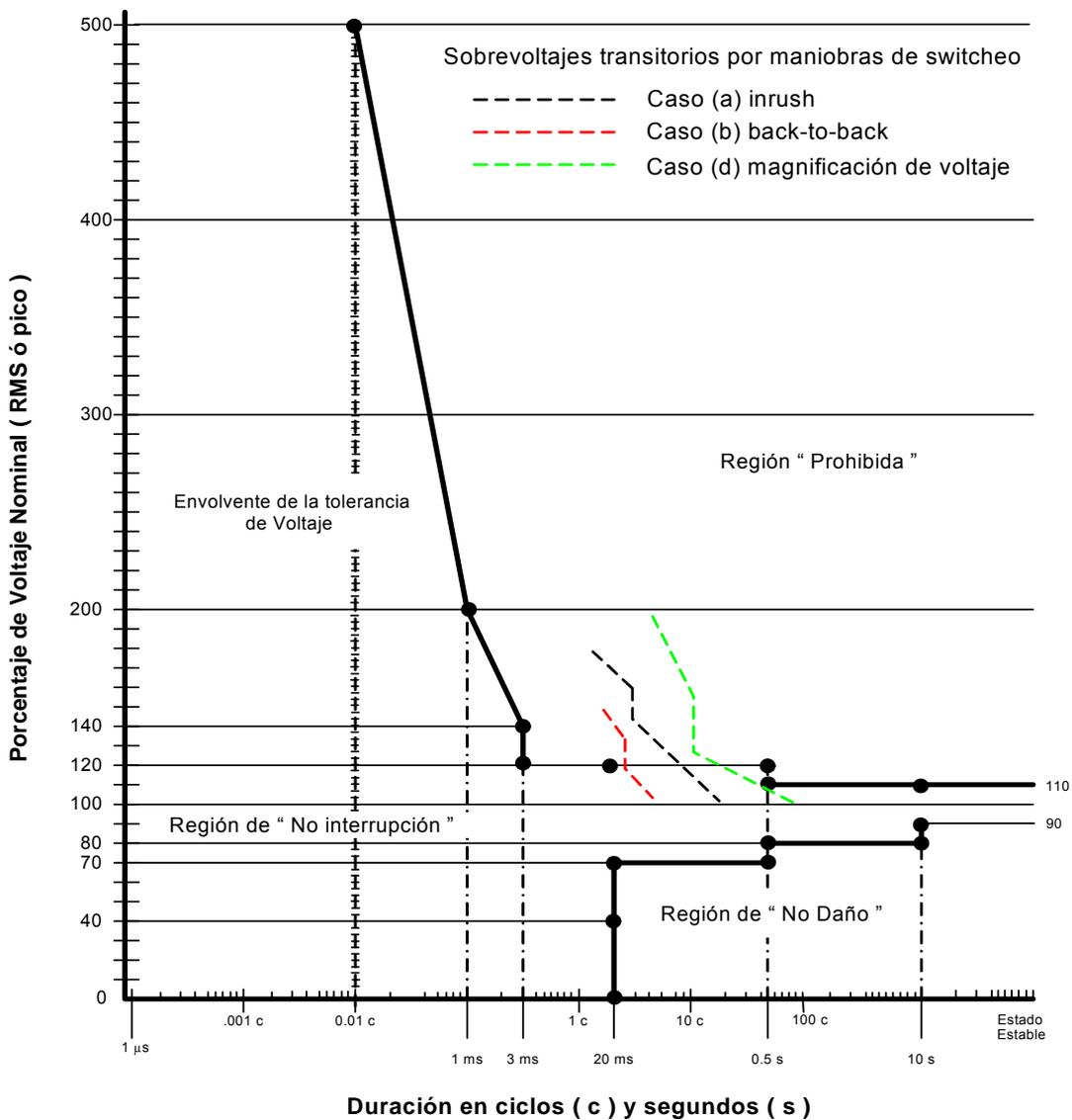


Figura 3.36 Curva ITI con sobrevoltajes transitorios de casos a), b) y d) superpuestos

Capítulo IV.- El Problema de
Distorsión Armónica: Casos de
Estudio y Técnicas de Solución

El problema de distorsión armónica: casos de estudio y técnicas de solución

4.1 Introducción

El problema de las armónicas no es un tema nuevo, ya que han existido desde la creación de los sistemas de potencia. Uno de los primeros documentos que utiliza el término *armónicas*, en el contexto de las series de Fourier aplicadas a sistemas eléctricos, fue escrito en 1894 por Houston y Kennelly. Este documento describe, de una manera concisa, y sin el uso de ecuaciones, las propiedades básicas de las ondas periódicas distorsionadas y en él se presentan conceptos revolucionarios para su tiempo, como son el incremento de las pérdidas en máquinas eléctricas a consecuencia de las armónicas, disminución de par y eficiencia en motores y el origen de la resonancia eléctrica cuando las ondas de corriente se encontraban distorsionadas [45].

A principios del siglo XX el uso de rectificadores de arco de mercurio aumento para una variedad de aplicaciones. Algunas cargas alimentadas por estos dispositivos eran muy grandes y la corriente armónica que ellas mostraban, fue significativa y problemas surgieron. Notables problemas ocasionaron, como interferencia con líneas de comunicación (telefónicas), resultando en ruido. Entre 1930 y 1970, productores electroquímicos y electrometalúrgicos quienes eran los usuarios mas grandes de convertidores estáticos de potencia desarrollaron tecnología (multipulsos) para minimizar ruido inducido y limitar corrientes armónicas (sobre todo las de orden alto) reflejándose en el sistema del suministrador [46].

En todas las grandes centrales generadoras, se produce una onda de tensión casi perfectamente sinusoidal. En la mayoría de los casos el voltaje encontrado en niveles de transmisión y distribución presenta una distorsión armónica inferior al 1%. Sin embargo, conforme nos aproximamos a la carga la distorsión se incrementa y cerca de algunas cargas la forma de onda de corriente apenas asemeja una onda sinusoidal [47].

El creciente uso de cargas y dispositivos no lineales, son causantes del incremento de problemas de contaminación armónica en los sistemas eléctricos de distribución. Las componentes armónicas no solo distorsionan la onda de corriente y voltaje, cuando éstas se propagan a través del sistema crean una serie de efectos colaterales, que incluyen el aumento de pérdidas, resonancias y operación inadecuada de equipos electrónicos de control, medición y protección [18].

Como la fracción de estas cargas sigue aumentando la inquietud sobre el efecto de las mismas es grande; así varias organizaciones de normalización (IEEE, IEC, ANCE) y compañías suministradoras (CFE, LyF) tienen o planean establecer límites para estas cargas, estos límites están basados en los efectos de estas cargas y en el mejor juicio de estas organizaciones [20].

Existen diversas opciones para suprimir el problema de las armónicas, ó al menos para mantenerlas y/o reducirlas dentro de límites recomendados, la selección de la mejor dependerá de la situación particular que se presente. Entre las soluciones mas comunes se encuentran los filtros pasivos, lograr desfases con la finalidad de cancelar entre sí las armónicas, instalar reactores de choque, filtros activos, etc [68].

4.2 Características, causas y efectos típicos de armónicas

Las armónicas son ondas de voltaje o corriente sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la fundamental (60 Hz), la combinación de los armónicos y de la senoide de frecuencia fundamental dan lugar a formas de onda distorsionadas. Generalmente las cargas no lineales - “aquellas cargas que al ser energizadas con un voltaje sinusoidal genera formas de onda no sinusoidales en su funcionamiento común [4]”- dan lugar a la inyección de armónicas de corriente, las cuales, al circular por el sistema de potencia, dan lugar a distorsión armónica en las tensiones. En la mayoría de los casos, las armónicas son un disturbio en estado estable, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios. Además la IEC clasifica a las armónicas, como un fenómeno de conducción en baja frecuencia [3].

Las interarmónicas son ondas de voltaje o corriente que tienen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia suministrada al sistema. Las principales fuentes de este tipo son los convertidores estáticos de frecuencia, ciclo convertidores, hornos de inducción y dispositivos de arco [3]. Un especial subconjunto de las interarmónicas son las llamadas sub-armónicas, que tienen valores de frecuencia que son menores que la frecuencia fundamental. El flicker en iluminación puede ser una indicación de presencia de sub-armónicas.

Los anteriores fenómenos surgen por la presencia cada vez mayor de las llamadas cargas no lineales, que son elementos distorsionadores de la forma de onda y a partir de cierta magnitud introducen problemas a la red eléctrica, provocando además calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipo del sistema eléctrico. Las cargas que comúnmente presentan este comportamiento son: dispositivos electrónicos de potencia (convertidores, rectificadores [19,65], etc.); dispositivos productores de arcos eléctricos (hornos de arco, lámparas de descarga en gas, máquinas soldadoras, etc.); dispositivos ferromagnéticos (transformadores, etc.); motores eléctricos que mueven cargas con ciclos variables, con alto par de arranque y con cambios demasiado bruscos (molinos de laminación, trituradores, etc.), todo el equipo anterior se clasifica como fuentes emisoras de corrientes armónicas en plantas industriales [48,67]. Para oficinas y otros edificios, el alumbrado fluorescente, los equipos electrónicos de telecomunicaciones, controladores de energía, equipos de seguridad, alarmas, computadoras, impresoras, elevadores controlados con electrónica de estado sólido, etc. son instalados cada vez en mayores proporciones en los edificios, provocando mayores niveles de distorsión armónica. Estos dispositivos pueden usualmente ser modelados como fuentes de corrientes que inyectan corrientes armónicas dentro del sistema de potencia, y algunos como los hornos de arco eléctrico con fuentes de voltaje armónico. Como resultado está la distorsión de voltaje, las corrientes armónicas son causantes de la disminución no lineal de voltaje a través de la impedancia del sistema. La distorsión armónica es una preocupación creciente para muchos usuarios y para los sistemas de potencia, debido al incremento de la aplicación de equipo no lineal como: electrónica de potencia, microprocesado, microcontrolado, etc.

4.2.1 Componentes de Secuencia

En un sistema trifásico balanceado bajo condiciones no sinusoidales, el voltaje (o corriente) armónico de h orden, puede ser expresado por medio de las ecuaciones (4.1), (4.2) y (4.3):

$$V_{ah}=V_h \text{ sen } (h\omega_0 t + \theta_h) \quad (4.1)$$

$$V_{bh}=V_h \text{ sen } (h_0\omega t - 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (4.2)$$

$$V_{ch}=V_h \text{ sen } (h\omega_0 t + 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (4.3)$$

Bajo condiciones balanceadas, la armónica h (frecuencia de armónica = h veces la frecuencia fundamental) de fase b atrasa h veces 120° detrás que la misma armónica en fase a . La armónica h de fase c atrasa h veces 240° detrás que la misma armónica en fase a . La *tabla 4.1* muestra la secuencia de armónicas que es claramente positiva-negativa-cero.

Orden de Armónica	Secuencia de la Armónica
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0
7	+
8	-
9	0
10, 11, 12	+, -, 0

Tabla 4.1 Secuencia de armónicas

de donde [47,48] :

- Armónicas del orden $3h+1$ tiene secuencia positiva, (de rotación directa) causan calentamiento en conductores, disparo en circuitos de protección, calentamiento y aceleración en motores.
- Armónicas del orden $3h+2$ tiene secuencia negativa, (de rotación inversa) provocan calentamiento y problemas en motores debido a que trataran de frenarlo por medio de campos magnéticos de rotación inversa, también causan calentamiento en conductores.
- Armónicas del orden $3h$ tiene secuencia cero, (no tiene rotación) la tendencia de adicionarse al hilo neutro en un sistema trifásico a 4 hilos, principalmente la 3^{ra} causando calentamiento en el neutro, y con esto sobrecarga en el.

Nota: dentro de las componentes de secuencia cero existen las llamadas armónicas “triplens”, que son múltiplos impares de la 3^{ra} (como la 9^{va}, 15^{va}, 21^{va}, etc.)

4.2.2 Fuentes de armónicas [5]

Existe un gran número de dispositivos que producen distorsiones armónicas. En la actualidad, esto constituye un gran problema, debido al gran aumento en uso de cargas no lineales.

Algunas de estas fuentes han existido desde la implantación de los sistemas de potencia; otras, han existido pero en cantidades más pequeñas durante muchos años atrás, la tendencia actual y futura es que será mayor el número de cargas no lineales. Una vez más el progreso tecnológico ha traído consigo una contaminación grave del medio (en este caso eléctrico), por lo tanto es preciso controlarlo a base de una técnica adecuada.

4.2.2.1 Fuentes tradicionales de armónicas

Anteriormente, la propagación de armónicas se relacionaba con el diseño y la operación de transformadores de potencia y máquinas rotatorias; de hecho, la primera fuente generadora de armónicas en esos días era la corriente magnetizante de los transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia y máquinas rotatorias modernas, trabajando en estado estable, no provocan una distorsión significativa en la red eléctrica, pero cuando hay fluctuaciones de voltaje en la red y cuando operan fuera de sus especificaciones de rango, pueden aumentar su contenido armónico con niveles de distorsión considerables. Otras cargas que producen armónicas son los hornos de arco eléctrico y el alumbrado fluorescente, entre otras.

Transformadores de Potencia

En un núcleo ideal sin pérdidas por histéresis, el flujo magnético y la corriente de magnetización necesaria para producirlo están relacionados entre sí, mediante la curva de magnetización del acero utilizado en las laminaciones. Aún en esta condición, la forma de onda resultante no es una sinusoidal pura.

Cuando hay pérdidas por histéresis la forma de onda de la corriente no es simétrica con respecto a su valor máximo. La distorsión que se obtiene se debe a las armónicas ‘triplens’, pero primordialmente es la tercera, ya que para mantener una alimentación de voltaje sinusoidal es necesario proporcionar una trayectoria para estas armónicas ‘triplens’, esto se logra generalmente con el uso de devanados conectados en delta.

Las armónicas debidas a la corriente de magnetización se incrementan a sus niveles máximos en las horas de la madrugada, cuando el sistema tiene muy poca carga y el nivel de voltaje es alto.

Al desenergizar un transformador, puede que almacene flujo magnético residual en el núcleo. Cuando se restablezca la unidad, la densidad de flujo puede tomar niveles máximos (pico) de hasta tres veces el flujo en operación normal. Esto puede causar en el transformador niveles extremos de saturación para producir amperes-vueltas excesivos en el núcleo. Este efecto da lugar a corrientes de magnetización de 5 a 10 p.u. de la corriente nominal (comparada con la corriente de magnetización nominal de apenas de 1% o 2% de la corriente nominal).

La disminución de esta corriente de energización con el tiempo es función principalmente de la resistencia del devanado primario. Para transformadores muy grandes, esta corriente puede permanecer por muchos segundos, debido a su baja resistencia.

Máquinas Rotatorias

Las máquinas rotatorias son consideradas fuentes armónicas, aunque en menor medida que los transformadores de potencia, dichas corrientes armónicas se deben principalmente las variaciones periódicas de velocidad o de carga, a la saturación de la máquina, a la disposición de los bobinados o de las ranuras, y a las imperfecciones en los polos de las máquinas síncronas.

Hornos de Arco Eléctrico

Un horno de arco eléctrico es una carga compleja, no únicamente por la fluctuación en el consumo de potencia reactiva, sino también porque la corriente del horno es altamente distorsionada. Es difícil describir las características de la corriente de un horno de arco, por la variación del arco eléctrico sobre el material de fundición. La corriente del arco, es altamente no lineal, y manifiesta un espectro continuo de frecuencias armónicas de orden par e impar. Existe una diferencia en las armónicas producidas entre el estado de fundición (peor condición) y la etapa de refinación (caso típico).

Este tipo de hornos se presentan siempre como una carga con atraso de factor de potencia. Además de armónicas pueden presentar problemas de desbalance de fases, flicker y posibles resonancias.

Lámparas Fluorescentes

La utilización en gran escala de las lámparas fluorescentes como un medio para reducir el consumo de energía, se ha visto recientemente incrementada en muchos lugares del mundo. La utilización de nuevas tecnologías que abarcan diseños de lámparas fluorescentes y lámparas de vapor de metal, constituyen sistemas más eficientes de iluminación. Sin embargo, es importante analizar el lado negativo del uso masivo de lámparas fluorescentes. La preocupación reside en el deterioro que puede producir la calidad de la energía en las instalaciones eléctricas donde se aplica este tipo de alumbrado, por la generación de corrientes armónicas.

Las lámparas incandescentes por ser cargas lineales, producen la circulación de corrientes de 60 Hz al ser alimentadas por una fuente de voltaje sinusoidal de la misma frecuencia. En cambio, las lámparas fluorescentes son cargas no lineales por naturaleza, por lo tanto al aplicárseles un voltaje sinusoidal, se produce una circulación de corrientes no sinusoidales a través de ellas.

Ya que las lámparas fluorescentes de alta eficiencia se conectan a la red de distribución, las corrientes armónicas que se generan pueden fluir a través de los conductores hacia los transformadores en el sistema de distribución.

4.2.2.2 Nuevas fuentes de armónicas

En la actualidad, otra de las principales fuentes de distorsiones armónicas son los inversores y rectificadores por conmutación: control por ángulo de fase, PWM, SPWM [19,65] etc.

Los convertidores se clasifican en:

- A: Grandes convertidores de potencia.
- B: Convertidores de mediano tamaño.
- C: Rectificación de baja potencia de fuentes monofásicas, como en los televisores y cargadores de batería.

4.2.2.3 Futuras fuentes de armónicas

De manera generalizada, se prevé un aumento considerable en el contenido de armónicas en las redes eléctricas, debido al uso en gran escala de autos eléctricos que requieren recargar sus baterías en grandes bancos de rectificación.

Otras posibles fuentes de armónicas serán aquellas que requieran la conversión de grandes volúmenes de energía, posiblemente producidas por fuentes no convencionales (eólica, solar, etc.), el uso de ciclo-convertidores para operación de máquinas de baja velocidad y alto par, el uso de dispositivos de conversión directa de energía como baterías de almacenamiento y celdas de combustible.

En la *tabla 4.2*, se hace un resumen de los principales equipos distorsionadores de onda, así como sus armónicas características y magnitud.

Equipo	Principales Armónicas Características	Magnitudes (% De 60 Hz)
Transformador: -Saturación -Energización	Corrientes armónicas 2^{da} , 3^{ra} , 4^{ta} , 5^{ta} , y 7^{ma}	1 a 8 %
Hornos y soldadoras de arco eléctrico	Voltajes armónicos 5^{ta} y 7^{ma}	2,5 a 30 %
Convertidores de potencia: -Conmutadores de línea (rectificadores [19]) -Autoconmutados (inversores que usan celdas de combustible o baterías)	Corrientes armónicas: $h = kp \pm 1$ Voltajes armónicos: $h = kp \pm 1$	$I_h = 100/h$ 52 a 78 %
Cicloconvertidores (grandes equipos, fábricas de papel, para conversión directa de CA a CD).	Corrientes armónicas: $h = kp \pm 1$	5 a 9 %
Controladores estáticos de VAR's (utilizados juntos con hornos de arco o de inducción)	Corrientes armónicas: $h = kp \pm 1$	2 a 4%
Reactores saturables (normalmente en paralelo con capacitores para compensación de reactivos en hornos de arco)	Corrientes armónicas: 3^{ra} , 5^{ta} , 7^{ma}	1 a 8%

Tabla 4.2 Principales fuentes de armónicas [5]

donde:

h = orden de la armónica,

k = cualquier número entero positivo: (1,2,...),

p = número de pulsos del convertidor.

4.2.3 Efectos de la distorsión armónica

La inyección de corrientes armónicas desde las cargas no lineales del usuario hacia el suministro del sistema de servicio puede causar distorsión de voltaje armónico (ver *figura 4.1*) hasta aparecer en otras partes de los sistemas eléctricos de potencia.

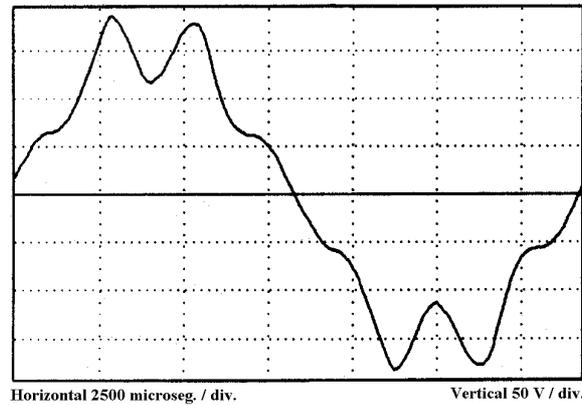


Figura 4.1 Voltaje distorsionado por armónicas

Esta corriente armónica y distorsión de voltaje (de manera general) pueden causar problemas tales como [49]:

- Aumento de las pérdidas I^2R y mal aprovechamiento de la instalación.
- Disminución del factor de potencia.
- Resonancia con otros componentes del sistema, provocando con esto incidentes eléctricos, mal funcionamiento y fallos destructivos.
- Sobrevoltajes y sobrecorrientes en capacitores, con la consiguiente falla ó acortamiento de su vida útil.
- Sobrecalentamiento en equipo rotatorio, en transformadores, en conductores y en componentes de circuito en general, con la consecuente disminución de su vida útil e incremento considerable de pérdidas.
- Pares de torsión de rotación inversa en motores eléctricos.
- Disparo intempestivo de interruptores y otros equipos de protección. Operación indebida de fusibles.
- Mal funcionamiento de computadoras y otros equipos electrónicos de control y/o cargas sensibles.
- Interferencias en circuitos de comunicación (en especial de telefonía), telecomunicación, telemando y de iluminación.

- Errores en equipos de medición, especialmente los de estado sólido y microprocesados, sobre todo en los medidores de energía.
- Operación inestable en los circuitos que trabajan por cruce por cero de tensión y corriente.
- Posibles fallas de aislamiento.

El problema no solo puede afectar al usuario del equipo generador de corrientes armónicas, sino que a través de la línea de distribución y/o de transmisión puede *propagarlo* a otros usuarios conectados en el punto de acoplamiento común (Pac).

Esta corriente armónica y distorsión de voltaje pueden causar problemas, principalmente en equipos (a detalle) como:

4.2.3.1 *Interferencia en sistemas de comunicación* [49]: cuando líneas eléctricas que transportan corrientes armónicas pasan cercanas a las líneas telefónicas, de telecomunicación y telemando, pueden producir distintos tipos de acoplamiento entre estas, produciendo interferencia electromagnética en estos sistemas, la interferencia puede ser expresada por el factor de influencia telefónica (TIF) que incorpora frecuencia, magnitud y un factor de peso que incorpora esa frecuencia.

4.2.3.2 *Efecto en equipo electrónico sensible* [49]: son susceptibles a operación incorrecta a causa de las armónicas. Son varios los mecanismos por lo que la distorsión armónica afecta a este tipo de equipo, pero básicamente es que basan su funcionamiento en los múltiples cruces por cero del voltaje, u otros aspectos de la forma de onda del mismo, entre otros (ver *figura 4.2*).

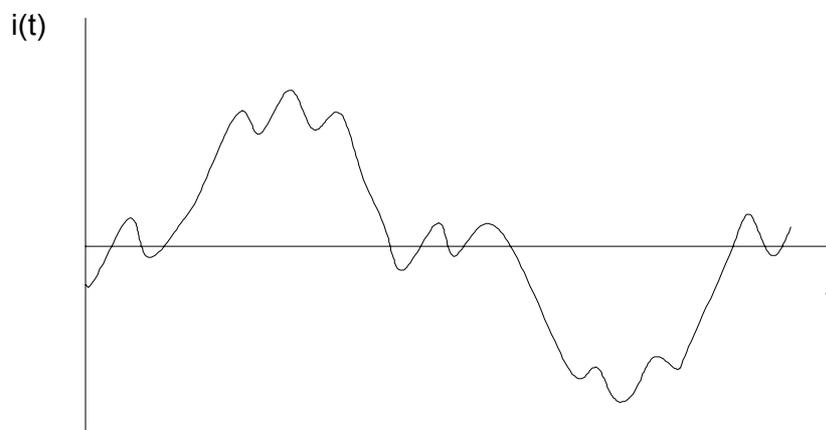


Figura 4.2 Onda de corriente armónica con múltiples cruce por cero

4.2.3.3 *Efecto en la iluminación* [49]: las lámparas incandescentes pueden tener pérdidas definidas en su vida útil, cuando son operadas bajo voltajes armónicos, ya que son muy sensibles al nivel de voltaje que son conectadas. Si el voltaje de operación del voltaje rms está por encima del voltaje nominal debido a la distorsión armónica, la temperatura del filamento se elevará reduciendo con esto la duración de la lámpara. El alumbrado de descarga, tal como sodio a baja presión, de metales halógenos de alta presión o fluorescentes, aparte del ruido audible no se sabe el efecto de la distorsión armónica de voltaje sobre este tipo de alumbrado.

4.2.3.4 *Efecto en transformadores* [50]: la mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a frecuencia fundamental (60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni disminuir su vida útil.

Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas en conductores (I^2R), pérdidas en el núcleo (por histéresis y por corrientes de remolino) y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de las armónicas en estas pérdidas se explica a continuación:

Pérdidas de núcleo: son producidas por el flujo de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada sinusoidal independientemente de la corriente de carga y por lo tanto, el flujo magnético en el núcleo también es de forma sinusoidal. Siendo el flujo independiente de la corriente de la carga, estas pérdidas no aumentan para corrientes de carga no sinusoidales. La componente de corriente responsable de producir el flujo magnético se conoce como la corriente de magnetización, y esta si contiene armónicas, pero de magnitud despreciable cuando se comparan con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos. Las pérdidas del núcleo aumentan con la frecuencia y a frecuencia nominal tienen su valor de diseño. Las pérdidas del núcleo se componen de pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de remolino (eddy).

Pérdidas I^2R : si la corriente de carga contiene componentes armónicas, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

Pérdidas por corrientes de remolino [51]: también conocidas como ‘corrientes de eddy’, son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se pueden aumentar excesivamente si las corrientes de carga no son sinusoidales causando un incremento excesivo de temperatura. Las pérdidas por corrientes de remolino se pueden expresar por medio de la *fórmula (4.4)*:

$$P_{EC} = P_{EC-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2 \quad (4.4)$$

donde:

P_{EC} = Pérdidas por corrientes de eddy (watts)

P_{EC-R} = Pérdidas por corrientes de eddy bajo condiciones nominales (watts)

h = Orden de la armónica

h_{max} = Número de armónica significativa superior ($h_{max} = 25$)

I_h = Corriente rms de la armónica ‘ h ’ (amperes)

I_R = Corriente fundamental rms bajo frecuencia nominal y condiciones de carga nominal (amperes)

Pérdidas adicionales [51]: aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador y, dependiendo del tipo de transformador, contribuirán o no en aumentar la temperatura del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y a 0.8 de potencia de la frecuencia armónica, como se muestra en la *ecuación (4.5)*:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^{0.8} \quad (4.5)$$

donde:

P_{OSL} = Pérdidas adicionales (watts)

P_{OSL-R} = Pérdidas adicionales bajo condiciones nominales (watts)

h = Orden de la armónica

h_{max} = Número de armónica significativa superior ($h_{max} = 25$)

I_h = Corriente rms de la armónica 'h' (amperes)

I_R = Corriente fundamental rms bajo frecuencia nominal y condiciones de carga nominal (amperes)

0,8 = Factor exponente armónico

Aunado a estas pérdidas, algunas cargas no lineales presentan una componente de corriente directa en la corriente de carga. Si este es el caso, esta componente aumentará las pérdidas de núcleo ligeramente, pero incrementarán substancialmente la corriente de magnetización y el nivel de sonido audible, por lo que este tipo de cargas se debe evitar.

En el caso de transformadores conectados en delta - estrella que suministran cargas no lineales que contengan armónicas múltiplos de 3 (armónicas "triplens"), estas armónicas circularán por las fases y el neutro del lado de la estrella, circulando adentro de la delta, pero no aparecerán en las líneas que alimentan a la delta (caso balanceado), produciendo sobrecalentamiento de los devanados y del núcleo. Se debe tener especial cuidado al determinar la capacidad de corriente de estos transformadores bajo condiciones de carga no lineal puesto que es posible que los volts-amperes medidos en las líneas del primario (Δ) sean menores que en el secundario.

4.2.3.5 Efecto en los motores de inducción [49]: las armónicas producen en las máquinas de corriente alterna los siguientes efectos, un aumento en sus pérdidas y la disminución en el par generado. Este ha sido el tema de análisis de muchos artículos por su importancia en la industria, a continuación se mostrará un estudio simplificado de estos efectos en base a lo antes referido.

Pérdidas en los motores de inducción: si el voltaje que se alimenta a un motor de inducción contiene componentes armónicas, entonces se incrementarán sus pérdidas I^2R en el rotor y estator, pérdidas de núcleo (corrientes de eddy y pérdidas por histéresis) y pérdidas adicionales, en tanto que las pérdidas de fricción y ventilación no son afectadas por las armónicas. A continuación se realiza un análisis detallado de las pérdidas:

Pérdidas I^2R en el estator: las pérdidas en el estator son determinadas utilizando la resistencia a corriente directa de la máquina, corregida a la temperatura especificada. Al operar la máquina de inducción con voltajes con contenido armónico estas pérdidas no sólo aumentan por el efecto piel que incrementa el valor de la resistencia efectiva, sino que también aumenta el valor de la corriente de magnetización, incrementándose aún más las pérdidas I^2R .

Pérdidas I^2R en el rotor: éstas aumentan de manera más significativa que las anteriores, por el diseño de la jaula en los motores de inducción que se basa en el aprovechamiento del efecto piel para el arranque. Esta resistencia aumenta en forma proporcional a la raíz cuadrada de la frecuencia y por ende las pérdidas.

Pérdidas de núcleo: estas pérdidas son función de la densidad de flujo en la máquina. Las mismas, aumentan con excitación de voltaje no sinusoidal puesto que se tienen densidades de flujo pico más elevadas, sin embargo su aumento es aún menor que el de las pérdidas mencionadas anteriormente, e incluso son más difíciles de cuantificar.

Pérdidas adicionales: son muy difíciles de cuantificar aun bajo condiciones de voltaje sinusoidal. Al aplicar voltaje no sinusoidal, éstas aumentan en forma particular para cada máquina.

Par electromagnético en el motor de inducción: las armónicas de secuencia positiva producen un par en el mismo sentido de la dirección de rotación, en tanto que las de secuencia negativa tienen el efecto opuesto. En caso de que se tenga conectado el neutro, el par producido por las armónicas “triplens” es igual a cero. Dependiendo del contenido armónico del voltaje aplicado, el par promedio de operación puede verse disminuido considerablemente, sin embargo en la mayoría de los casos el efecto producido por las armónicas de secuencia negativa se cancela con el efecto de las de secuencia positiva, por lo que su efecto neto en el par promedio puede despreciarse.

La interacción de las corrientes armónicas del rotor con el flujo en el entrehierro de otra armónica resulta en pares pulsantes en los motores, los que pueden afectar la calidad del producto donde las cargas mecánicas de los motores sean sensibles a estas variaciones. Estos pares pulsantes también pueden excitar una frecuencia de resonancia mecánica lo que resultaría en oscilaciones que pueden causar fatiga de la flecha y otras partes mecánicas conectadas. Por lo general la magnitud de estos pares es pequeña y su valor promedio es cero.

4.2.3.6 *Efecto en cables y conductores* [49]: al circular corriente directa a través de un conductor se produce calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, I^2R , donde R es la resistencia a corriente directa del cable y la corriente esta dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor rms igual al valor de corriente directa) disminuye el área efectiva por donde ésta circula puesto que la densidad de corriente crece en la periferia exterior (figura 4.3), lo cual se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor, y por ende, en las pérdidas por calentamiento en el mismo.

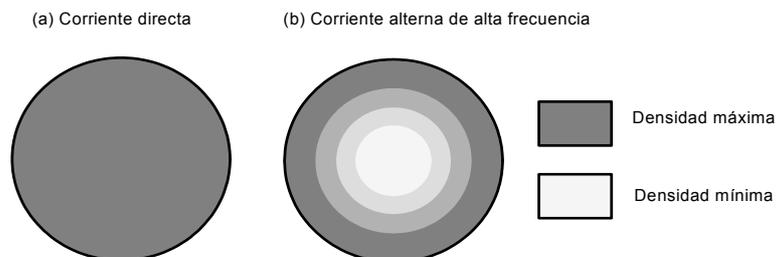


Figura 4.3 Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia

A 60 Hz, este efecto se puede despreciar, no por que no exista, sino por que este factor se considera en la manufactura de los conductores. Sin embargo con corrientes distorsionadas, las pérdidas por efecto Joule o piel son mayores por la frecuencia de las componentes armónicas de la corriente y diámetro del conductor. Otro efecto que se presenta es el efecto de proximidad, debido al campo magnético de los conductores, distorsionándose la distribución de corrientes en conductores adyacentes.

4.2.3.7 *Efecto en interruptores y fusibles* [49]: las componentes armónicas pueden afectar la capacidad interruptiva de corriente en interruptores termomagnéticos. La alta di/dt a corriente cero puede hacer el proceso interruptivo más difícil. Los interruptores al vacío son menos sensibles a las corrientes armónicas que los interruptores de aire. El efecto en interruptores de alta capacidad puede ser más severo ya que el fenómeno está relacionado con el efecto piel y el efecto de proximidad. Las armónicas reducirán la capacidad de conducción de corriente en fusibles. Además, las características tiempo-corriente pueden alterarse y el tiempo de fusión cambiara.

4.2.3.8 *Efecto en las barras de neutros* [50]: las barras de neutros transportan corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, producidas por el desbalance de cargas o por la presencia de armónicas en las cargas. Debido a que este es el primer punto de unión de los neutros, es aquí donde se cancelan las componentes de secuencia positiva y negativa en el caso balanceado. Las componentes de secuencia cero no se cancelarán, sino que se triplicarán sobrecargando a las barras de neutros. Por esta razón las barras que están dimensionadas para soportar la misma corriente de fase que las líneas pueden sobrecargarse fácilmente en presencia de cargas no lineales.

4.2.3.9 *Efectos en relevadores de protección y medidores* [49]: las armónicas en sistemas de potencia pueden resultar en posibles malos funcionamientos de relevadores, ya sea que operen inadecuadamente o no operar cuando se necesiten. Los relevadores que dependen de voltajes pico y/o corriente o voltaje de cruce por cero son afectados por distorsión armónica sobre la onda. La excesiva corriente de secuencia cero de 3^{ra} armónica puede causar falsos disparos en relevadores de falla a tierra. Un estudio canadiense documenta los siguientes efectos:

- Los relevadores exhiben una tendencia a operar lentamente y/o con altos valores de disparo (pick-up) en lugar de operar rápidamente y/o con valores de disparo bajos.
- Los relevadores de baja frecuencia estáticos son susceptibles a cambios substanciales en características operativas.
- En la mayoría de casos los cambios en las características operativas son pequeños sobre un rango moderado de distorsión durante la operación normal.
- Dependiendo del fabricante, los relevadores de sobrevoltaje y sobrecorriente muestran varios cambios en las características de operación.
- Dependiendo del contenido armónico, el par de operación de los relevadores puede invertirse.
- Los tiempos de operación pueden variar ampliamente como una función de la frecuencia mezclada en la cantidad medida.
- Las armónicas pueden dañar la operación de relevadores diferenciales de alta velocidad.

Nota: los anteriores puntos solo reportan la evaluación de relevadores electromecánicos y de estado sólido, no teniendo información de relevadores del tipo microprocesado.

Los equipos de medición e instrumentación son afectados por las componentes armónicas. Cerca de la resonancia, altos voltajes armónicos pueden causar errores apreciables. Los errores debido a armónicas pueden ser positivos o negativos, dependiendo del tipo de medidor y de las armónicas involucradas. La presencia de armónicas reduce la lectura en medidores de factor de

potencia. La aplicación de medidores de inducción debe evitarse en situaciones altamente no sinusoidales porque existirán errores de registro y fallas de resonancia mecánica.

Los equipos modernos de medición rms son relativamente inmunes a la influencia de distorsión de forma de onda. En tales medidores, el voltaje y/o corriente de entrada es procesado usando multiplicador electrónico, respondiendo con independencia de la amplitud armónica o fase [49].

4.2.3.10 Efecto en bancos de capacitores [52]: el principal problema que se puede tener al instalar un banco de capacitores en circuitos que alimenten cargas no lineales es la resonancia tanto serie como paralelo, a medida que aumenta la frecuencia, la reactancia inductiva del circuito equivalente del sistema de distribución aumenta, en tanto que la reactancia capacitiva de un banco de capacitores disminuye. Existirá entonces al menos una frecuencia en la que las reactancias sean iguales, provocando la resonancia.

4.2.3.10.1 Resonancia paralelo

Si la carga es lineal, no hay riesgo de excitar la frecuencia de resonancia, pero si la corriente de carga contiene una corriente armónica que coincida o que se aproxime a la frecuencia de resonancia en paralelo (ver ecuación 4.6) y es de magnitud suficiente, se presentan sobrecorrientes en los capacitores y voltajes con alta distorsión, así como una impedancia equivalente muy alta. La resonancia paralelo (ver figura 4.4) es el más notorio de los efectos de las armónicas en los sistemas eléctricos debido a la amplificación de la distorsión armónica que produce la carga.

$$f_{rp} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} = \sqrt{\frac{I_{CC}}{I_L}} = \sqrt{\frac{kVA_{CC}}{kVAR_C}} \times 60 \text{ [Hz]} \quad (4.6)$$

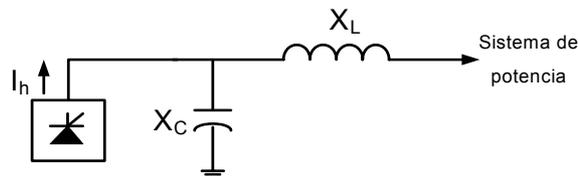


Figura 4.4 Resonancia paralelo

donde:

X_C = Reactancia capacitiva

X_L = Reactancia inductiva

I_{CC} = Corriente de corto circuito

I_L = Corriente del banco de capacitores

kVA_{CC} .-son los kVA de corto circuito en el punto de conexión del capacitor

$kVAR_C$.-son los kVAR nominales del banco de capacitores.

Esto producirá los problemas de calentamiento inherentes a las corrientes armónicas (en cables, transformadores, interruptores), la operación de fusibles, y el posible daño o envejecimiento prematuro de equipo.

4.2.3.10.2 Resonancia serie

Si un banco de capacitores está en serie con la reactancia del sistema, ahora la instalación presentara una trayectoria de baja impedancia a la corriente armónica (casi un cortocircuito), y una condición de *resonancia serie* puede resultar (ver *figura 4.5*). La *resonancia serie* puede causar altos niveles de distorsión armónica entre la inductancia y el capacitor en el circuito debido a la corriente armónica concentrada en la trayectoria de baja impedancia vista. Esta resonancia a menudo causa fallas en fusibles o capacitores debido a la sobrecarga. La frecuencia de resonancia serie esta dada por la *ecuación 4.7*:

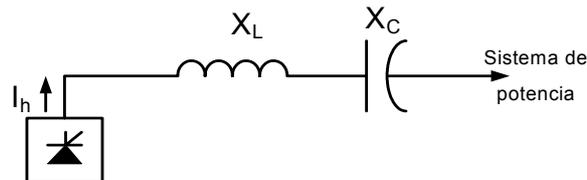


Figura 4.5 Resonancia serie

$$f_{rs} = \sqrt{\frac{X_{cap}}{X_{trans}}} \times 60 \text{ [Hz]} \quad (4.7)$$

donde:

X_{cap} .-es la reactancia del banco del capacitor.

X_{trans} .-es la reactancia del transformador.

4.3 Limites tolerables para bancos de capacitores

Los capacitores pueden ser severamente sobrecargados debido a armónicas, especialmente bajo condiciones de resonancia, y pueden dañarse. Los capacitores serán capaces de operar en forma continua, bajo contingencias del sistema y condiciones de banco con tal de que ninguno de los siguientes límites sea excedido:

El estándar IEEE 18-2002 [53] da valores tolerables de voltaje de operación continua máxima, pico de voltaje, corriente y potencia, máximos de trabajo de capacitores y bancos formados por ellos:

...“Los capacitores se proyectan para ser operados, a su valor nominal o bajo de el. Los capacitores deben ser capaces de operar continuamente bajo contingencia del sistema y condiciones del banco, con tal de que ninguno de los siguientes limites sean excedidos”:

- ❑ 110 % de voltaje rms nominal,
- ❑ el pico de voltaje no excederá el valor de $1,2 \times \sqrt{2}$ x Voltaje rms nominal, valido para armónicas, pero excluyendo transitorios,
- ❑ 135 % para corriente rms nominal basado en kVAr y voltaje nominales,
- ❑ 135 % de kVAr nominales.

4.4 Mitigación de distorsión armónica

Existen cuatro tipos de pautas para mitigar el problema de armónicas:

- ❑ El equipo puede ser diseñado para resistir los efectos de los armónicos, por ejemplo: transformadores, cables y motores pueden ser derrateados
- ❑ Usar filtros pasivos en situaciones convenientes, de preferencia cercana a las fuentes de generación armónica, para que las corrientes armónicas sean atrapadas y las corrientes propagadas en el sistema sean mínimas.
- ❑ Aplicar técnicas de filtrado activo, en etapas de equipo electrónico sensible, como rectificadores [19], drive's, UPS, hasta la 50^{va} armónica y alcanzar niveles de distorsión muy bajos. Combinaciones híbridas de filtros pasivos y activos pueden ser también posibles.
- ❑ Distintas alternativas de tecnología pueden ser adoptadas para limitar las armónicas, por ejemplo: multiplicación de fase, operación con alto número de pulsos, convertidores con interfase de reactores, etc.

De lo anterior, algunas soluciones a los problemas de distorsión armónica están categorizadas, algunas son preventivas como el control armónico en convertidores por medio de multiplicación de fase, pero en su mayoría son soluciones correctivas (del tipo remedial) como es el uso de filtros (de todo tipo), así como la resintonización de circuitos que involucren la reconfiguración de alimentadores o reubicación de bancos de capacitores para evitar resonancia.

4.4.1 Filtros Pasivos

Para mantener los valores de distorsión armónica dentro de los límites especificados en la norma se utilizan filtros pasivos para la eliminación armónica, los cuales son los más usados en la eliminación de corrientes armónicas en los sistemas eléctricos.

Los filtros pasivos de armónicas proporcionan el medio mas común para suministrar potencia reactiva a la red y una trayectoria de baja impedancia para las corrientes armónicas y, en consecuencia se limita la distorsión del voltaje.

Los filtros pasivos [54] son un popular recurso para controlar la propagación de corrientes armónicas, y son normalmente diseñados como una serie de combinaciones de reactores y capacitores. Estos filtros son considerados como un 'sumidero' porque ellos absorben las corrientes armónicas. Ellos presentan una trayectoria de baja impedancia a la armónica que se sintoniza.

Los filtros de potencia armónica que se conectan en paralelo al sistema de distribución en general son instalados en la terminales de CA de barras, rectificadores, drives de motores, UPS's, y otras cargas no lineales, para reducir la distorsión de voltaje y corriente a limites aceptables en el punto de conexión. Los diseños de filtro son normalmente llevados a cabo asumiendo condiciones de operación estática, aunque en la práctica los filtros pueden ser operados dinámicamente, encendiendo y apagando ellos por secciones, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

4.4.1.1 Filtro sintonizado simple de 1er. Orden

Estos filtros son mayormente usados a frecuencias armónicas bajas. Ellos son probablemente los más comunes filtros en paralelo de uso hoy en día y comprenden de un circuito serie RLC, y son sintonizados a una frecuencia armónica en particular.

Algunas características de los filtros simples de primer orden son las siguientes: (1) ellos actúan como una trayectoria de baja impedancia a la frecuencia a la que ellos son sintonizados, (2) cuando la impedancia de la fuente es inductiva, existe un pico de resonancia que se presentara siempre a una frecuencia mas baja que la frecuencia a la que el filtro es sintonizado, (3) hay un incremento abrupto en la impedancia bajo la frecuencia sintonizada debido a la proximidad de la frecuencia resonante y (4) la impedancia aumenta con la frecuencia para frecuencias por arriba de la frecuencia de sintonía.

4.4.1.1.1 Diseño de filtro armónico sintonizado simple de 1er. Orden [54-56]

El principal criterio en diseñar un filtro pasivo sintonizado simple es seleccionando un tamaño adecuado de capacitor que dará un razonable factor de potencia a la frecuencia fundamental. El valor de reactancia del capacitor, X_C y potencia reactiva de este Q_{CAP} , se relacionan por:

$$X_C = \frac{(V_{CAP})^2}{Q_{CAP}} \quad (4.8)$$

donde:

V_{CAP} es el voltaje nominal línea a línea del capacitor en kV,
 Q_{CAP} es la potencia reactiva nominal del capacitor en MVAR.

La potencia reactiva se basa en un estudio de compensación de potencia reactiva a frecuencia fundamental, se debe considerar la debida estimación de mejoramiento del factor de potencia en la instalación eléctrica.

La capacitancia del filtro C_F se calcula, de la siguiente manera:

$$C_F = \frac{1}{2\pi f X_C} \quad (4.9)$$

donde:

C_F es la capacitancia del filtro,
 f es la frecuencia fundamental.

El valor del reactor del filtro L_F puede ser obtenido de:

$$L_F = \frac{1}{(2\pi f)^2 (rh)^2 C_F} \quad (4.10)$$

donde:

h es la armónica de sintonía,
 r es un factor empírico menor de uno.

El producto rh da un valor ligeramente por debajo de la frecuencia armónica de interés. Este factor minimiza la posibilidad de resonancias de armónicas no deseadas que podría tener lugar si los parámetros del sistema cambian. Típicamente, los filtros se sintonizan aproximadamente entre un 3% y un 10% por debajo de la frecuencia deseada. Esto también para tener la opción de una buena operación del filtro en un rango mayor de tiempo de vida útil.

La resistencia del filtro R_F esta basada en el factor de calidad del filtro Q , que determina la forma de la característica de impedancia, y hace que esta sea más o menos estrecha o abrupta, ver *figura 6*. Matemáticamente, el factor de calidad se define como:

$$R_F = \frac{X_L}{Q} \quad (4.11)$$

donde:

R_F es la resistencia del filtro (interna del inductor)

X_L es la reactancia nominal del inductor

Q factor de calidad del filtro, para este tipo de filtro entre $25 < Q < 100$.

La *figura 6* en su ángulo superior izquierdo, muestra la respuesta típica para este tipo de filtro para dos factores de calidad y la misma frecuencia sintonizada f_i .

La impedancia de la configuración del filtro sintonizado simple mostrado es:

$$Z = R_F + j \left(\omega L_F - \frac{1}{\omega C_F} \right) \quad (4.12)$$

Este filtro se sintoniza a la frecuencia armónica h que se desea eliminar, o sea que para esta frecuencia, las reactancias inductiva y capacitiva son iguales y por lo tanto se anulan, entonces la impedancia que presentara el filtro para esta frecuencia es mínima (valor igual a la resistencia), y absorberá gran parte de la corriente armónica contaminante.

4.4.1.2 Filtros pasa altas de segundo orden (amortiguadores) [54]

En casos de corrientes armónicas de orden alto, por ejemplo: 11a, 13a y superiores, los filtros pasa altas son también normalmente usados. Son llamados así por la característica de baja impedancia que ellos guardan encima de una frecuencia específica. El filtro desviara un gran porcentaje de todas las armónicas a la o encima de la frecuencia especificada. Frecuentemente, solo un filtro pasa altas es usado para eliminar un rango de armónicas, cuya frecuencia especificada es localizada a la mas baja armónica que se tenga que eliminar. Dos factores pueden desalentar su aplicación. (1) La impedancia mínima del filtro pasa altas nunca alcanza un valor comparable a la de un filtro sintonizado a frecuencia sintonizada. (2) La desviación de un porcentaje de todas las armónicas del sistema por un filtro sintonizado puede requerir al filtro ser sumamente sobredimensionado desde el punto de vista de la frecuencia fundamental. En contraste con el filtro sintonizado, el factor de calidad de un filtro pasa altas esta dado por su relación inversa:

$$Q = \frac{R}{X_L} \quad (4.13)$$

La figura 6 en su ángulo superior derecho, muestra la respuesta de esta clase de filtros para dos diferentes factores de calidad, donde los valores típicos de Q son $0,5 < Q < 2$.

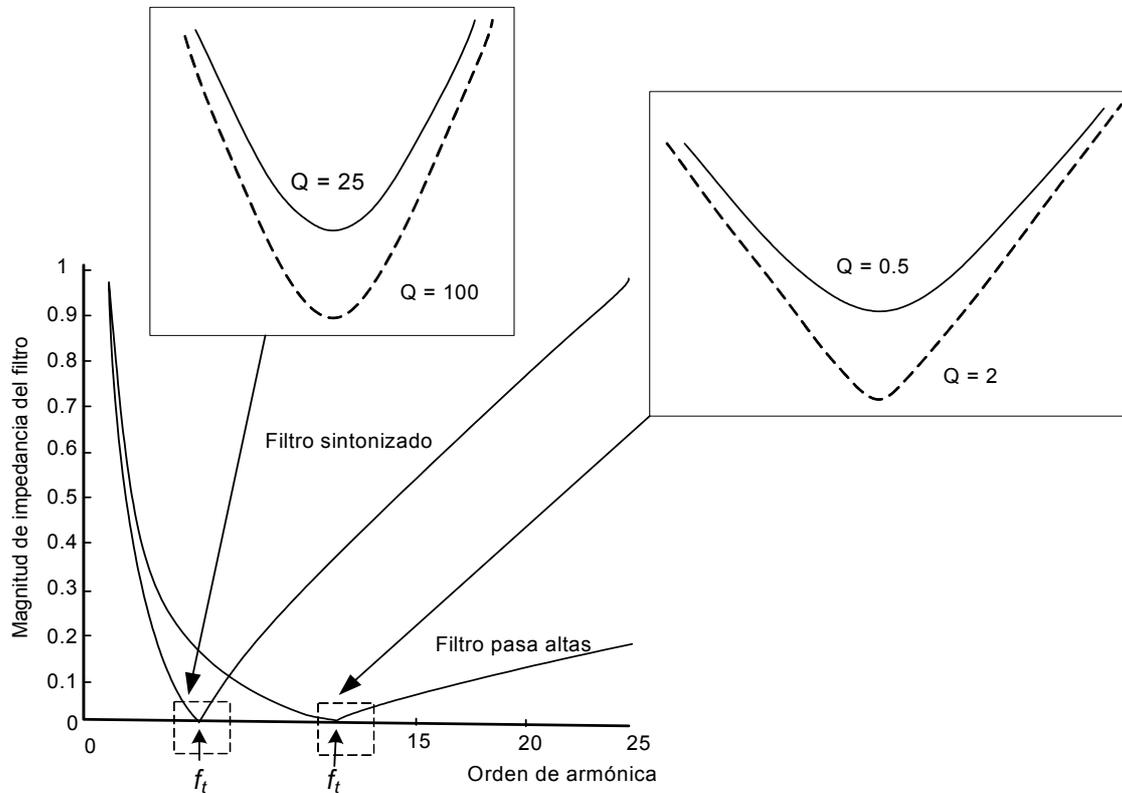


Figura 4.6 Respuesta típica de frecuencia de distintos tipos de filtros pasivos

Las principales ventajas de los filtros pasivos pueden ser resumidas como sigue [54]:

- Fácil de diseñar
- Operación confiable
- Pueden ser usados como parte de filtros de bancos.
- Configuración relativamente económica
- Actúa como un dispositivo de mejora de factor de potencia

Algunas de las desventajas de los filtros pasivos:

- Picos de resonancia dependientes de la impedancia del sistema.
- Sintonía a una sola frecuencia armónica
- Problemas de resonancia pueden ocurrir a diferentes frecuencias armónicas
- Afectado por el envejecimiento del capacitor

Los filtros pasivos son ampliamente usados ya que ellos proveen un efectivo medio de mitigación de corriente armónica y compensación a de factor de potencia, al mismo tiempo.

4.4.1.3 Selección de filtros pasivos [48,56]

La utilización de un filtro como solución al problema de armónicos requiere de un análisis detallado de la respuesta en la frecuencia. Entre los criterios de selección del filtro se tienen los siguientes:

- a) El número de armónicos del sistema a atenuar: dependiendo del número de armónicos existentes en el sistema, se pueden determinar la cantidad de filtros, que se podrían ubicar para obtener una atenuación de las componentes armónicas. Esta minimización debe estar acorde con los límites establecidos por las normas.
- b) Los requerimientos del filtro: se hace referencia a la acción correctiva que se desee del filtro (compensación de reactivos, reducción de la distorsión armónica, regulación de tensión o todos). Cada requerimiento del filtro implica un diseño específico, tal que el objetivo para el cual se quiere se cumpla.
- c) La energía de cada armónico: la magnitud de cada armónico esta directamente relacionada con las pérdidas que estas componentes armónicas ocasionan en el sistema de potencia.

4.4.2 Trampas de secuencia cero

Los transformadores zig-zag y delta-estrella actuaran como trampas de secuencia cero cuando son conectados al conductor neutro de un sistema trifásico a cuatro hilos. Es común que un transformador delta-estrella suministre a cargas monofásicas no lineales de fuentes de switcheo, PC's impresoras y alumbrado fluorescente. Como se menciono anteriormente el neutro puede conducir corrientes armónicas excesivas. Un transformador zig-zag o en delta-estrella reduce corrientes y voltajes armónicos [59,64].

4.4.3 Filtro antirresonante (de choque, desintonizado, etc.) [48]

Están diseñados para presentar una frecuencia de resonancia por debajo de la menor armónica que ofrece el sistema (generalmente la 5ta). El valor de frecuencia de desintonía se encuentra comprendido entre 228 Hz (3,8 armónica a 60 Hz) y 240 Hz (4,0 armónica a 60 Hz) y se logra agregando un reactor de desintonía en serie con los capacitores de uso convencional

4.4.4 Filtros Activos

Estos filtros monitorean la corriente de línea en tiempo real, y procesan a las armónicas medidas como señales digitales en DSP de alta potencia. La salida del DSP controla módulos de potencia PWM que, a través de un reactor de línea, inyectan corrientes armónicas opuestas (180°) en fase a aquellas que se desea filtrar (y de la misma magnitud). La eficiencia de filtrado obtenidas son superiores al 97% [58].

4.4.5 Transformador con factor-K

Con el constante aumento de cargas no lineales, se han llevado a cabo estudios para disminuir la capacidad nominal de los transformadores ya instalados que suministran energía a este tipo de cargas. Además, en el caso de transformadores que operarán bajo condiciones de carga no lineal, es conveniente utilizar un transformador con un factor k mayor a 1, en lugar de sobredimensionar el transformador, ya que están contruidos para resistir mas distorsión de voltaje armónico que transformadores normales. Los transformadores con factor k son aprobados por UL (Underwriter's Laboratory) para su operación bajo condiciones de carga no sinusoidal, puesto que operan con menores pérdidas a las frecuencias armónicas. Entre las modificaciones de este tipo de transformadores con respecto a los transformadores normales están [49-51]:

- a. El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes armónicas "triplens" circulantes. Por la misma razón se dobla el conductor neutro.
- b. Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado, y
- c. Utilizando conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por el efecto piel.

El factor K se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación que lo define es:

$$\text{factor } K = \sum_{h=1}^{\infty} I_{h(\text{pu})}^2 h^2 \quad (4.14)$$

donde:

$I_{h(\text{pu})}$ = corriente rms de la h armónica en pu (tomando como base la corriente de carga nominal rms)
h = orden de la armónica

Con el valor del factor K de la corriente de la carga, se puede escoger el transformador adecuado.

La tabla 4.3 muestra los valores comerciales de transformadores con factor K, donde todo transformador regular o normal cae dentro de la categoría de K-1.

K-4
K-9
K-13
K-20
K-30
K-40

Tabla 4.3 Categoría de transformadores K comercialmente disponibles.

Los transformadores en conexión delta-estrella con factor k ciertamente ofrecen una solución al problema de las armónicas "triplens", especialmente la tercera, sin embargo, debe tomarse en cuenta que el transformador constituye una buena alternativa en la medida que las armónicas "triplens" se encuentren balanceadas entre las tres fases, de otro modo habrá un cierto contenido de tercera armónica en el alimentador del lado primario.

4.5 Índices armónicos

En análisis armónicos hay varios índices importantes usados para describir los efectos de armónicas en componentes del sistema de potencia y sistemas de comunicación. Esta parte describe las definiciones de aquellos índices de común uso [17,18].

4.5.1 Distorsión armónica total de Tensión (DATT)

Los niveles de distorsión armónica pueden ser caracterizados por el espectro completo de armónicas mediante magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónico individual. También es común usar una sola cantidad, la *distorsión armónica total* (THD), por sus siglas en inglés, en México conocida y definida por distorsión armónica total de tensión -DATT- como una medida de la magnitud de distorsión armónica (valor efectivo).

La DATT, conocida también como factor armónico o factor de distorsión, es la relación del valor rms de la distorsión (componentes armónicas) al valor rms de la componente fundamental [], y expresada normalmente en por ciento. Debido a que la fundamental no contribuye a la distorsión, el valor efectivo de la distorsión es la raíz de la suma de los cuadrados de los valores rms de las armónicas, de la segunda armónica en adelante.

Se expresa en por ciento y se define por la siguiente ecuación:

$$DATT = 100 \left[\sum_{h=2}^H \frac{V_h^2}{V_1^2} \right]^{1/2} \quad (4.15)$$

donde:

V_h = componente de la 'h' armónica de tensión,

V_1 = componente de frecuencia fundamental de tensión,

h= número de armónica, "1" indica la componente de frecuencia fundamental,

H= 25 como mínimo.

4.5.2 Componente armónico individual máximo de tensión (CAIMT)

Se expresa en por ciento y se define como:

$$CAIMT = 100 \frac{V_{hm}}{V_1} \quad (4.16)$$

donde:

V_{hm} = componente armónico de mayor amplitud de tensión,

V_1 = componente de tensión de frecuencia fundamental.

4.5.3 Distorsión armónica total de demanda (DATD)

Para tratar el interés por caracterizar las corrientes armónicas, por uso consistente el estándar IEEE-519-1992 [59] define otro término la *distorsión de demanda total* (TDD), por sus siglas en inglés, en México conocido como distorsión armónica total de demanda (DATD) es el valor en A rms de la corriente de distorsión expresado como porcentaje de la corriente de demanda, I_L .

Se expresa en por ciento y se define por la siguiente ecuación [60]:

$$\text{DATD} = 100 \left[\sum_{h=2}^H \frac{I_h^2}{I_L^2} \right]^{1/2} \quad (4.17)$$

donde:

H= 25 como mínimo,

I_L = corriente máxima de carga (durante 15 o 30 minutos) -a 60 Hz- en el PAC, se calcula a partir de:

$$I_L = \frac{\text{Demanda promedio}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \text{fp}_{\text{prom}}} \quad (4.18)$$

donde:

Demanda promedio = es el promedio de la demanda máxima medida de los últimos 12 meses

V_n = es el voltaje nominal entre líneas en el PAC

fp_{prom} = es el factor de potencia promedio de los doce últimos meses

4.5.4 Distorsión armónica total de corriente (DATC)

Se expresa en por ciento y se define por la siguiente ecuación:

$$\text{DATC} = 100 \left[\sum_{h=2}^H \frac{I_h^2}{I_1^2} \right]^{1/2} \quad (4.19)$$

donde:

H= 25 como mínimo,

I_h = componente de la "h" armónica de corriente.

4.5.5 Componente armónico individual máximo de corriente (CAIMC)

Se expresa en por ciento y se define por:

$$\text{CAIMC} = 100 \frac{I_{hm}}{I_1} \quad (4.20)$$

donde:

I_{hm} = componente armónico de mayor amplitud de corriente,

I_1 = componente de corriente de frecuencia fundamental.

4.5.6 Factor de influencia telefónica (TIF) [52]

Es una medida usada para describir el ruido telefónico originado por los campos eléctricos y magnéticos que causan corrientes y voltajes armónicos en sistemas de comunicación. Su ajuste basado en la sensibilidad del sistema telefónico y el oído humano para ruidos a varias frecuencias.

Este se define como:

$$\text{TIF}_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2}}{V_{\text{rms}}} \quad (4.21) \quad \text{ó} \quad \text{TIF}_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2}}{I_{\text{rms}}} \quad (4.22)$$

donde w_h es un factor de peso contable para audio y efectos de acoplamiento inductivo a la frecuencia armónica h . Obviamente, TIF es una variación del previamente definida $DATT$, donde la raíz de la suma de los cuadrados es calculado usando factores que reflejan la respuesta en la banda de voz.

4.5.7 Producto $V \cdot T$ e $I \cdot T$

Otro índice de distorsión por influencia inductiva que da una medida de interferencia armónica en circuitos de audio similar al TIF es el producto $V \cdot T$ ó $I \cdot T$, donde V es el voltaje rms en volts, I es la corriente rms en amperes, y T es el TIF . En la práctica, la interferencia telefónica es a menudo expresada como $V \cdot T$ ó $I \cdot T$, que esta definido como:

$$V \cdot T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2} \quad (4.23) \quad \text{ó} \quad I \cdot T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2} \quad (4.24)$$

donde w_h es el mismo como previamente descrito. Si $kV \cdot T$ ó $kI \cdot T$ es usado, entonces el índice debe ser multiplicado por un factor de 1000 (kilo). La ecuación anterior refiere al hecho que el índice es un producto de voltaje armónico o corriente armónica y el correspondiente factor de influencia telefónica. Con lo anterior, tenemos que:

$$\text{TIF}_V \cdot V_{\text{rms}} = V \cdot T \quad (4.25) \quad \text{y} \quad \text{TIF}_I \cdot I_{\text{rms}} = I \cdot T \quad (4.26)$$

4.5.8 Índice de factor de peso 'C-message'

Este índice es similar al TIF , excepto que cada factor de peso 'C-message' c_h es usado en lugar de w_h . El factor de peso es deducido de pruebas auditivas para indicar la relativa molestia o deterioro de la conversación por una señal de interferencia de frecuencia f tal como se oye a través de un conjunto telefónico del 'tipo 500'. Este índice se define así:

$$C_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h V_h)^2}}{V_{\text{rms}}} \quad (4.27) \quad \text{ó} \quad C_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h I_h)^2}}{I_{\text{rms}}} \quad (4.28)$$

La relación entre el factor de peso TIF el factor de peso C-message es:

$$w_h = 5c_h f_h$$

donde f_h es la frecuencia del orden de la h armónica.

4.6 Límites de distorsión armónica

Debido a que el problema por armónicas cada vez se ha generalizado más dentro de los sistemas eléctricos, diversos organismos internacionales y nacionales se han preocupado por trabajar en conjunto para establecer límites permisibles de armónicas que, mientras no sean rebasados no habrá problemas.

El estándar IEEE std. 519-1992 [59], intenta establecer parámetros para el diseño de sistemas eléctricos que incluyan cargas lineales y no lineales, así como los *requerimientos para el control de armónicas*, igualmente estudia la generación, la respuesta, los efectos, la medición, análisis y evaluación de las armónicas en un punto de acoplamiento común (PAC).

El estándar IEEE std. 1159-1995 [12], comprende el *monitoreo de la calidad de energía eléctrica* en sistemas de potencia monofásicos y trifásicos también incluye una descripción consistente del fenómeno electromagnético, de igual manera presenta las definiciones de condiciones nominales, sus desviaciones respecto de las mismas y las interacciones entre generación y la carga.

Asimismo, la Comisión Federal de Electricidad ha trabajado para establecer algunos límites para que los usuarios y la suministradora, eviten la producción de voltajes y corrientes armónicas en el sistema eléctrico. Se trata de la Especificación CFE L0000-45 [60], en si es un compendio de los dos estándares anteriores junto con la IEEE std. 518-1982, así como de las normas IEC de la serie 6-1000; en ella se contempla de igual manera el establecimiento de las *desviaciones máximas permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica*, para su medición, registro y reporte en el punto de acometida (PA) en el que la Comisión participe. Las *tablas 4.4, 4.5 y 4.6* muestran los límites de esta especificación.

Tensión kV	Componente armónico individual máximo de tensión (CAIMT) %	Distorsión armónica total de tensión (DATT) %
Menor de 1	6	8
De 1 a 35	5	6,5
Mayor de 35	2	3

Tabla 4.4 Límites máximos de distorsión armónica total en tensión y de CAIMT en el punto de acometida

Impedancia (*) relativa (I_{cc}/I_L)	CAIMC			DATD %
	$h < 11$ %	$11 \leq h < 17$ %	$17 \leq h < 23$ %	
< 20	4	2	1,5	5
20 < 50	7	3,5	2,5	8
50 < 100	10	4,5	4,0	12
100 < 1000	12	5,5	5	15
≥ 1000	15	7	6	20

Tabla 4.5 Distorsión armónica máxima permitida en corriente para baja, media y alta tensión hasta 69 kV

(*)Nota: La impedancia relativa se define como la relación de la corriente de corto circuito (I_{cc}) en el punto de acometida (PA) a la corriente máxima de carga (I_L), del propio suministro, a frecuencia fundamental.

Impedancia (*) relativa (I_{cc}/I_L)	CAIMC			DATD %
	$h < 11$ %	$11 \leq h < 17$ %	$17 \leq h < 23$ %	
< 20	2	1	0,75	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	4
50 < 100	5	2,25	2	6
100 < 1000	6	2,75	2,5	7,5
$1000 \geq$	7,5	3,5	3	10

Tabla 4.6 Distorsión armónica máxima permitida en corriente para alta tensión (mayor de 69 kV y hasta 161 kV)

CAIMC.- Componente Armónico Individual Máximo de Corriente

DATD.- Distorsión Armónica Total de Demanda

Cabe acotar que las *tablas 4.5* y *4.6* muestran los valores recomendados para la distorsión armónica de corriente de CFE [60] a distintos niveles de tensión, valores aplicables solo a *armónicas impares*. En el caso de *armónicas pares* los límites se reducen al 25% de los correspondientes a armónicas impares.

4.7 Metodología propuesta para la solución de problemas de armónicas

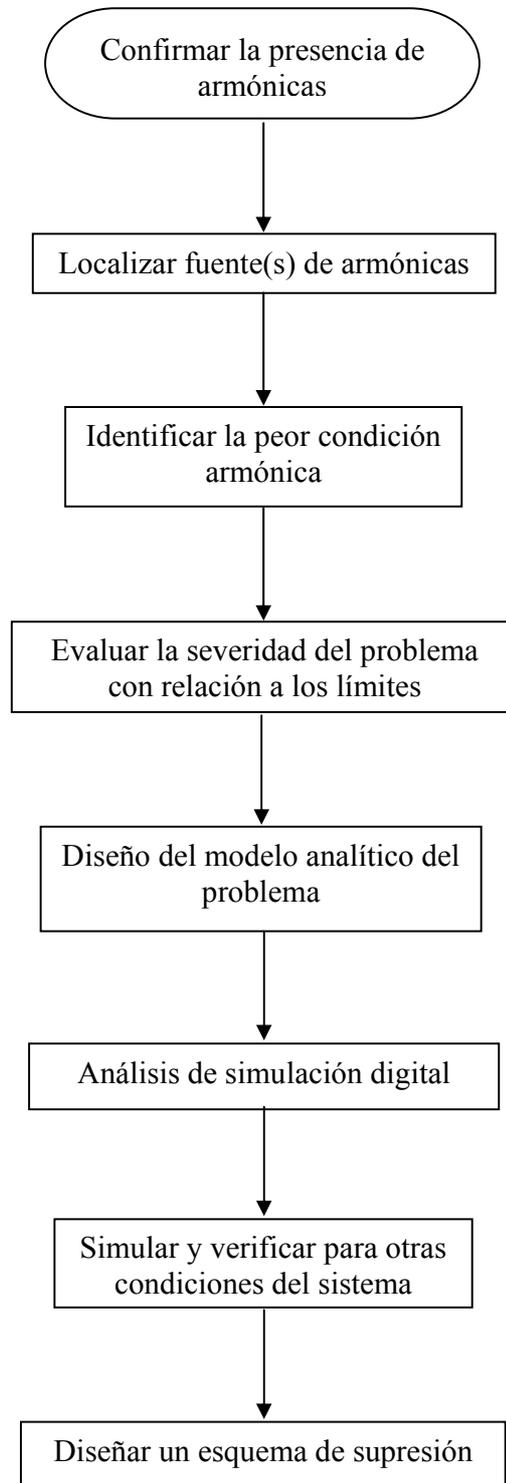


Figura 4.7 Diagrama de flujo de la metodología propuesta para la solución de problemas de armónicas

4.8 Análisis de casos

4.8.1 Problema y solución de alto DATT y resonancia, por corrección del factor de potencia con banco de capacitores en instalaciones con cargas no lineales

La corrección del factor de potencia (fp) en instalaciones con cargas no lineales introduce un problema adicional. Existe una frecuencia de resonancia a la cual el valor de reactancia del banco de capacitores utilizado para mejorar el fp coincide con la reactancia del equivalente de thevenin del sistema de alimentación. Si esta frecuencia coincide o se aproxima a la frecuencia de alguna armónica existente inyectada al sistema eléctrico de distribución, esta armónica producirá resonancia y se verá amplificada produciendo altos voltajes y altas corrientes de la frecuencia correspondiente y esto podrá dañar al mismo banco de capacitores, además del demás equipo conectado. Se presenta el caso de corrección del fp en una planta industrial, con banco de capacitores en paralelo a la carga, porque existía penalización por bajo fp que la compañía suministradora imponía a la planta, con lo cual se mejoró el fp pero aumentó la distorsión armónica en tensión y corriente, también se presentó el fenómeno de resonancia. Se tuvo que conectar al banco de capacitores un reactor serie (formando un filtro antirresonante) para disminuir el alto DATT, DATD y resonancia existente.

4.8.1.1 Descripción del sistema

La figura 4.8 presenta el diagrama unifilar de un sistema industrial y la tabla 4.8 describe las características del mismo, que posee como carga importante un rectificador trifásico de 6 pulsos, que alimenta a un motor de CC de gran capacidad [61]. El fp de la planta es de 0,681 sin la instalación del banco de capacitores. Para elevar el factor de potencia a un nivel superior de 0,9 se requiere una aportación de 600 kVAr, de banco de capacitores cerca del transformador T2 [5,36].

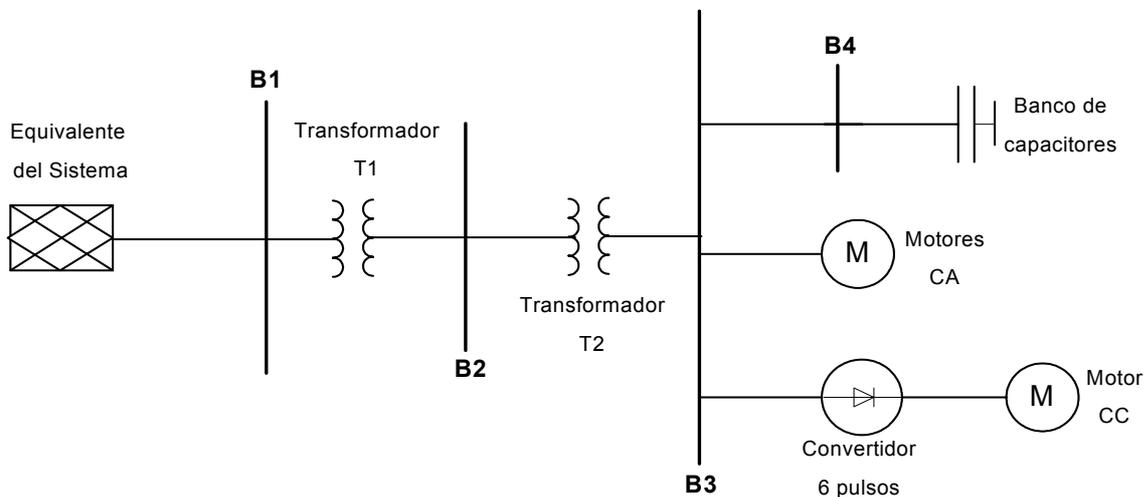


Figura 4.8 Diagrama unifilar del sistema industrial bajo estudio, con corrección de fp

Hasta aquí se ha solucionado el problema del factor de potencia, sin embargo debido al contenido armónico que se tiene en la instalación y elevado por la corrección del fp , se debe poner atención a la respuesta que el sistema tendrá, ya que a una gran carga no lineal presente se conecta a la misma barra un banco de capacitores, con lo cual teóricamente tendríamos problemas de resonancia en nuestra instalación. Con el banco de capacitores conectado y toda la instalación

trabajando, se realiza una simulación presentándose un alta DATT (26,6% en barras B3 y B4), también una elevada DATD en la rama del banco de capacitores de 137,13%, además de la alta corriente transitoria demandada por estos de 1,19 kA rms.

El espectro de corrientes armónicas teóricas (1) y típicas (2) del rectificador trifásico de 6 pulsos en % (tabla 4.7) de la fundamental se observa [48,54,59,64]:

h	5	7	11	13	17	19	23	25
$I_{h_{60}}\%^{(1)}$	20	14,3	9,1	7,7	5,9	5,3	4,35	4
$I_{h_{60}}\%^{(2)}$	18	11	5	3	2,3	1,1	0,43	0,26

Tabla 4.7 Espectro de corrientes armónicas tipo de un rectificador trifásico de 6 pulsos

En la *tabla 4.8* se encuentra el resumen de los parámetros base del sistema utilizado para este caso.

PARÁMETROS	
Tensión del equivalente del sistema	115 kV
Potencia de corto circuito equivalente (S_{CC})	500 MVA
X/R equivalente	10
Transformador T1	115/13,8 kV 20 MVA Z= 12% Δ -Y _{aterrizada}
Transformador T2	13,8/0,48 kV 1,5 MVA Z= 6% Δ -Y _{aterrizada}
Rectificador 6 pulsos	1 MW Fp= 0,70 (-)
Banco de capacitores	0,6 MVar 0,48 kV
Motores	75 kVA 0,48 kV

Tabla 4.8 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de armónicas por alta DATT, DATD y resonancia, por instalación de banco de capacitores y convertidor de 6 pulsos

4.8.1.2 Análisis armónico

El propósito de este es para determinar la distribución de voltajes, corrientes e índices de distorsión armónica, en los sistemas de potencia. Este análisis es además aplicado para los estudios de condiciones de resonancia y diseños de filtros armónicos.

La corrección de fp por medio de bancos de capacitores es solamente aceptable bajo la presencia de cargas lineales. Se presentan los estudios de respuesta a la frecuencia de la planta en su estado original, con bancos de capacitores y con filtros antirresonante (conocidos también como filtros de choque, desintonizado, de rechazo) ver *tabla 4.9*.

La no linealidad de la carga se modela mediante una fuente de corriente cuyo valor esta dado por una sumatoria de las principales componentes armónicas de la serie de Fourier del tipo de carga conectada, de la *tabla 4.7*, se tomo el espectro teórico, correspondiente a la corriente demandada por la carga.

Caso I	Sin corrección de factor de potencia (circuito original)
Caso II	Con un banco de capacitores para corrección de factor de potencia
Caso III	Con un filtro antirresonante (capacitor en serie con un reactor)

Tabla 4.9 Casos de estudio

Se realizo la simulación en DIGSILENT de flujos armónicos para el *caso I*, al circuito original, todavía sin la corrección del factor de potencia, obteniéndose valores de voltaje, corriente, DATT y DATD en la *tabla 4.10* para todas las barras y en la *tabla 4.11*, para la carga rectificadora y la acometida.

	Barra B1	Barra B2	Barra B3
V (kV)	115	13,703	0,453
V (pu)	1,0	0,993	0,949
DATT (%)	0,047	1,335	10,402

Tabla 4.10 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado sin resonancia

	Acometida	Convertidor 6 pulsos
I rms (kA)	0,008	1,864
I rms (pu)	0,002	1,085
DATD (%)	20,692	22,034

Tabla 4.11 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado sin resonancia

De las *tablas* anteriores (4.10 y 4.11), se concluye que aunque no se rebasa los valores de DATT y CAIMT en la acometida comparados con los de la especificación [60], sí se sobrepasa el de la DATD para la acometida casi en 3 veces su valor de norma, así como el de las CAIMC, de 5^{ta} y 7^{ma} armónica. No existe resonancia en el sistema, esto se comprueba haciendo un barrido de frecuencia, como se ve en la *figura 4.13*.

En la *figura 4.9* se ve la grafica de corriente del convertidor de 6 pulsos, donde se aprecia la distorsión de corriente que esta produce en su funcionamiento normal.

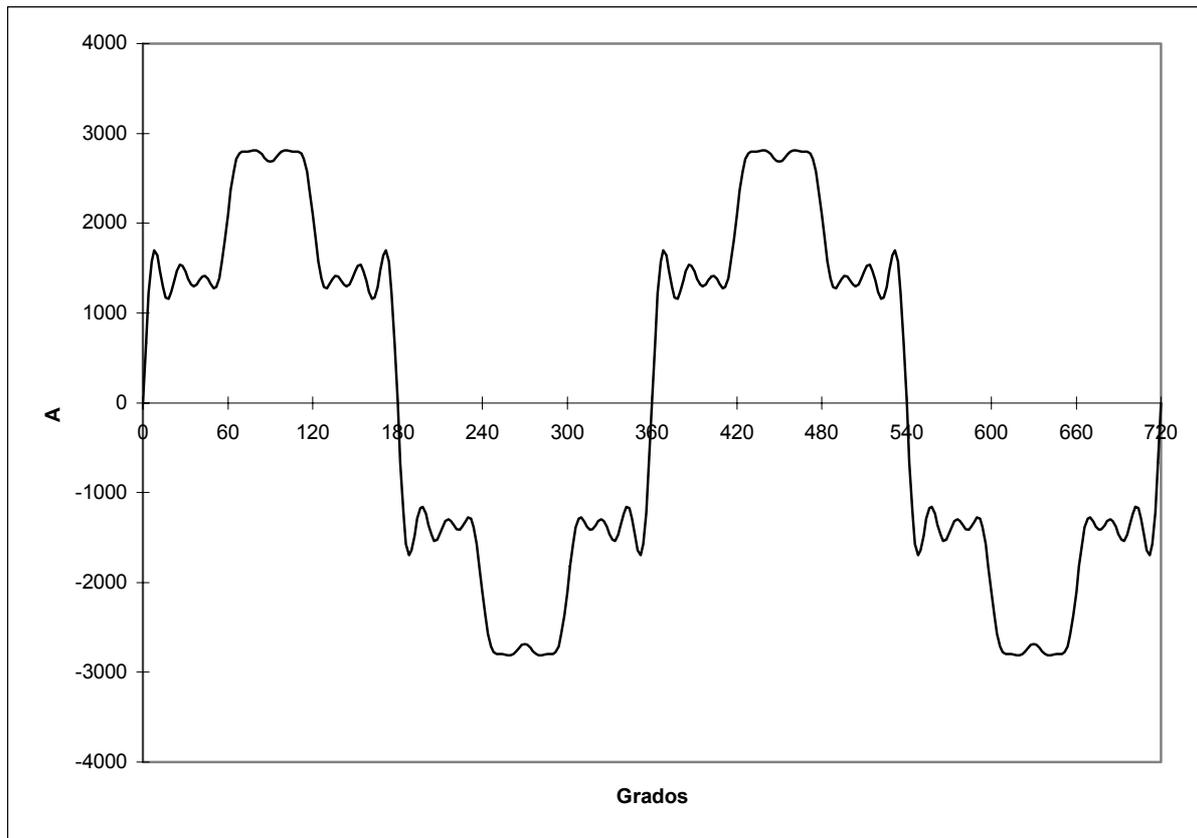


Figura 4.9 Gráfica de corriente distorsionada en el convertidor de 6 pulsos

Para el *caso II*, la necesidad de corregir el f_p para evitar la penalización, llevo al calculo de un banco de capacitores, capaz de elevar el f_p de caso 0,7 en atraso a 0,9. Con lo cual al conectar el banco de 600 kVAr, se realizo otra simulación, con los siguientes resultados (*tablas 4.12 y 4.13*)

	Barra B1	Barra B2	Barra B3	Barra B4
V (kV)	114,999	13,754	0,467	0,467
V (pu)	1,011	1,010	1,006	1,006
DATT (%)	14,748	16,257	26,603	26,603

Tabla 4.12 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado con banco de capacitores

	Acometida	Convertidor 6 pulsos	Banco de Capacitores
I rms (kA)	0,007	1,810	1,191
I rms (pu)	0,394	1,053	1,650
DATD (%)	39,69	22,034	137,129

Tabla 4.13 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado, con banco de capacitores

En este caso, todos los valores de DATT, DATD, CAIMT y CAIMC se elevan, no cumpliendo con la especificación [60], predominando las armónicas 5^{ta} y 7^{ma} de tensión y corriente, sobrepasándose en algunos casos hasta 7 veces el valor de norma. Además haciendo un barrido de la respuesta, *figura 4.14*, a la frecuencia se presenta una resonancia en paralelo, a la sexta aproximadamente ($h_{res}= 6,07$). En la gráfica de la *figura 4.10* se muestra el voltaje distorsionado en la barra 3, donde se encuentra conectada la carga no lineal, motores de CA y el banco de capacitores

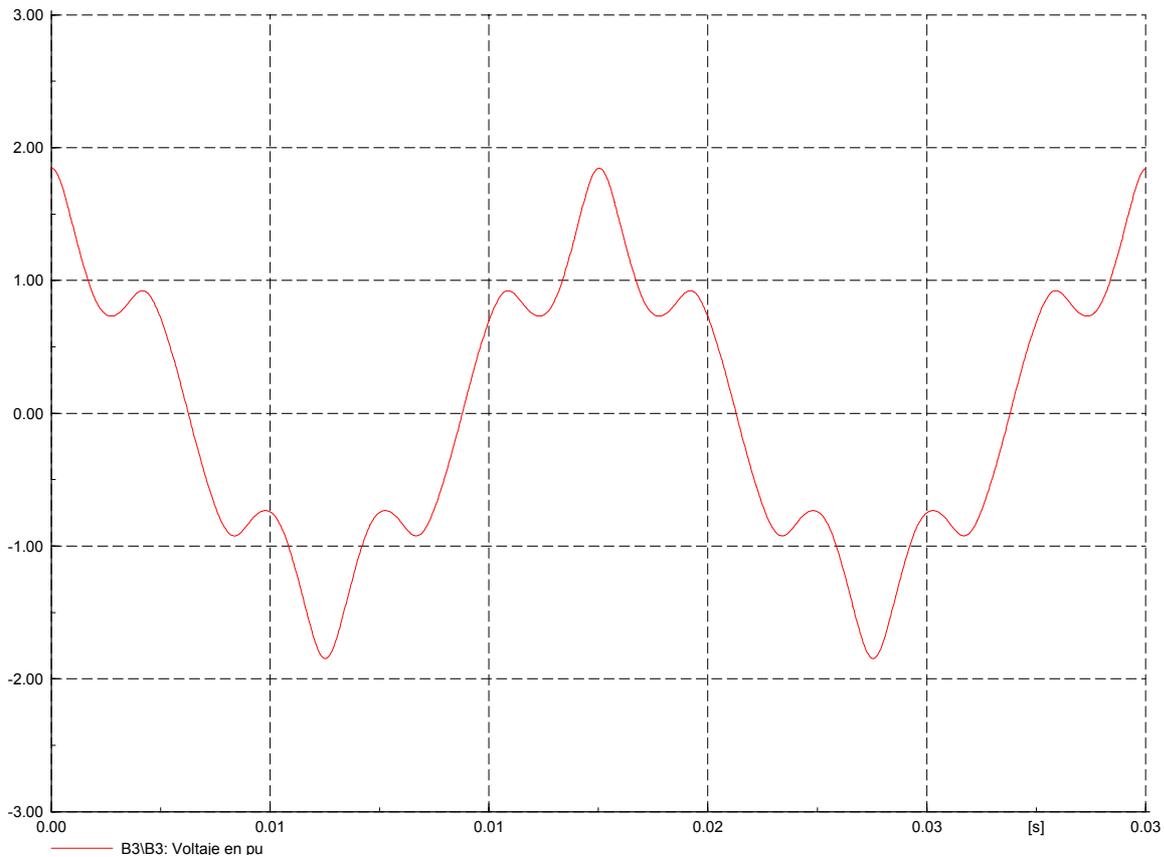


Figura 4.10 Gráfica de voltaje distorsionado en la barra B3

Para corroborar la simulación del *caso II* se realiza el cálculo teórico. La conexión de un banco de capacitores, cuya reactancia está dada por X_C , en paralelo con la carga no lineal presenta un problema ya que el orden de la armónica correspondiente a la frecuencia de resonancia para el *caso II* es, teóricamente:

$$hr = \frac{fr}{f_{60\text{Hz}}} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} = \sqrt{\frac{MVA_{CC}}{MVA_{CAP}}} = \sqrt{\frac{I_{CC}}{I_C}} = 5,72 \quad (4.29)$$

donde

hr: armónica de resonancia,

fr: frecuencia de resonancia,

$f_{60\text{Hz}}$: frecuencia a 60 Hz (del sistema)

X_C : reactancia capacitiva del sistema en Ω ,

X_L : reactancia inductiva en Ω ,

MVA_{CC} : potencia de corto circuito en el punto de conexión de la carga generadora de armónicas,

MVA_{CAP} : potencia del banco de capacitores,

I_{CC} : corriente de cortocircuito en el punto de conexión de la carga generadora de armónicas,

I_C : corriente nominal del banco de capacitores.

Si adicionalmente se considera un 2% para la reactancia de thevenin del sistema de suministro X_s , y a la vez se le agrega una tolerancia de 5% que los fabricantes de capacitores incluyen para bancos de filtros, entonces la frecuencia de resonancia se acerca más a la quinta armónica, esto es:

$$h = \sqrt{\frac{X_c}{X_s + X_L}} = 5,23 \quad (4.30)$$

Debido a la presencia de quinta armónica de corriente, al conectar los bancos de capacitores existirá una amplificación de esta con una consecuente distorsión de voltaje. La amplificación de corriente aunada a la distorsión de voltaje traerán como consecuencias daños al banco de capacitores, sobrecalentamiento del transformador, alteraciones en el convertidor e incumplimiento de la especificación CFE L-000045 [60].

La solución presentada en este caso consiste en instalar un reactor en serie con el banco de capacitores constituyendo un filtro antirresonante, el cual es sintonizado a la armónica 4ta. Con la instalación de este filtro, la quinta armónica no es amplificada.

Por último, al instalar un reactor en serie con el capacitor (caso III), constituyendo un filtro o reactor sintonizado a la armónica 4ta, creando un cero en la función de transferencia a la frecuencia de sintonización (240 Hz) y la respuesta a la frecuencia de la combinación de este filtro con la impedancia de thevenin del sistema provocan una atenuación de quinta, séptima y novena armónica, también de manera general un mejoramiento en la forma de onda de voltaje y corriente en el sistema, para el adecuado y correcto funcionamiento de los equipos instalados. El diseño del filtro se calcula de las siguientes ecuaciones:

$$X_L = \frac{kV_{LL}^2}{h_f^2 (\text{MVar})} = \frac{X_c}{h_f^2} = 0,024\Omega \quad (4.31)$$

$$L = \frac{X_L}{2 \times \pi \times f} = 0,064\text{mH} \quad (4.32)$$

donde:

h_f : armónica 4ta (filtro antirresonante),

kV_{LL} : voltaje línea a línea de la barra donde se conecta el banco de capacitores,

f : frecuencia del sistema (60 Hz).

Para el caso III, las *tablas 4.14* y *4.15* nos muestra la disminución notoria de las diferentes distorsiones armónicas de voltaje y corriente, presentes ya con el filtro desintonizado conectado, todas cumpliendo con la especificación nacional [60]. La *figura 4.11* nos da idea de como se mejora la forma de onda de tensión en la barra de carga (B3), comparándola con la *figura 4.10* y pareciéndose mas a una senoide perfecta.

	Barra B1	Barra B2	Barra B3	Barra B4
V (kV)	115	13,755	0,467	0,499
V (pu)	1,0	0,997	0,974	1,039
DATT (%)	0,026	0,739	5,609	4,815

Tabla 4.14 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado, con filtro de choque o de rechazo

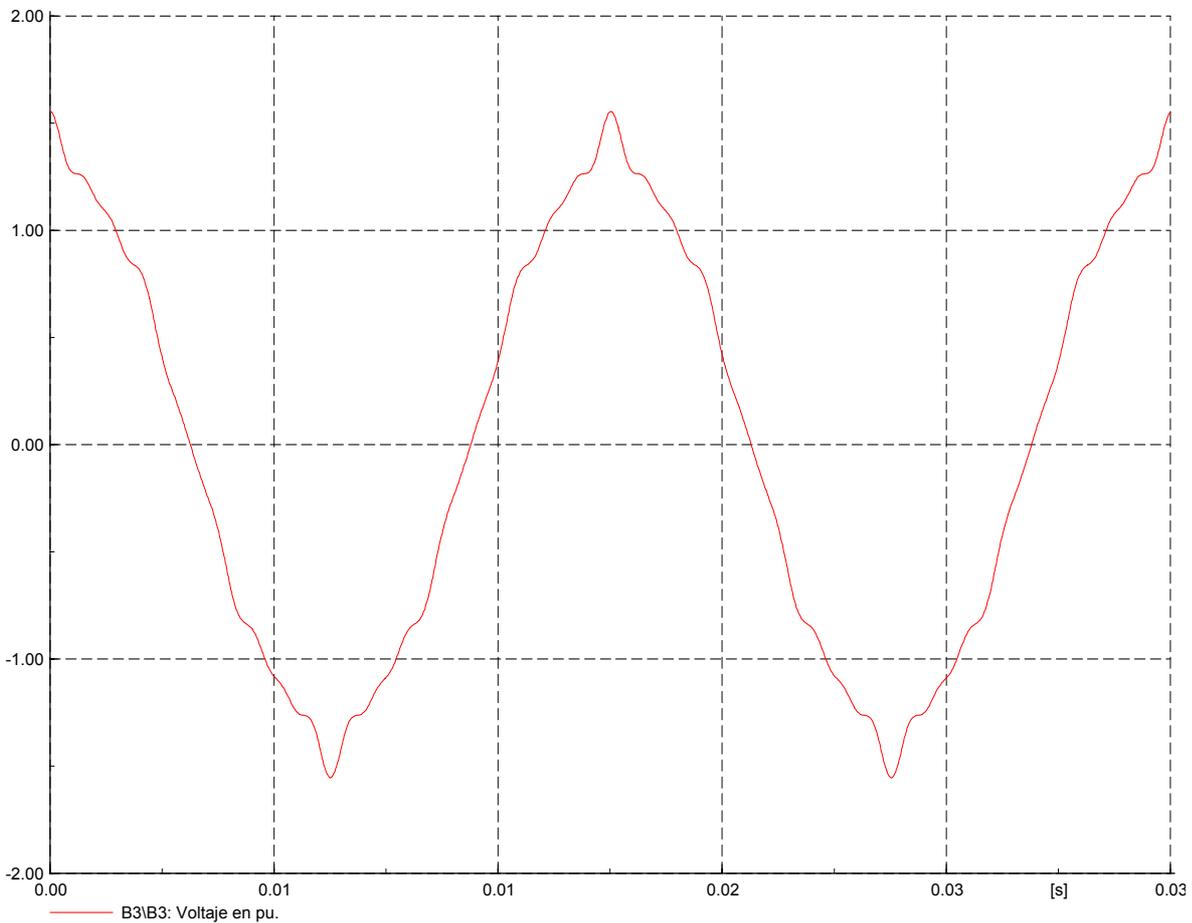


Figura 4.11 Gráfica de voltaje en la barra B3 con el filtro antirresonante (caso 3)

Para evaluar se calcularon los espectros de las tensiones y corrientes de las armónicas presentes, en cada uno de los casos. Los resultados de simulaciones efectuadas en DIGSILENT, se presentan en la *figuras 4.12 y 4.13*.

	Acometida	Convertidor 6 pulsos	Banco de Capacitores
I rms (kA)	0,006	1,809	0,773
I rms (pu)	0,001	1,053	1,071
DATD (%)	6,956	11,034	20,463

Tabla 4.15 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado, con filtro de choque o de rechazo

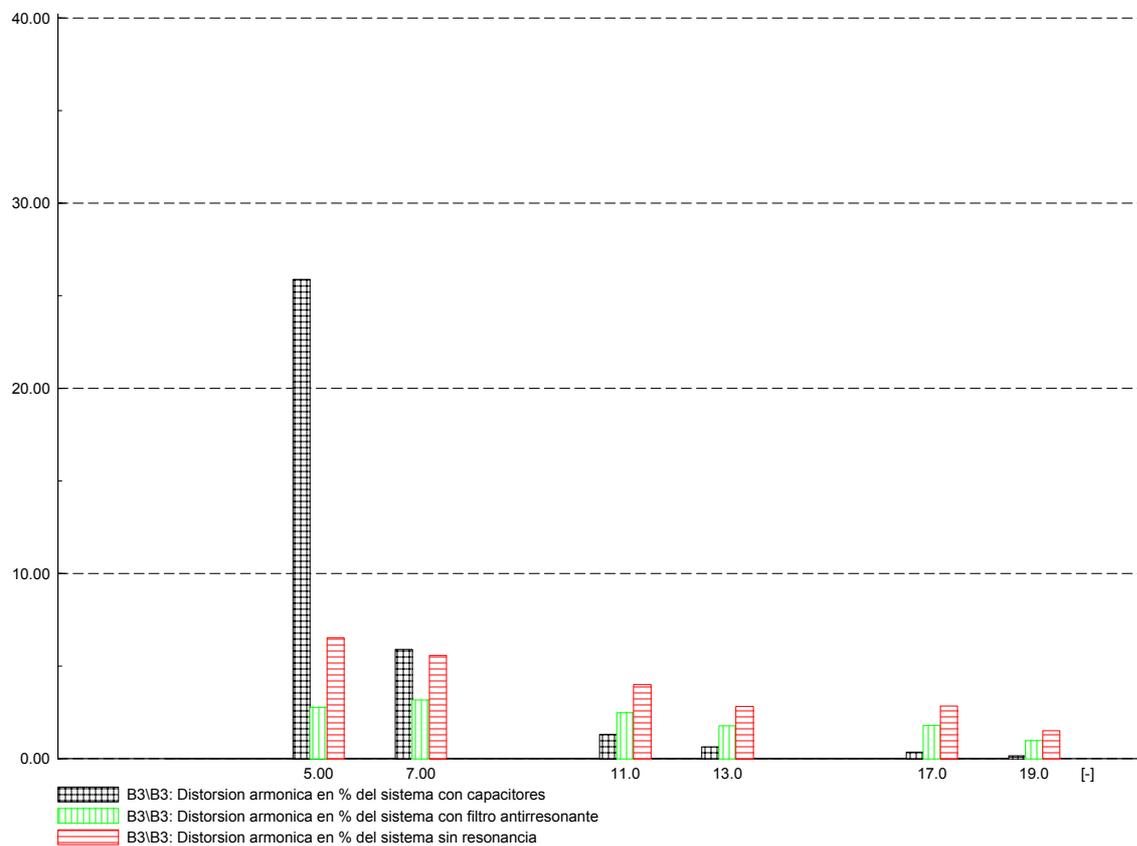


Figura 4.12 Espectro de armónicas de voltaje medidas en la barra B3 de 0,48 kV para los tres casos de estudio

Además en la *tabla 4.16*, se observa los tres factores de potencia para los casos estudiados, es de notar el mejoramiento imperceptible en los casos II y III.

Variable	Configuración original (Caso I)	Con fp corregido (Caso II)	Con filtro (Caso III)
Factor de potencia	0,681	0,912	0,905

Tabla 4.16 Distintos fp para los 3 casos de estudio

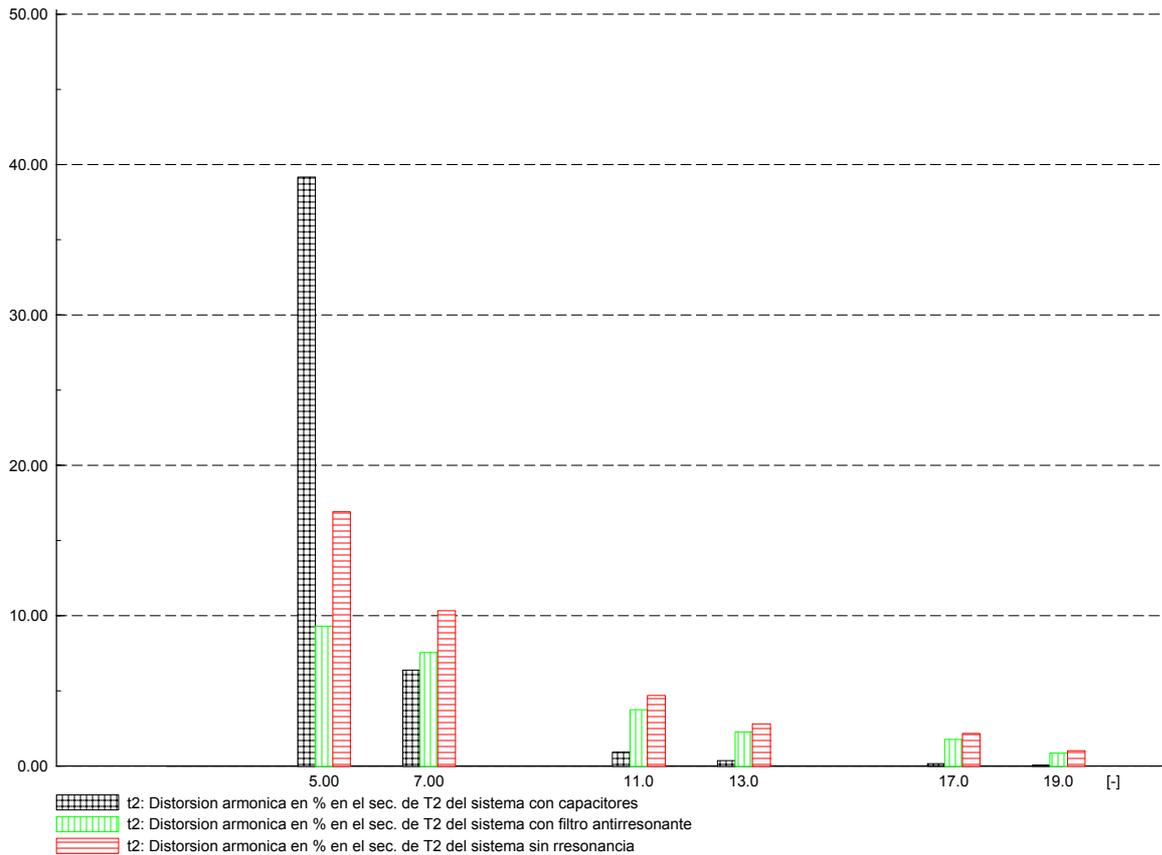


Figura 4.13 Espectro de armónicas de corriente medidas en el secundario del transformador T2 para los tres casos de estudio

Comparando las figuras 4.12 y 4.13 se puede observar la disminución de quinta armónica de corriente, la cual ha disminuido de 39,158 % a aproximadamente 5,004 %, para la quinta armónica de voltaje, el cambio fue de 25,891 % a 2,789 %, También se nota una atenuación de la magnitud del resto de las armónicas superiores, este ultimo dentro de la especificación [60] acerca de altas DATT, DATD, CAIMC y CAIMT.

También se calculo la respuesta a la frecuencia del sistema para cada uno de los tres casos. Los resultados de simulaciones efectuadas en DigSILENT, se presentan en la figura 4.14. La curva correspondiente al caso III presenta una resonancia cercana a la 3ra armónica (199,5 Hz) y de baja magnitud. Sin embargo, con rectificadores trifásicos, la magnitud de la tercera armónica no es de un valor apreciable y, en el caso balanceado, está armónica no circulará en el lado de mediana tensión debido a la conexión delta del transformador.

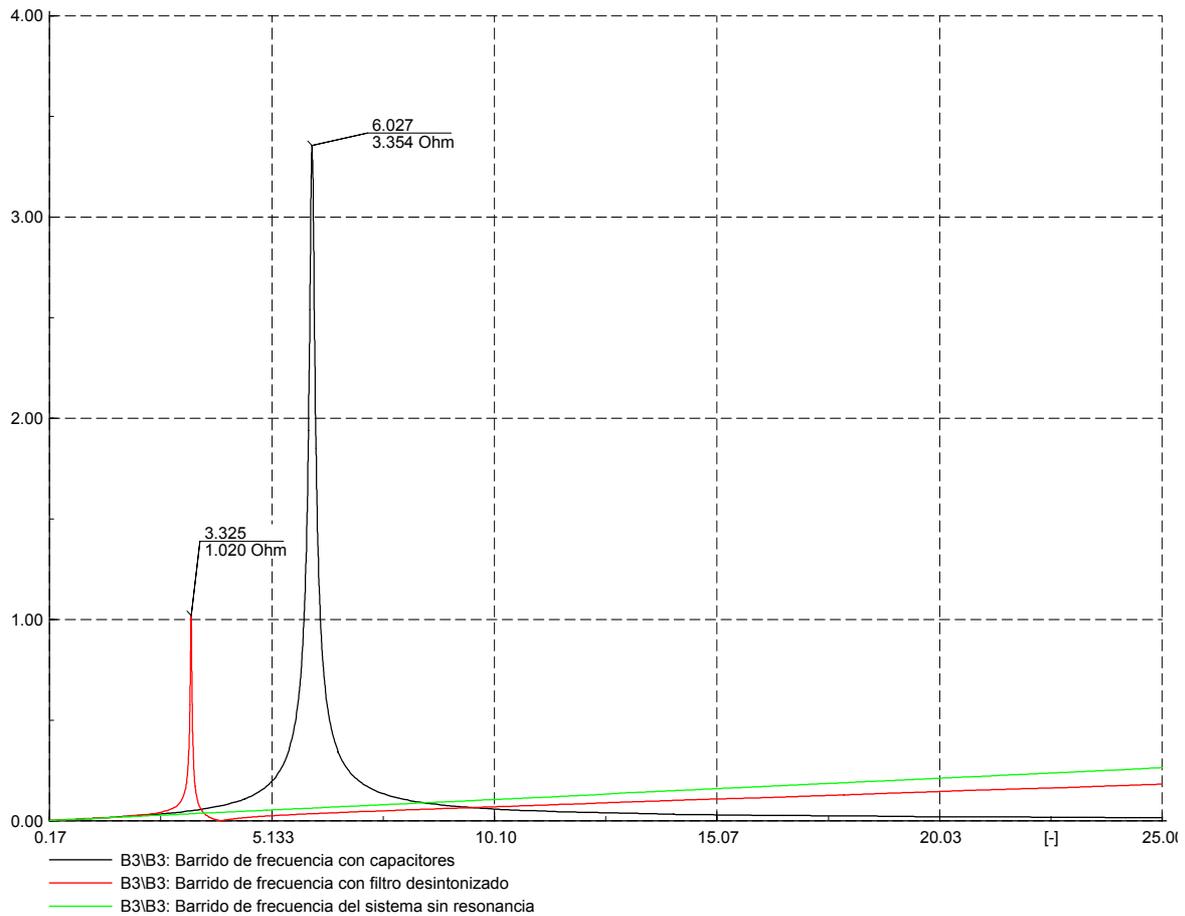


Figura 4.14 Gráfica de la respuesta en la frecuencia para los tres casos de estudio

Las *figuras 4.12, 4.13 y 4.14* muestran los resultados en barras y ramas de DATT, DATD y respuesta en la frecuencia, obtenidos al ejecutar flujos armónicos y barrido de frecuencia en DigSILENT, para los tres casos de estudio: sin resonancia, con bancos de capacitores (resonancia paralelo) y con filtro antirresonante, respectivamente. Es evidente la mejora en la DATT de todas las barras y en la DATD de algunos elementos del sistema, principalmente la acometida, este ultima en cumplimiento con la especificación CFE L-00045 [60] (ver *tabla 4.17*). También se cumplió con el incremento del nivel de voltaje en la barra al cual esta conectada el banco de capacitores (barra B4) en práctica con las recomendaciones del estándar IEEE std.18-2002 [53], es de notar también la disminución de corriente absorbida por el capacitor (ver *tabla 4.18*).

4.8.1.3 Análisis de resultados

Al realizar un análisis de armónicas en el sistema industrial, se encontró que al comparar las distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente en las barras y elementos del sistema contra las recomendaciones de la especificación [60], para el caso I y sobre todo en el caso II eran superadas ampliamente.

Parámetro	Caso I	Caso II	Caso III	Máximo Permitido [18]
Distorsión Armónica Total de Tensión (DATT) %	0,047	14,748	0,026	3,0
Componente Armónico Individual Máximo de Tensión (CAIMT) %	5 ^{ta} 0,029	5 ^{ta} 14,354 7 ^{ma} 3,283	5 ^{ta} 0,012	2,0
Distorsión Armónica Total de Demanda (DATD) %	20,692	39,69	6,956	7,5
Componente Armónico Individual Máximo de Corriente (CAIMC)%	5 ^{ta} 16,904 7 ^{ma} 10,33	5 ^{ta} 39,159 7 ^{ma} 6,398	5 ^{ta} 5,004	h<11 6,0

Tabla 4.17 Resumen de los casos analizados en la acometida de la industria

Nota: Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total de demanda y componente armónico individual máximo de corriente están en base a una impedancia relativa en el punto de acometida igual a 249,99.

Se procedió a analizar con atención los efectos que las armónicas generan en el banco de capacitores, para lo que se compararon también los valores obtenidos de la simulación digital contra lo establecido en la recomendación IEEE 18-2002 [53] y se obtuvo que:

Parámetro	Nominal	Caso II	Caso III	Máximo Permitido [11]
Voltaje rms nominal (V)	480,06	483	499	528
Pico de voltaje (V)	678,822	886	746	814,587
Corriente rms nominal (A)	723,87	1191	773	977,224
kVAr nominales	600	727,029	646,057	810

Tabla 4.18 Valores obtenidos en el banco de capacitores para distintos casos comparado con la recomendación IEEE 18-2002

Se observa que, las recomendaciones del estándar IEEE [53] son superadas en el caso II, lo que ocasionará que la vida útil de los capacitores en el banco se vea reducida de manera importante.

4.8.2 Modelado de horno de arco eléctrico para análisis armónico y solución con filtros sintonizados

Se realizó el análisis de modelado armónico de un horno de arco eléctrico de una acerera con apoyo de simulación digital, en sus etapas de fundición (peor caso) y refinamiento (caso típico) todo lo anterior con la finalidad de determinar su comportamiento y efectos armónicos en un sistema de distribución industrial. También se calcularon filtros sintonizados simples, para corregir el problema de la DATT y DATD que eran rebasados, de acuerdo a la especificación [60], con las ventajas de proporcionar compensación reactiva requerida por el horno, siendo simples en diseño y económicos de implementar.

Los estudios en los sistemas de potencia pueden proporcionar información necesaria en sistemas existentes durante condiciones de operación normal y anormal, o en desempeño futuro. Un análisis armónico en sistemas de potencia de instalaciones de horno de arco se debe realizar por una variedad de razones. En este caso, se realizó un estudio preliminar [62] para determinar el impacto de la instalación de un horno de arco eléctrico de 600 kW, de una acerera proyectada conectarse en una subestación de CFE a 13,2 kV.

El diagrama unifilar del sistema eléctrico industrial con horno de arco eléctrico se muestra en la *figura 4.15*, una de las características del horno es que el factor de potencia de este está alrededor de 0,7 en atraso, con una frecuencia de switcheo del transformador del horno del orden de 50 veces al día, las fluctuaciones de voltaje se deben a lo aleatorio de los cambios de carga en el sistema. Esos cambios son más severos durante la fundición inicial durante la carga del horno. Las condiciones del circuito en los electrodos del horno pueden variar entre circuito abierto y corto circuito. El uso de cargas con características no lineales grandes, tales como los hornos de arco, resultan en generación de corrientes y voltajes armónicos. Bajo condiciones no balanceadas del electrodo formando arco, podría haber cantidades existentes de tercera armónica y sus múltiplos. También 5^{ta} y 7^{ma} armónica que aparecen bajo condiciones balanceadas, pero pueden incrementarse bajo condiciones no balanceadas de arqueo. Los dispositivos ferromagnéticos como el transformador que alimentan directamente al horno de arco, producen armónicos debido a las características no lineales. A menudo cerca del 50% de la corriente de excitación será de 2^{da} y 3^{ra} armónica, pero en esta etapa también están presentes en gran medida la 4^{ta}, y 5^{ta} armónica.

4.8.2.1 Modelado del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico considerado para todos los casos de estudio se muestra en la *figura 4.15*. Los datos utilizados para cada uno de los elementos del sistema eléctrico industrial se tienen en la *tabla 4.19*:

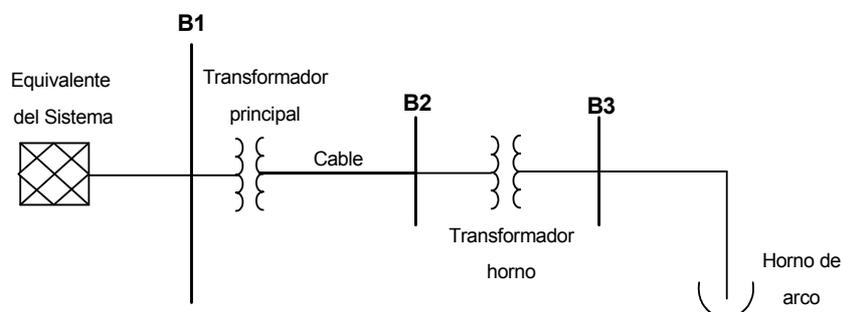


Figura 4.15 Diagrama unifilar del sistema industrial con horno de arco bajo estudio

PARÁMETROS	
Tensión del equivalente del sistema	13,2 kV
Potencia de corto circuito equivalente (S_{CC})	$S_{CC_{3\phi}} = 118,2 \text{ MVA}$, $x/r: 6,9$ $S_{CC_{1\phi}} = 83,9 \text{ MVA}$, $x/r: 7,2$
Transformador principal	13,2/6,6 kV 1250 kVA $Z = 5\%$ $x/r: 8,0$ $\Delta - Y_{\text{aterizada}}$
Transformador del horno de arco	6,6/0,22 kV 1000 kVA $Z = 5\%$ $x/r: 7,0$ $\Delta - Y$
Cable de potencia	Cal. 2 AWG Long. 4 mts. XLPE Tensión nom. 15 kV
Horno de arco	1000 kW, $F_p = 0,7 (-)$ Impedancia serie: 6 m Ω , $x/r: 8,0 (*)$

Tabla 4.19 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el modelado de horno de arco eléctrico

(*)Con las tensiones armónicas, de la tabla 4.20 [63]

La *tabla 4.20* muestra la distorsión de voltaje armónico de hornos de arco, usada en estudios de análisis de este tipo [63]. Los valores típicos usados son considerados por estar presentes para largos períodos de tiempo. Estos números pueden ser utilizados para determinar el comportamiento del sistema, especialmente cuando se usa la distorsión armónica total de tensión (DATT) como criterio. Los valores de peor caso son utilizados para duraciones de corto tiempo. Ellos pueden ser usados para diseños de filtro y análisis de falla. Todos los valores dados en la *tabla 4.20* están basados en parte de mediciones de campo de formas de onda y estimadas del peor caso y caso típico de distorsión armónica de cada armónica individual.

La carga del horno de arco realmente se modela como una fuente de tensión armónica conectada a través de una impedancia serie, consistente de cables secundarios para los electrodos. Un modelo típico de horno de arco para una simulación incluirá una impedancia serie de horno y una fuente de voltaje constante con cada armónica de interés. Usualmente, armónicas hasta la 13^{va} serán consideradas. En este modelo la impedancia serie, típicamente tiene un rango de 3 a 6 m Ω con una relación X/R dentro de los límites de 6-10 [63]. La *figura 4.16* muestra el modelo armónico de horno de arco.

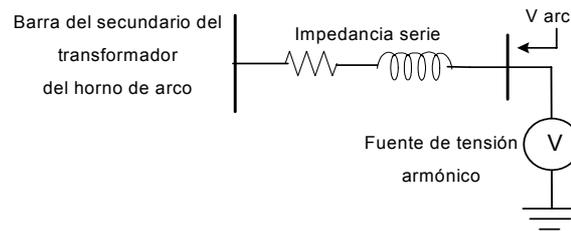


Figura 4.16 Modelo armónico del horno de arco

Armónica	Típicas (% de la fundamental)	Peor Caso (% de la fundamental)
2 ^{da}	5,0	17,0
3 ^{ra}	20,0	29,0
4 ^{ta}	3,0	7,5
5 ^{ta}	10,0	10,0
6 ^{ta}	1,5	3,5
7 ^{ma}	6,0	8,0
8 ^{va}	1,0	2,5
9 ^{na}	3,0	5,0
11 ^{va}	2,0	2,0
13 ^{va}	1,0	1,0

Tabla 4.20 Distorsiones de voltaje utilizadas para análisis armónico en hornos de arco típicos

4.8.2.2 Casos de Estudio

Para cada uno de los casos de estudios analizados a continuación, se consideró una impedancia relativa en el punto de acometida igual a 94,56 ($I_{cc}/I_L=5170$ Amperes/54,7 Amperes) para la comparación de los límites máximos permisibles de distorsión armónica.

4.8.2.2.1 Caso 1. Transformador del Horno de Arco con conexión en Delta-Estrella; peor caso de tensiones armónicas

4.8.2.2.1.1 Análisis Armónico

Para este escenario la distorsión armónica total de tensión (DATT) en el secundario del transformador de horno de arco es de 33,28%, mientras que en la acometida de 13,2 kV la DATT es de 0,85%. Por otra parte, la distorsión armónica total de demanda (DATD) resultante en la acometida de 13,2 kV es de 39,79%. En las *tablas 4.21* y *4.22* se indican los componentes armónicos individuales de corriente y de tensión en la acometida de 13,2 kV

Armónica	Corriente (Amperes)	% de la fundamental
fundamental	44,82	100,0
2 ^{da}	16,81	37,52
3 ^{ra}	0,0	0,0
4 ^{ta}	3,71	8,29
5 ^{ta}	3,96	8,84
6 ^{ta}	0,0	0,0
7 ^{ma}	2,26	5,05
8 ^{va}	0,62	1,38
9 ^{na}	0,0	0,0
11 ^{va}	0,36	0,804
13 ^{va}	0,15	0,34

Tabla 4.21 Componentes armónicos individuales de corriente en la acometida de 13,2 kV

Armónica	% de la fundamental
fundamental	100,0
2 ^{da}	0,633
3 ^{ra}	0,0
4 ^{ta}	0,279
5 ^{ta}	0,372
6 ^{ta}	0,0
7 ^{ma}	0,298
8 ^{va}	0,093
9 ^{na}	0,0
11 ^{va}	0,074
13 ^{va}	0,037

Tabla 4.22 Componentes armónicos individuales de tensión en la acometida de 13,2 kV

De acuerdo a la especificación [60], las componentes armónicas individuales de corriente 2^{da}, 4^{ta} así como la distorsión armónica total de corriente en el punto de acometida son rebasados. En las *figura 4.17* y *4.18* se muestran las formas de onda de tensión y corriente, así como el espectro de armónicas en el punto de acometida y en la *figura 4.21* el secundario del transformador de horno de arco eléctrico (barra 3).

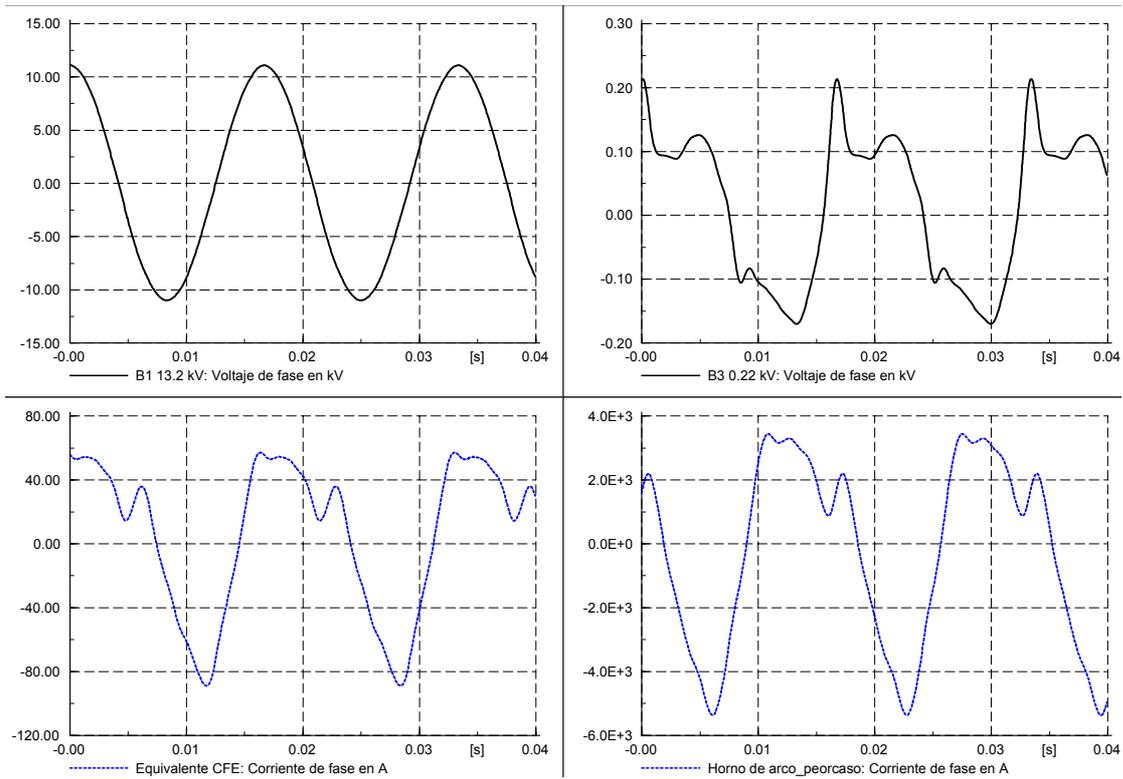


Figura 4.17 Formas de onda de la tensión y corriente en el punto de acometida y en el secundario del transformador del horno de arco, peor caso

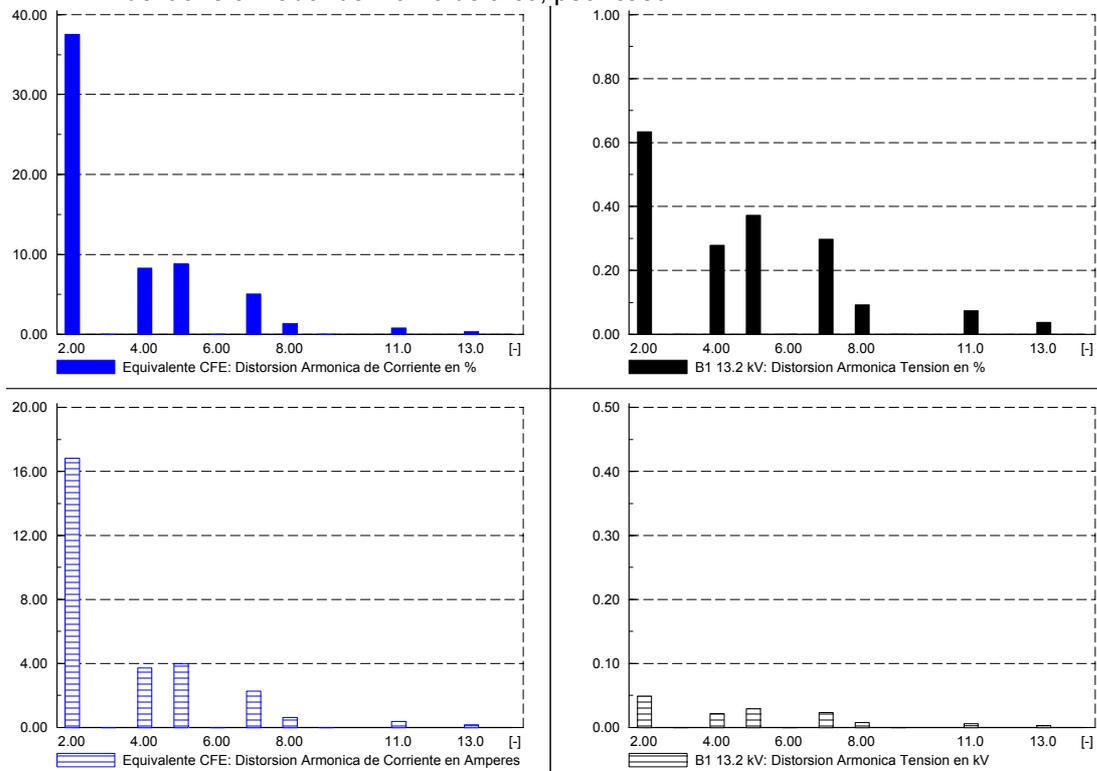


Figura 4.18 Espectro armónico de tensión y corriente en el punto de acometida, peor caso

Nota: En la *figura 4.17* antes citada se han omitido la componente fundamental ya que su valor es igual al 100%.

4.8.2.2.2 Caso 2. Transformador del Horno de Arco con conexión en Delta-Estrella; caso típico de tensiones armónicas.

4.8.2.2.2.1 Análisis Armónico

Para este escenario la distorsión armónica total de tensión (DATT) en el secundario del transformador de horno de arco es de 22,45%, mientras que en la acometida de 13,2 kV el DATT es de 0,49%. Por otra parte, la distorsión armónica total de demanda (DATD) resultante en la acometida de 13,2 kV es de 15,03%. En las *tablas 4.23* y *4.24* se indican los componentes armónicos individuales de corriente y de tensión en la acometida de 13,2 kV.

Armónica	Corriente (Amperes)	% de la fundamental
fundamental	44,88	100,0
2da	4,94	11,02
3ra	0,0	0,0
4ta	1,48	3,31
5ta	3,95	8,83
6ta	0,0	0,0
7ma	1,69	3,78
8va	0,24	0,55
9na	0,0	0,0
11va	0,36	0,803
13va	0,15	0,34

Tabla 4.23 Componentes armónicos individuales de corriente en la acometida de 13,2 kV

Armónica	% de la fundamental
fundamental	100,0
2da	0,186
3ra	0,0
4ta	0,112
5ta	0,372
6ta	0,0
7ma	0,223
8va	0,037
9na	0,0
11va	0,074
13va	0,037

Tabla 4.24 Componentes armónicos individuales de tensión en la acometida de 13,2 kV

De acuerdo a la especificación [60], las componentes armónicas individuales de corriente 2^{da}, 4^{ta}, así como la DATD en punto de acometida son rebasados. En las *figuras 4.19* y *4.20* se muestran las formas de onda de tensión y corriente, así como el espectro de armónicas en el punto de acometida y en la *figura 4.21*, el secundario del transformador del horno de arco eléctrico.

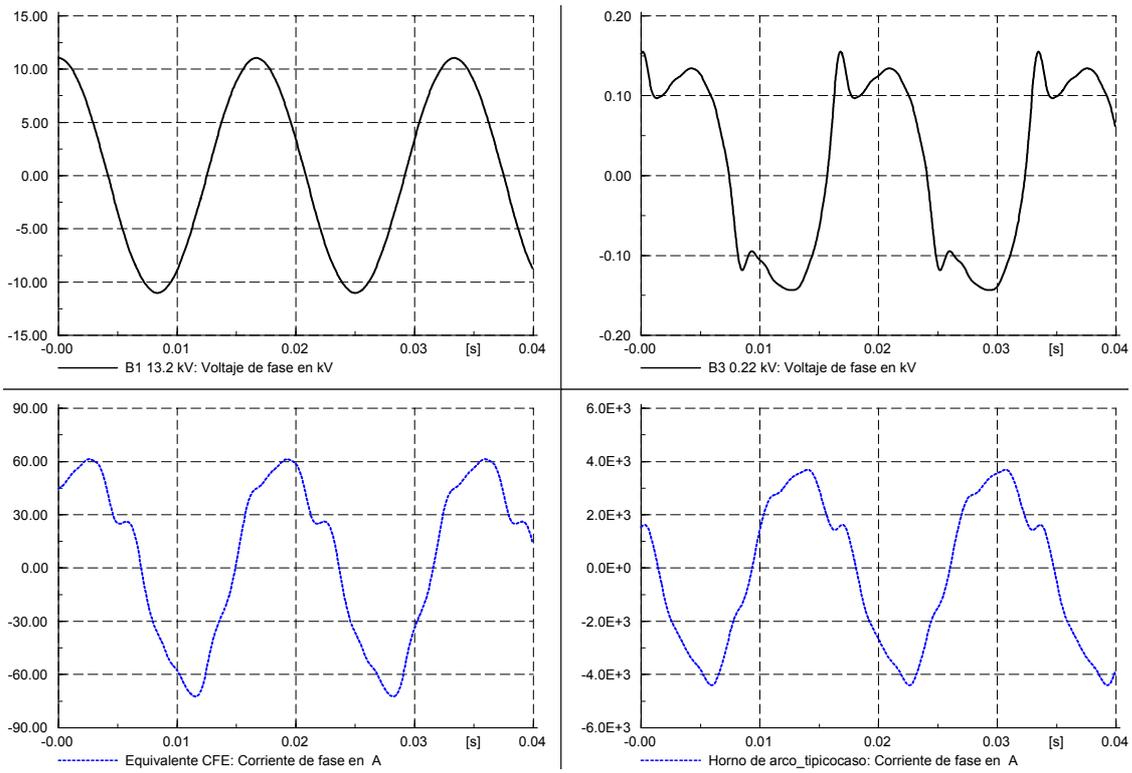


Figura 4.19 Formas de onda de la tensión y corriente en el punto de acometida y en el secundario del transformador del horno de arco, caso típico

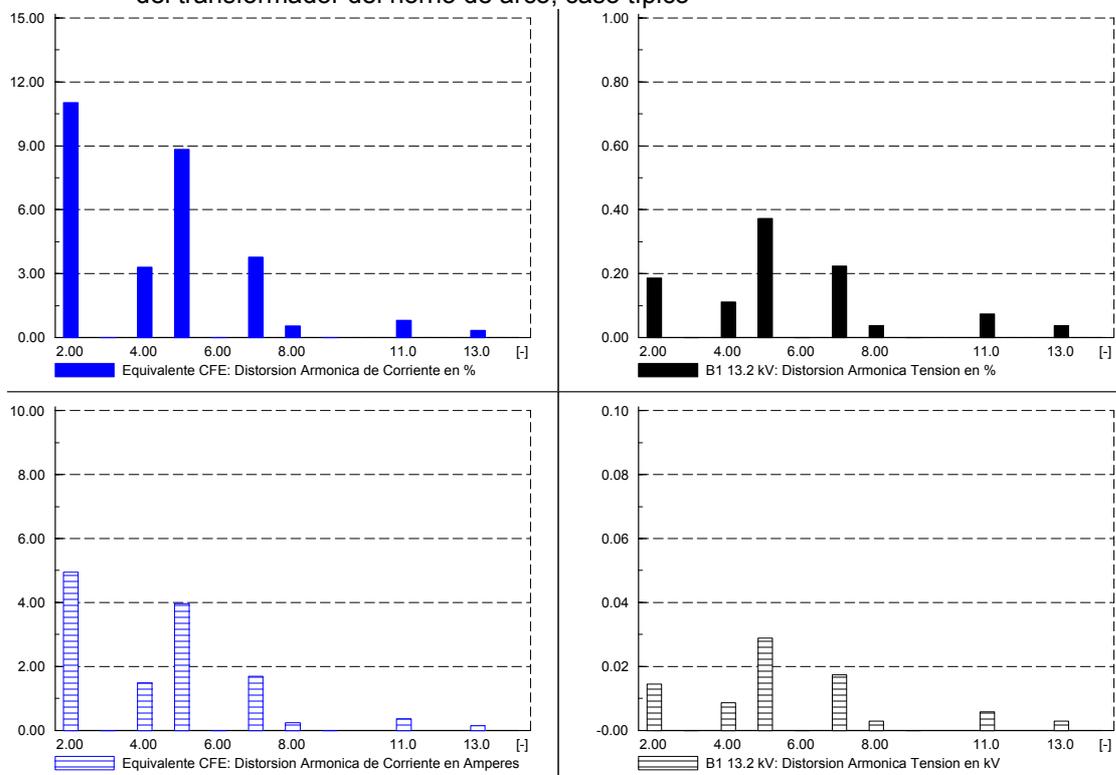


Figura 4.20 Espectro armónico de tensión y corriente en el punto de acometida, caso típico

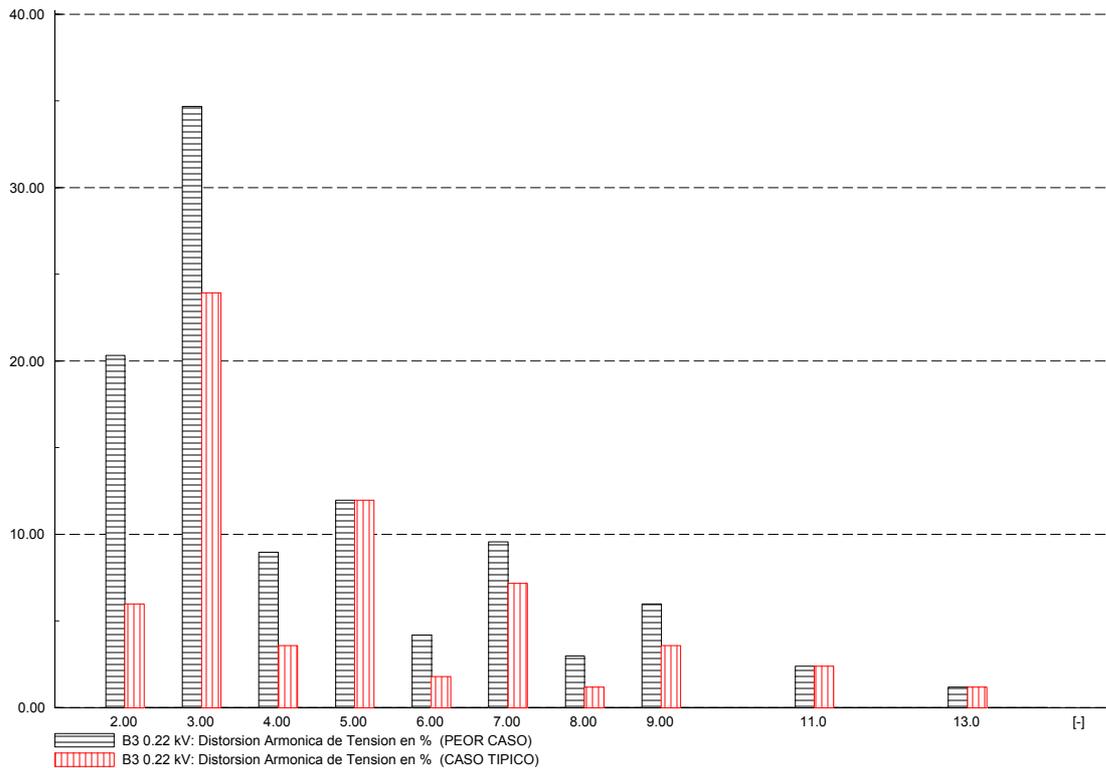


Figura 4.21 Espectro armónico de tensión en la barra 3 (casos 1 y 2)

4.8.2.2.3 Caso 3. Conexión de filtros pasivos del tipo sintonizado simple para peor caso de tensiones armónicas

De los dos casos anteriores, de los resultados se observa que las corrientes armónicas no deseadas pueden ser prevenidas de fluir a través del sistema de potencia desviándolas por medio de una trayectoria paralela de baja impedancia. Los filtros pasivos son una solución efectiva para minimizar la distorsión de voltaje causados por la operación de hornos de arco eléctrico. La solución más práctica y menos cara, es usar un filtro sintonizado simple.

4.8.2.2.3.1 Cálculo del filtro

Con las fórmulas de (4.8-4.11) se obtiene la *tabla 4.25* (características de los filtros sintonizados simples para el caso 3 y 4)

La conexión de los tres filtros pasivos 2^{da}, 4^{ta} y 5^{ta} armónica se realizan en la barra B2, del sistema industrial con horno de arco eléctrico.

También, se ve en la *figura 4.22* la forma de onda de corriente en el punto de acometida para la peor condición de trabajo del horno de arco, con mitigación de tres filtros sintonizados simples la cual denota un mejoramiento comparándola con la de la *figura 4.17*, en el mismo punto.

4.8.2.2.4 Caso 4. Conexión de filtros pasivos del tipo sintonizado simple para caso típico de tensiones armónicas.

Cálculo del filtro

Prácticamente, en el caso 3 por darse la peor condición de funcionamiento del horno, en cuanto a emisión de distorsión armónica, es la que se tomara en cuenta para diseñar los filtros sintonizados, y este calculo también servirá para el caso típico de tensiones (caso 4), en la *tabla 4.25* y la *tabla 4.26* se resume el comportamiento en cuanto a su impacto en la instalación, para peor condición y típico comportamiento del horno de arco eléctrico.

Rama	Tipo	h	Factor Q	Qc [MVAr]	X _c [Ω]	X _L [Ω]	R [Ω]
1	Sintonizado	2,0	100	0,35	126,735	31,987	0,320
2	Sintonizado	4,0	100	0,095	465,365	29,198	0,290
3	Sintonizado	5,0	100	0,095	454,209	18,225	0,182

Tabla 4.25 Características de los filtros sintonizados simples para los casos 3 y 4

La potencia total de cada filtro se puede obtener al calcular la compensación necesaria para mejorar el factor de potencia de 0,7 a 0,9; que para este caso sería de aproximadamente 535,7 kVA_r [5]. En las *figuras 4.23 y 4.24*, se observan las gráficas de barrido de frecuencia para los casos 3 y 4, donde se verifica la sintonización de los filtros pasivos.

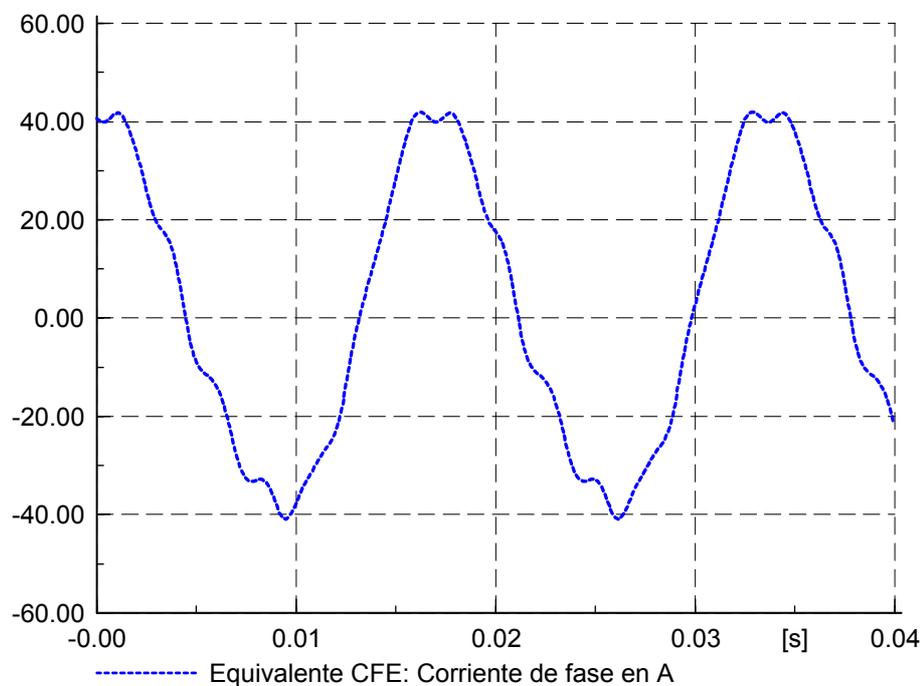


Figura 4.22 Forma de onda de la corriente en el punto de acometida para caso 3

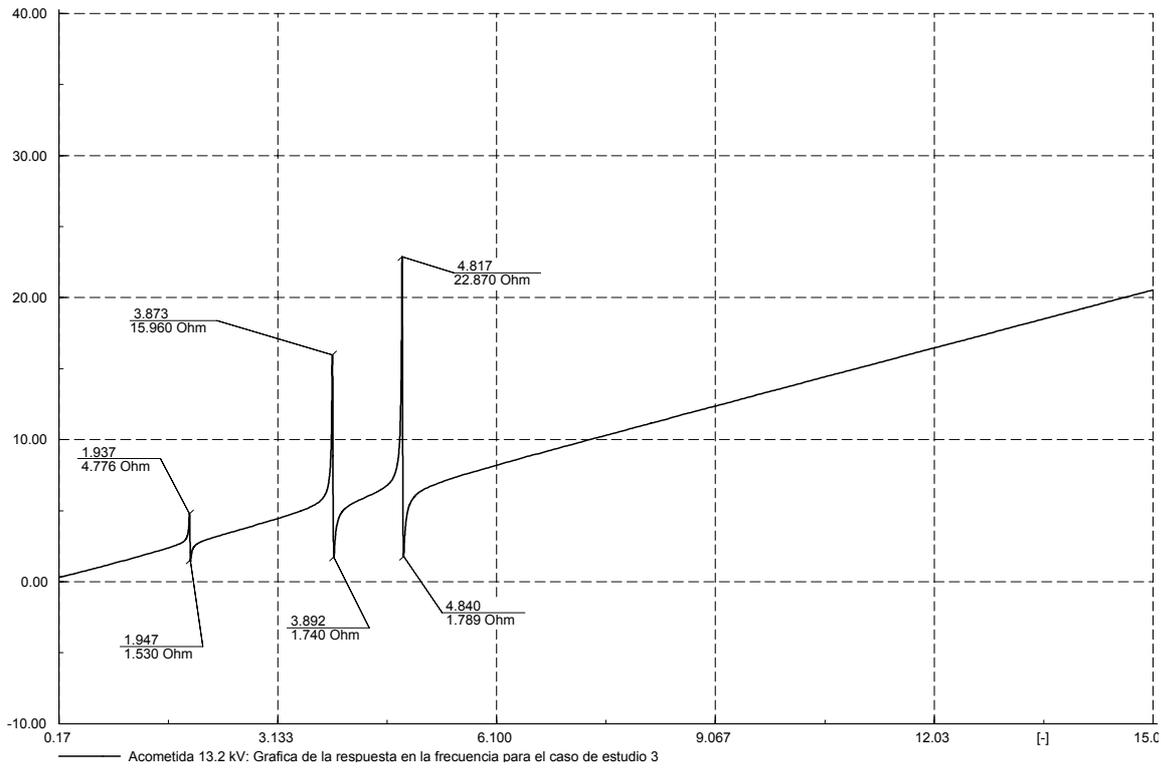


Figura 4.23 Verificación de sintonización para el caso de estudio 3

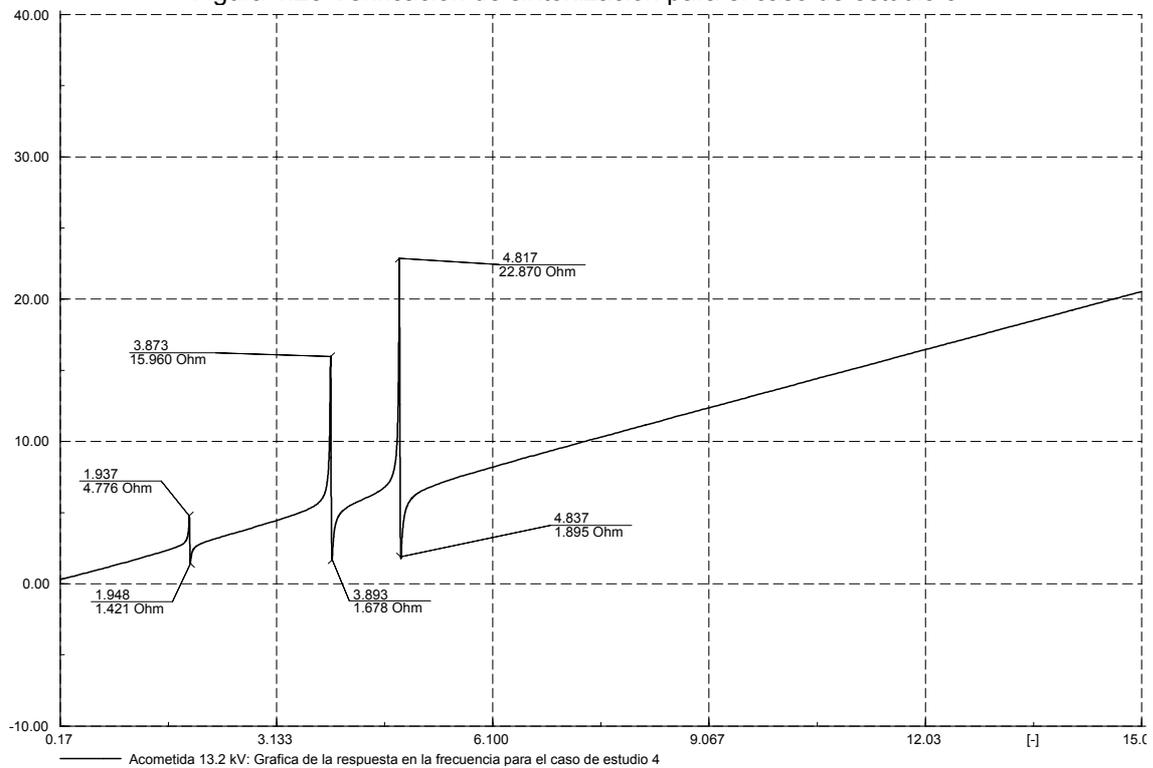


Figura 4.24 Verificación de sintonización para el caso de estudio 4

4.8.2.2.5 Análisis de resultados

En todos los casos de estudio, los valores máximos de DATT observados, se encuentran dentro de los límites establecidos (6,5%). Tal como se muestra en la *tabla 4.26*.

Tanto para el peor caso como para el caso típico de tensiones armónicas generadas por el horno de arco (casos 1 y 2, respectivamente), el valor máximo de DATD observado fue de 39,7 y 15,03% respectivamente; rebasándose el límite máximo permitido de distorsión armónica total de corriente (12,0%). Con el cálculo y conexión de filtros pasivos (casos 3 y 4), se cumple con la especificación correspondiente de límites tolerables, ver *tabla 4.26* que resume casos analizados.

En los casos de estudio 1 y 2, las componentes armónicas individuales de corriente que rebasan el límite establecido (10,0% para armónicas impares y 2,5% para armónicas pares) de la 2^{da} armónica; aunque también de manera conjunta a esta contribuyen la DATD la 4^{ta} y 5^{ta} armónica. Resumiendo los cuatro casos analizados, se tiene la siguiente tabla:

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Máximo Permitido [60]
Distorsión Armónica Total de Tensión (DATT) %	0,85	0,49	0,27	0,19	6,5
Componente Armónico Individual Máximo de Tensión (CAIMT) %	2 ^{da} 0,63	5 ^{ta} 0,37	7 ^{ma} 0,22	7 ^{ma} 0,17	5,0
Distorsión Armónica Total de Demanda (DATD) %	39,79	15,03	11,97	5,29	12,0
Componente Armónico Individual Máximo de Corriente (CAIMC) %	2 ^{da} 37,52 4 ^{ta} 8,29 5 ^{ta} 8,84	2 ^{da} 11,02 4 ^{ta} 3,31 5 ^{ta} 8,83	2 ^{da} 10,02 4 ^{ta} 1,11 7 ^{ma} 7,02	2 ^{da} 2,57 7 ^{ma} 4,28	h<11 10,0

Tabla 4.26 Resumen de los casos analizados

Nota: Los valores máximos permitidos de distorsión armónica total de corriente y componente armónico individual máximo de corriente están en base a una impedancia relativa en el punto de acometida igual a 94,5. En el caso de componentes armónicas individuales de corriente, los límites para armónicas pares se reducen a 25% del valor de armónicas impares.

El filtro sintonizado simple proporciona una máxima atenuación para una armónica individual, a frecuencia fundamental, puede proporcionar la potencia reactiva requerida en la red, y tiene bajas pérdidas (asociadas a la reactancia del inductor y la resistencia del filtro.) Con la instalación de filtros sintonizados a la 2^{da}, 4^{ta} y 5^{ta} armónica, en casos 3 y 4, se logra reducir tanto la distorsión armónica total de corriente como las componentes armónicas individuales a valores que se encuentren dentro de los límites establecidos, además de no causar resonancia al verificar su correcta sintonización de cada uno de ellos.

4.8.3 Método de cancelación de armónicas

En la figura 4.25, se muestra el diagrama de la técnica de bloqueo de 5a,7a, 17a y 19a armónica que se logra dividiendo dos cargas no lineales (de igual capacidad) alimentándolos con un transformador de tres devanados, con conexiones $\Delta - \Delta/Y$, respectivamente, la tabla 4.27 resume los datos del sistema. El desfase de 30 grados eléctricos del transformador en su conexión delta-estrella, provoca que en sus secundarios a la onda principal propicie el bloqueo de quinta, séptima, diecisieteava y diecinueveava armónicas, simulando así en la barra alimentadora el equivalente de una carga con menor distorsión. El mismo resultado puede ser logrado con el uso de dos transformadores, uno conectado en delta-delta y el otro en delta-estrella, con la misma carga cada una [64].

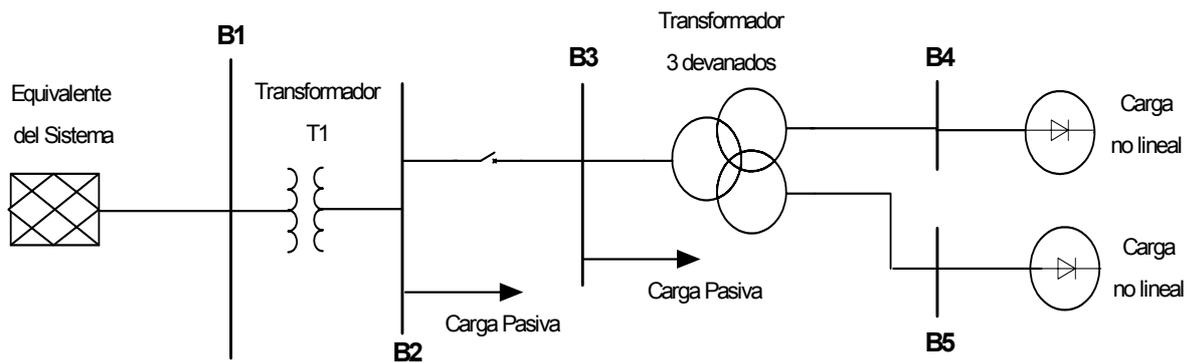


Figura 4.25 Diagrama unifilar de un sistema industrial con eliminación de armónicas por cancelación

PARÁMETROS	
Tensión del equivalente del sistema	13,8 kV
Potencia de corto circuito equivalente (S_{CC})	400 MVA
X/R equivalente	14
Transformador T1	13,8/ 0,48 kV 1 MVA Z= 5% $\Delta - Y_{\text{aterrizada}}$
Transformador 3 devanados	0,48/0,22 kV 0,27 MVA Z= 3% $\Delta - \Delta/Y_{\text{aterrizada}}$
Carga pasiva (c/u)	0,5 MW 0,3 MVAR
Carga no lineal (c/u)	0,45 MW 0,08 MVAR

Tabla 4.27 Resumen de los parámetros base del sistema utilizados para el problema de método de cancelación de armónicas

El espectro de corrientes armónicas típicas de las cargas no lineales, se muestra en la *tabla 4.28* y es:

h	5	7	17	19
Ih %	30	20	5	2

Tabla 4.28 Espectro de corrientes armónicas de la carga no lineal

4.8.3.1 Análisis armónico

Las *tablas 4.29* y *4.30*, muestran los voltajes en todas las barras del sistema y las corrientes en algunos de los elementos más importantes de la *figura 4.25*, respectivamente. De los cuales se observa que el DATT y el DATD en % no se rebasan en el Pac.

	Barra B1	Barra B2	Barra B3	Barra B4	Barra B5
V (kV)	13,8	0,465	0,459	0,198	0,198
V (pu)	1,0	0,968	0,956	0,900	0,900
DATT (%)	0,0*	0,0	0,0	8,45	8,45

Tabla 4.29 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para todas las barras del sistema industrial analizado ya con el método de cancelación de armónicas

(*)Según tabla 2 de CFE L0000-45, máximo DATT 6,5% en 13,8 kV.

	Acometida	Transformador de 3 devanados	Carga no lineal
I rms (kA)	0,098	1,959	2,163
I rms (pu)	0,062	1,079	1,095
DATD (%)	0,002*	0,003	36,455

Tabla 4.30 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos armónicos para algunos elementos del sistema industrial analizado ya con el método de cancelación de armónicas

(*) Según tabla 3 de CFE L0000-45, máximo DATD 15%, de la relación $I_{cc}/I_L = 400$

En la *figura 4.26*, se muestra la forma de onda de corriente distorsionada que produce la carga no lineal con espectro de corrientes de la *tabla 4.28*.

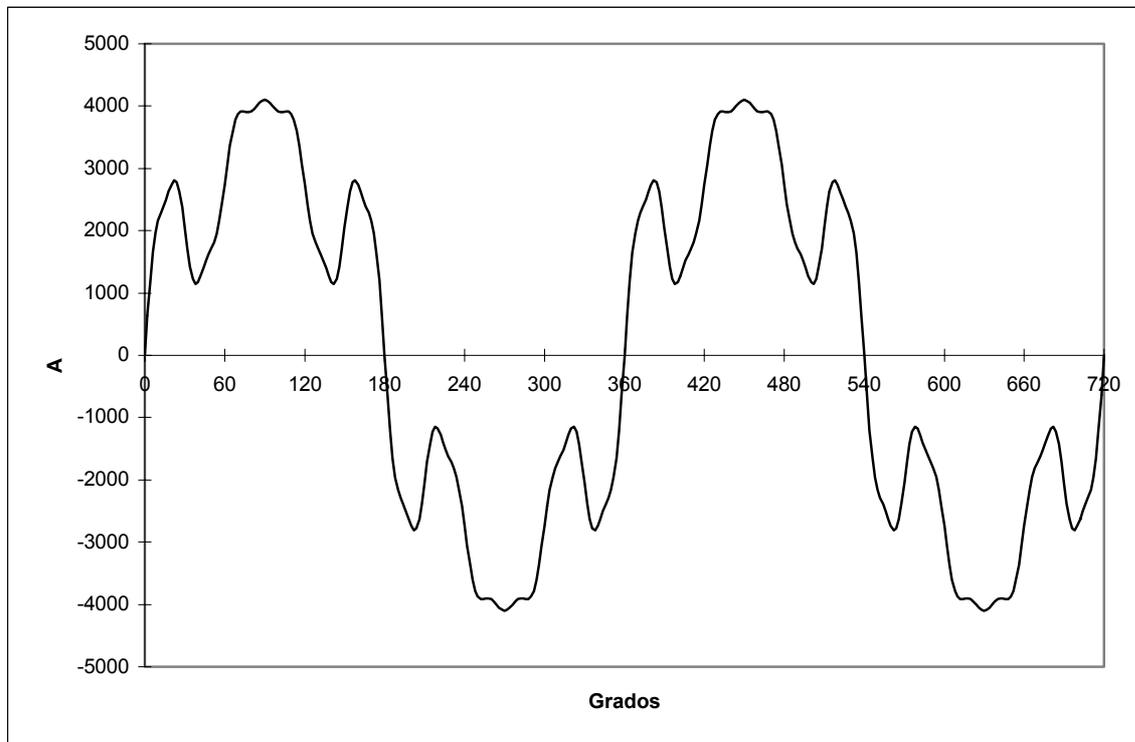


Figura 4.26 Gráfica de corriente distorsionada en la carga no lineal

Las *figuras 4.27* y *4.28*, muestran las formas de onda en las barras de voltaje B4 y B3, respectivamente. Donde en la barra B4 (*figura 4.27*) la distorsión armónica está presente, ya que en esta barra está conectada a una de las dos cargas no lineales presentes. Aguas arriba, en la barra B3, ya no existe ninguna distorsión, debida a la solución por la forma de conexión del transformador de tres devanados, ver *figura 4.28* y *tabla 4.29*.

Nota: no se considero necesario presentar la figura de la grafica de voltaje de la barra B5, ya que la carga no lineal es idéntica a la de la barra B4 (*figura 4.27*).

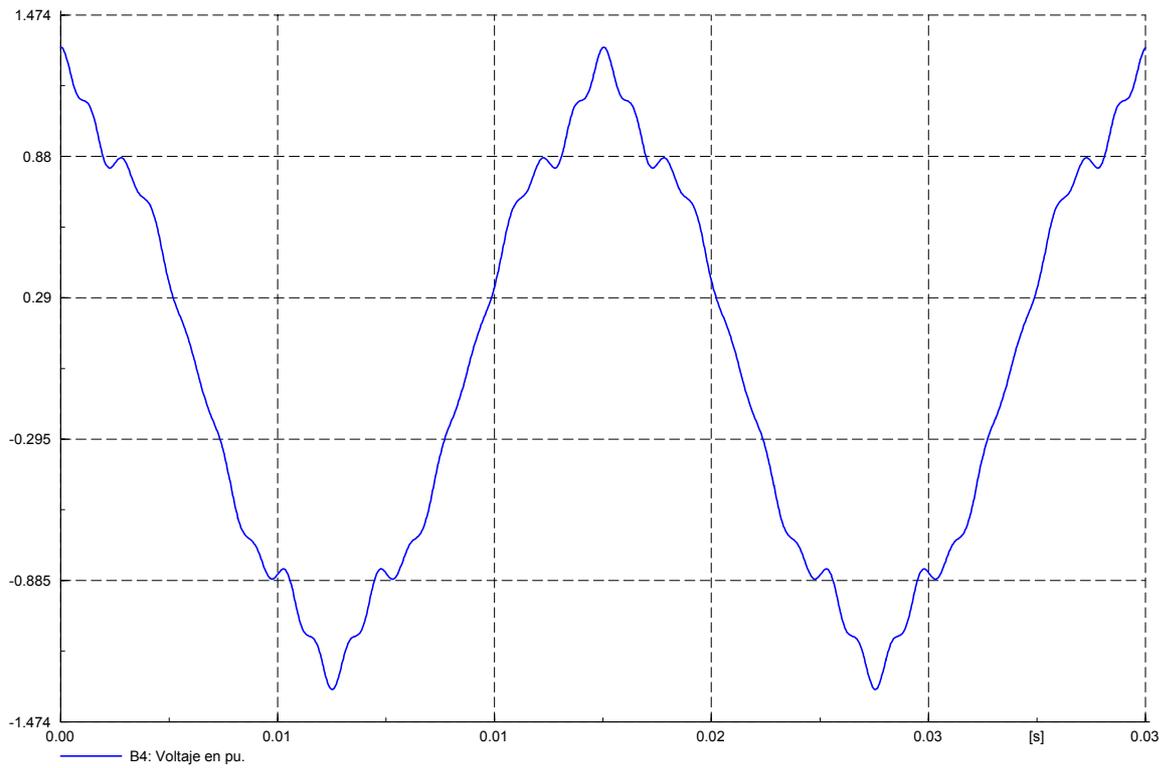


Figura 4.27 Gráfica de voltaje en la barra B4 con la carga no lineal conectada

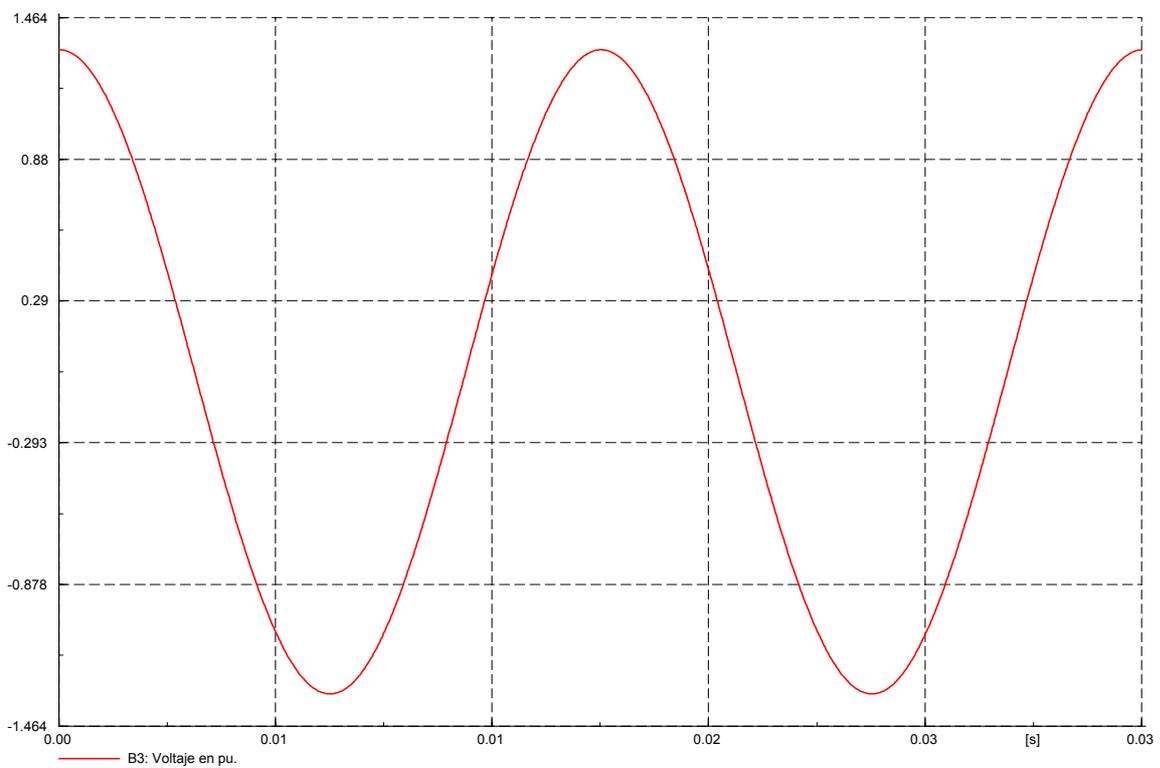


Figura 4.28 Gráfica de voltaje en la barra B3, aguas arriba del transformador tres devanados

Capítulo V.- Las Fluctuaciones de Voltaje y el Efecto de Parpadeo (Flicker): Caso de una Máquina Soldadora con Diversas Soluciones

Las fluctuaciones de voltaje y el efecto de parpadeo (flicker): caso de una maquina soldadora con soluciones diversas

5.1 Introducción

El flicker se relaciona con variaciones luminosas; es el resultado de pequeñas fluctuaciones de tensión provocadas por el funcionamiento de cargas variables importantes: hornos de arco, equipos de soldadura, motores, etc., provoca una fatiga física y psíquica a los usuarios de iluminación conectada cerca de la carga perturbadora, y pueden también provocar distracción, molestia e incomodidad en forma de náusea, dolor de cabeza y en caso extremo ataque epiléptico.

El flicker o parpadeo de la luz (del inglés: *to flicker* = parpadear, titilar) se define como impresión subjetiva de fluctuación de la luminancia [72]. Es un fenómeno de origen fisiológico visual que sufren los usuarios de lámparas alimentadas por una fuente común a los circuitos de iluminación y a una carga perturbadora, ver *figura 5.1*.

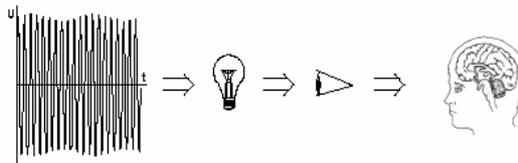


Figura 5.1 Imagen de fluctuación de tensión y parpadeo [70]

El parpadeo produce cierta molestia que se manifiesta principalmente en las lámparas que operan con baja tensión, sin embargo, las llamadas cargas perturbadoras, que producen el fenómeno de flicker, se pueden encontrar conectadas en cualquier nivel de tensión [71].

El origen del flicker o parpadeo se encuentra en las fluctuaciones bruscas de la tensión en la red y básicamente se consideran las fluctuaciones de amplitud menor al 10%, y por períodos de tiempo inferiores a 1 hora.

Principalmente el flicker es el resultado de fluctuaciones rápidas de amplitud pequeña en la tensión de alimentación, y que pueden ser provocadas principalmente por:

- 1) Por la variación fluctuante de potencia que absorben diversas cargas: hornos de arco, máquinas soldadoras eléctricas, motores eléctricos (arranque principalmente), etc.
- 2) Por la puesta en marcha o desconexión de cargas importantes: arranque de motores, maniobra de bancos de capacitores en escalones, etc.

Especialmente estudiado para las lámparas incandescentes, el flicker es importante según el tipo de fuente luminosa. Pueden existir causas distintas a las variaciones de tensión [72].

Durante más de 50 años, el flicker ha sido objeto de numerosas publicaciones. Ahora es un fenómeno bien definido, analizado, medible, para el cual existen métodos de previsión y soluciones.

5.2 Las fluctuaciones de tensión en el origen del flicker

En todos los países, las compañías suministradoras de energía, así como los usuarios de instalaciones eléctricas, han de respetar tolerancias de amplitud y de frecuencia en las redes, de lo contrario no estaría garantizado el buen funcionamiento de los equipos. Así, por ejemplo en México el reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica fija estas tolerancias [73-74]:

$\pm 10\%$ esta tolerancia es para las tensiones nominales BT (Baja Tensión: $V_n < 1000\text{ V}$),

De $\pm 3\%$ para tensiones de 440 V y 220 V [6],

a $\pm 0,8\%$ de la frecuencia nominal (60 Hz).

Pero existen diversos tipos de variaciones de tensión tales como las fluctuaciones (variaciones cíclicas), los huecos de tensión (sags o dips), los cortes (interrupciones), las sobretensiones, (figura 5.2).

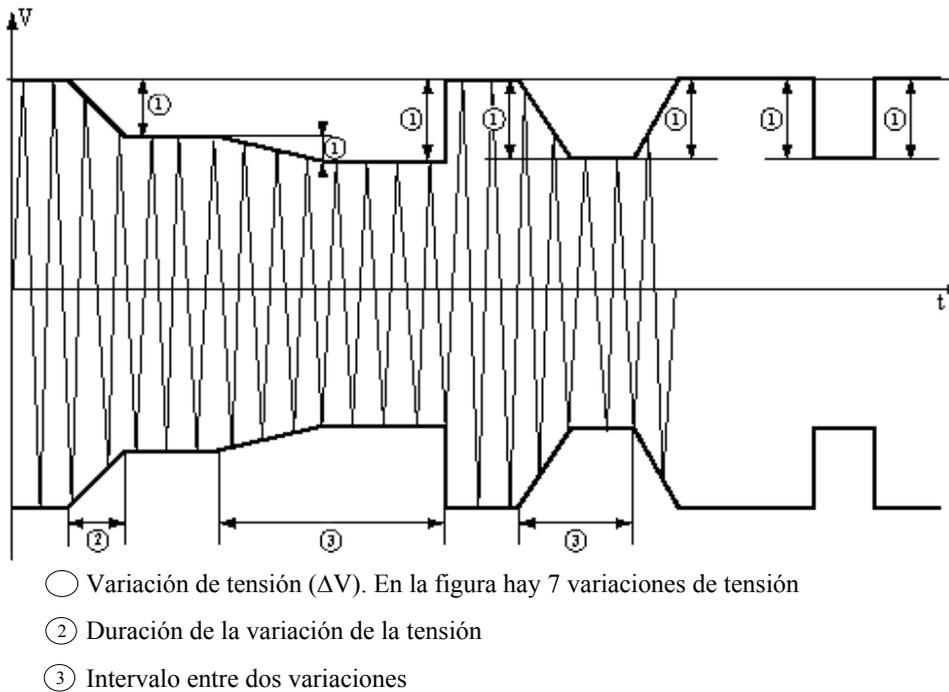


Figura 5.2 Definiciones relacionadas con las variaciones de tensión

A continuación se presentan los dos principales tipos de fluctuación de tensión que provocan flicker y, después, la relación entre fluctuación de tensión y potencia absorbida. Después se abordan otras dos causas de flicker, así como los distintos tipos de cargas perturbadoras.

5.3 Descripción de las fluctuaciones de tensión en el origen del flicker

5.3.1 Las variaciones de tensión periódicas y rápidas [72]

Estas variaciones periódicas o erráticas permanentes tienen una descomposición espectral en una banda desde 0,005 Hz a 35 Hz. Se deben a carga (o conjunto de cargas) cuya utilización se caracteriza por una constante variación de su demanda de potencia (por ejemplo: hornos de arco, equipos de soldadura, etc.)

5.3.2 Las variaciones bruscas de tensión

Se trata de variaciones bruscas de tensión que se producen de manera sistemática y o errática (intervalos entre variaciones superiores a algunos segundos). Estas variaciones se deben a puestas en marcha de cargas importantes (por ejemplo: arranque de motores de gran capacidad, maniobras en bancos de capacitores, etc.)

5.4 Explicación matemática del origen del flicker

Los orígenes de estas fluctuaciones son equipos eléctricos cuyo funcionamiento necesita importantes variaciones cíclicas de intensidad. Estas, al recorrer la impedancia de la red (R, X), provocan variaciones de tensión ΔV (figura 5.3)

Se define:

V = voltaje nominal de la red (de funcionamiento)

E = tensión en vacío de la red

ΔV = caída de voltaje (= E - V)

P = potencia activa de la carga bajo el voltaje nominal V

Q = potencia reactiva de la carga bajo el voltaje nominal V

$\cos \varphi$ = factor de potencia de la carga

I = corriente nominal de la carga

S_{cc} = potencia de cortocircuito de la red aguas arriba

R = resistencia total de la red aguas arriba

X = reactancia de la red aguas arriba

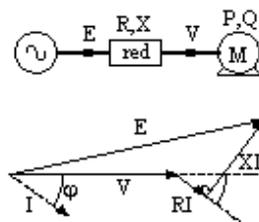


Figura 5.3 Las variaciones de tensión, origen del flicker, se deben a variaciones de intensidad I que recorren la impedancia de la red

Si se considera que el ángulo entre E y V es pequeño:

$$\Delta V = E - V \approx R I \cos \varphi + X I \sin \varphi \quad (5.1)$$

se puede escribir:

$$P = V I \cos \varphi \quad \text{y} \quad Q = V I \sin \varphi \quad (5.2)$$

de donde resulta:

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (5.3)$$

y en valor relativo:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{RP + XQ}{V^2} \quad (5.4)$$

Notas:

1) En AT, la resistencia R es despreciable frente a la impedancia X, y la ecuación se transforma:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{XQ}{V^2} = \frac{Q}{S_{cc}} \quad (5.5)$$

es decir: la variación de la potencia reactiva es preponderante y se ha de controlar.

2) En BT, R no es despreciable, de modo que hay que actuar sobre la potencia activa P y la potencia reactiva Q.

5.5 Otros orígenes del flicker [4]

5.5.1 Mal funcionamiento del sistema de iluminación

Una fluctuación del flujo luminoso puede ser también debida a un mal funcionamiento del sistema de iluminación. Esta es la primera hipótesis a comprobar en caso de problema. Por ejemplo: las lámparas fluorescentes incorporan un balastro:

- las lámparas con balastro ferromagnético tradicional, además del parpadeo que se observa al final de su vida, pueden generar flicker cuando están asociados a un regulador. El efecto de ionización del gas no se asegura cuando el control por ángulo de fase corta una parte de la sinusoide.
- las lámparas con balastro electrónico son generalmente insensibles a las variaciones de su tensión de alimentación. Existen balastos que utilizan reguladores con control por ángulo de fase, en este caso se ha podido observar parpadeos en presencia de armónicos o corrientes portadoras (detección insegura del paso por cero de la tensión).

5.5.2 Flicker provocado por los subarmónicos y los interarmónicos

Se ha demostrado y constatado que, en ciertas condiciones, la presencia de interarmónicos en la tensión de alimentación también es una fuente del flicker. En particular, las lámparas incandescentes son sensibles en la banda de frecuencia comprendida entre 20 Hz y 80 Hz, mientras que las fluorescentes lo son a frecuencias superiores a 100 Hz. Las lámparas de balastro inductivo parecen más sensibles a este fenómeno que las que llevan balastro capacitivo.

5.6 Efectos de fluctuaciones de voltaje [72]

Principalmente causan el efecto de disturbio parpadeo en la iluminación que es usualmente percibido antes de cualquier efecto en la operación de componentes o equipo. Las fluctuaciones de voltaje también resultan realmente diferentes fenómenos de disturbio. Estos comprenden lo siguiente:

- Acciones de control para sistemas que actúan por ángulo de voltaje,
- Momentos de freno o aceleración de motores conectados directamente a la alimentación,
- Deterioro de equipo electrónico donde la fluctuación en el suministro de voltaje circula,

Este ultimo punto en particular, es de gran importancia ya que este tipo de disturbio puede afectar, en gran medida a: computadoras, impresoras, fotocopiadoras, equipo de monitoreo, unidades de control, control de computadoras, componentes de telecomunicación, etc.

5.7 Las Cargas Perturbadoras [71]

Los principales productores del fenómeno del flicker en las instalaciones eléctricas y sus efectos se describen a continuación:

5.7.1 El horno de arco

El horno de arco es el principal generador de flicker. Su funcionamiento normal provoca unas fluctuaciones de tensión, que son más notables cuanto más elevada es la potencia de los hornos, en particular en relación a la potencia de cortocircuito de la red: habitualmente su valor es del orden de decenas de MVA.

5.7.2 Máquinas con cargas fluctuantes

Los motores potentes, o grupos de motores, con arranques y paros frecuentes, o con carga variable, (como los de trenes de laminación), así como las máquinas con par resistente alterno (compresores), pueden producir flicker.

5.7.3 Los equipos de soldadura

Las soldadoras de arco de potencia relativamente débiles no son molestas (salvo utilización intensiva en instalaciones de BT). Al contrario de los ciclos repetitivos de soldadoras por resistencia, a frecuencias comprendidas entre 0,1 y 1 Hz, están en el origen de perturbaciones en forma de oscilaciones bruscas de tensión.

Además otras fuentes comunes que producen parpadeo son: dimmers, grúas, elevadores, molinos, máquinas de imagen medica (rayos-X, resonancia magnética, escaneo de tomografía axial), máquinas copiadores de gran capacidad, maniobras de conexión y desconexión de bancos de capacitores para corrección de factor de potencia, [72] etc.

5.8 Inconvenientes del flicker, sensibilidad de las fuentes luminosas

Las fluctuaciones de tensión no afectan en general al correcto funcionamiento de los aparatos conectados, mientras la alteración sea inferior a los límites de norma de variación de tensión de alimentación. Sin embargo, estas fluctuaciones pueden afectar al flujo luminoso según los distintos tipos de iluminación. La *tabla 5.1* presenta las principales características de las

distintas fuentes luminosas y sus comportamientos según la tensión. Como resumen, se puede escribir que todas las fuentes luminosas son sensibles a las variaciones de tensión. En orden decreciente de sensibilidad:

- las lámparas de vapor de mercurio o de sodio, pero iluminan lugares donde el parpadeo es poco molesto (espacios exteriores, monumentos, carreteras, etc.),
- las lámparas incandescentes,
- las lámparas fluorescentes.

FUENTES LUMINOSAS	FLUORESCENTE	INCANDESCENTE	VAPOR DE SODIO A BAJA PRESIÓN	VAPOR DE SODIO A ALTA PRESIÓN	VAPOR DE MERCURIO A ALTA PRESIÓN
Tipo de Lámparas	rectilínea, circular, de un solo casquillo, compacta, miniatura o de sustitución	estándar, fantasía, halógena BT o MT		con distintos casquillos	ampolla fluorescente, luz mixta con yoduros metálicos, con distintos casquillos
Potencia Eléctrica en W	de 45 a 65	de 5 a 2000	de 18 a 180	de 35 a 1000	de 35 a 3500
Eficacia Luminosa (lm W^{-1})	de 35 a 104	de 8 a 25	de 100 a 200	de 37 a 150	de 11 a 120
Comportamiento en el encendido	después del encendido se obtiene el flujo luminoso completo. Una corriente de precalentamiento de algunos segundos puede alcanzar 2 In	el flujo luminoso es inmediato. La sobrecorriente puede alcanzar 14 In	hay una espera de entre 5 y 10 minutos desde que se enciende hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. No hay una sobrecorriente notable	hay una espera de entre 5 y 7 de minutos desde que se enciende hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. La sobrecorriente puede alcanzar 1,2 ó 1,3 In	hay una espera de entre 1 y 4 minutos desde que se enciende hasta que se obtiene el flujo luminoso completo. La sobrecorriente puede alcanzar 1,5 ó 1,7 In
Comportamiento frente a fluctuaciones de la tensión de alimentación	sólo se perturba con fluctuaciones 2 ó 3 veces más fuertes que las que afectan a las lámparas incandescentes. Esto es debido al remanente del depósito fluorescente	especialmente sensibles a las pequeñas variaciones de tensión repetidas. Esto se debe a la pequeña constante térmica de los filamentos	muy sensible, puesto que su inercia térmica es la del plasma de la descarga luminosa	ídem que la lámpara de vapor de sodio a baja presión	ídem que la lámpara de vapor de sodio a baja presión

Tabla 5.1 Principales características y comportamiento frente a las variaciones de tensión de distintas fuentes luminosas [72]

Las televisiones así como los monitores de las computadoras tienen una cierta sensibilidad al flicker. Esta sensibilidad es muy variable según los aparatos.

5.9 Definición teórica de la molestia, cuantificación y medida del flicker [72]

La cuantificación y la medida del fenómeno del flicker resultan bastante complejas, puesto que al mismo tiempo hacen intervenir factores técnicos, fisiológicos y psicológicos. Se han llevado a cabo muchos estudios profundos sobre el análisis y la cuantificación del flicker en diversos países.

En este capítulo se presentan, en orden cronológico, las distintas etapas que han permitido que ahora el flicker sea un fenómeno bien definido, cuantificado y medible:

- análisis experimental de la molestia notada por el hombre sometido a un flicker debido a fluctuaciones de tensión,
- cuantificación del flicker y definición de unidades de medida: flicker instantáneo, dosis de flicker,
- realización de un aparato de medida: el flickémetro, y
- elaboración de un análisis de medida estadística,
- introducción de los parámetros que definen la molestia por flicker: Pst (a corto plazo) y Plt (a largo plazo).

Estas magnitudes son las que se utilizan actualmente.

5.9.1 Dosis de flicker, definición de la molestia, medida del flicker

La dosis de flicker, primer parámetro de cuantificación del flicker, utilizado Francia, se ha establecido a partir de experimentaciones:

- la sensación de molestia es función del cuadrado de la amplitud de la fluctuación de la tensión y de la duración de ésta,
- la sensibilidad del observador medio a las fluctuaciones de iluminación es máxima alrededor de 10 Hz. (8,8 Hz),
- el límite mínimo de percepción para esta frecuencia de 8.8 Hz (= 0,25%) es el límite mínimo de molestia (= 0,5%) (figura 5.4),

Se han obtenido dos pautas:

- la molestia percibida para una fluctuación de la tensión a una frecuencia f (distinta de 8,8 Hz) con una amplitud a_f , es igual a la molestia percibida por una fluctuación de la tensión a 8,8 Hz. con una amplitud equivalente $a_{8,8} = g_f a_f$. El coeficiente (g_f), sólo depende de la frecuencia de esta fluctuación de tensión inicial ($g_f \leq 1; g_{8,8} = 1$). Por tanto, cualquier fluctuación de tensión puede expresarse en una fluctuación de tensión equivalente a 8,8 Hz.,

- una superposición de varias fluctuaciones de tensión a frecuencias f_i y amplitudes a_i distintas, equivale a una fluctuación de amplitud a 8,8 equivalente a 8,8 Hz. y dada por:

$$a_{8,8}(t) = \sqrt{\sum_i a_{8,8i}^2(t)} = \sqrt{\sum_i a_i^2(t) \cdot g_{f_i}^2} \quad (5.6)$$

El parámetro $a_{8,8}(t)$ es una función del tiempo que se llama: *flicker instantáneo*.

- se ha observado, que para una fluctuación de tensión, frecuencia, amplitud y duración determinada, se experimenta la misma sensación de molestia que para una fluctuación de tensión de la misma frecuencia, de amplitud doble, pero de duración cuatro veces más corta.

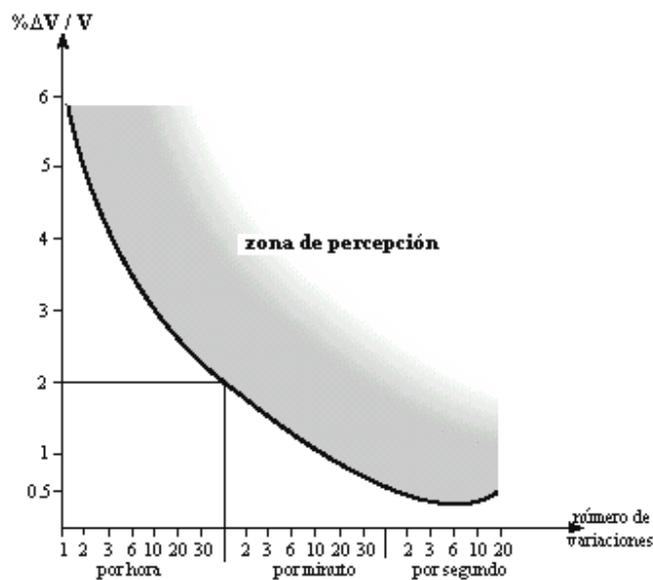


Figura 5.4 Límite de sensibilidad del ojo a las variaciones de iluminación causadas por fluctuaciones de tensión, en lámparas incandescentes

Estos resultados permiten definir un parámetro de cuantificación de la molestia -G- percibida sobre un período de observación determinado (normalmente 1 minuto) según la ecuación:

$$G = \int_{t_0}^{t_0+T} a_{8,8}(t)^2 dt \quad (5.7)$$

Se llama *dosis de flicker* y se expresa en %² mn (por ciento al cuadrado minuto).

La dosis de flicker proporciona una valoración de la cantidad de molestia a lo largo de una duración determinada. Este parámetro es muy fluctuante para una carga perturbadora con ciclo de funcionamiento más largo que el período de integración. Expresa mal la molestia total percibida. Para poder analizar tanto fluctuaciones de tensión periódicas como cambios bruscos de tensión, se ha desarrollado un método de análisis estadístico.

Notas:

- 1.- La definición de la dosis de flicker se basa en experimentos realizados con una lámpara incandescente de 60 W, 50 Hz, 220 V.
- 2.- En muchos países ya no se acostumbra a usar la dosis de flicker. Para expresar la severidad del flicker ahora se usan otras magnitudes: (Pst - Plt).

La severidad del flicker se valoraba comparándola entre la dosis de flicker medida y la curva límite de dosis de flicker.

5.9.2 La curva de Función de Probabilidad Acumulada -FPC-

Esta curva se establece a partir de los valores de flicker instantáneo, o sea $a_{8,8}^2(t)$, que también se puede considerar como el valor diferencial instantáneo de la dosis de flicker.

Se muestrea el flicker instantáneo $a_{8,8}^2(t)$, función del tiempo. Estas medidas muestreadas se agrupan en clases según su valor (figura 5.5).

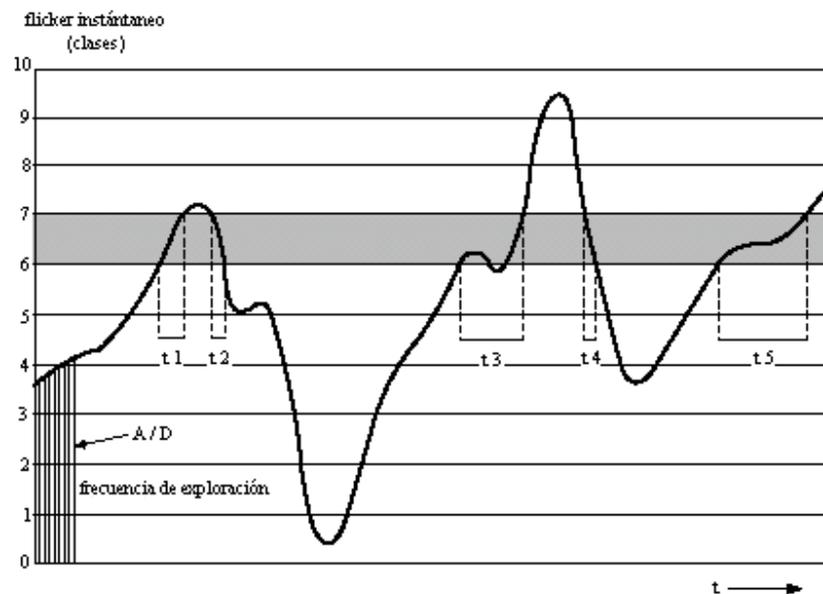


Figura 5.5 Representación esquemática de un muestreo del flicker instantáneo. Se muestra el nivel de flicker en función del tiempo, para un número de clases limitado a diez [69]

Esto permite trazar la función de densidad de probabilidad y la -Función de Probabilidad Acumulada- (figura 5.6). En esta figura, para simplificar el trazado, se ha limitado el número de clases a 10. Sobre esta curva se leen 5 valores: $P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} . Estos valores expresan los valores de flicker instantáneo sobrepasados durante, respectivamente, 0,1%, 1%, 3%, 10% y 50% del período de observación, que normalmente es de 10 minutos. Los valores P_1 a P_{50} son valores alisados [69]

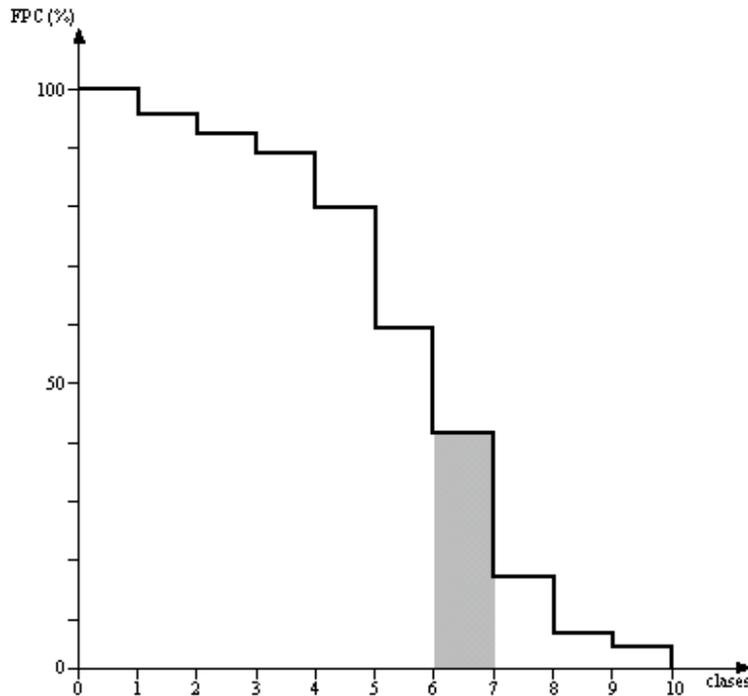


Figura 5.6 Curva de la Función de Probabilidad Acumulada (FPC) de la presencia de señal en una de las clases. El número de clases se ha limitado aquí a diez [9]

5.9.3 Los parámetros Pst y Plt [77,79]

La evaluación final de la severidad del flicker según la especificación [9] se expresa por dos parámetros: el Pst (corta duración) y el Plt (larga duración).

Pst y Plt son las unidades de medida del flicker; magnitudes sin dimensiones físicas, aquí se les denomina parámetros.

Mientras que el Pst se determina con un algoritmo multipunto utilizando los 5 puntos $P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} leídos sobre la FPC, el Plt se calcula a partir de varios valores de Pst. Así, el Pst se calcula sobre un período de 10 minutos, y el Plt se calcula para 12 valores de Pst en un período de 2 horas. Estos parámetros valoran las distintas formas de FPC.

Este método de cuantificación del flicker tiene la ventaja de ser universal: independiente del tipo de fluctuación (periódica, súbita, sinusoidal, con otras formas, etc.) y por tanto independiente del tipo de perturbación.

Estos parámetros se calculan y se guardan a lo largo de todas las mediciones.

Por ejemplo, para un cálculo de Pst en 10 minutos y con 2 horas para el Plt: después de un día de mediciones se dispone de 144 valores de Pst.

5.9.4 Definición del Pst

El Pst se define por la ecuación:

$$Pst = [K_{0.1}P_{0.1} + K_1P_1 + K_3P_3 + K_{10}P_{10} + K_{50}P_{50}]^{1/2} \quad (5.8)$$

con:

P_n = niveles en la curva FPC que tienen una probabilidad n% de que sean superados,
 K_n = coeficientes de ponderación dados por la norma y que permiten que la curva límite de la IEC (figura 5.7) se corresponda con un $Pst = constante = 1$ [79] (la curva IEC se determinó experimentalmente mucho antes de la definición del Pst). Así, el Pst representa la curva IEC.

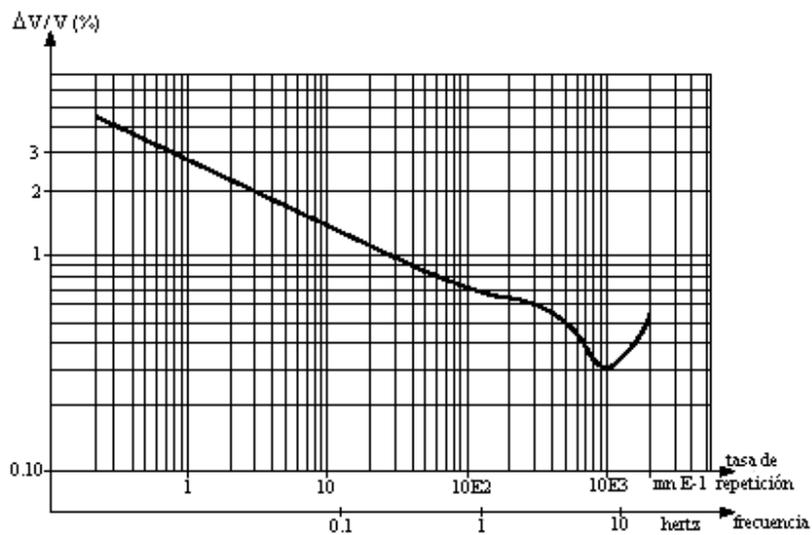


Figura 5.7 Curva límite de la molestia del flicker. Indica la amplitud de las fluctuaciones de tensión, en función de su frecuencia de repetición, para una severidad del flicker $Pst = 1$ [79]

Nota: la frecuencia corresponde a dos fluctuaciones

La severidad de corta duración de un flicker, definida por [79], queda pues expresada por la ecuación:

$$Pst = [0,0314P_{0.1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}]^{1/2} \quad (5.9)$$

con:

$P_{0.1}$ = nivel superado solamente durante el 0,1% del período de observación
 P_1 = nivel superado solamente durante el 1% del período de observación

5.9.5 Definición del Plt

La severidad de un flicker de larga duración Plt se deduce de los Pst por la fórmula:

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N Pst_i^3}{N}} \quad (5.10)$$

Donde Pst_i (i=1,2,3, ...) son los valores consecutivos obtenidos de Pst.

El Plt se ha de calcular a partir de los valores Pst en una duración adecuada según el ciclo de funcionamiento de la carga, o en un período durante el cual un observador pueda ser sensible al flicker, por ejemplo algunas horas (normalmente 2 horas).

El orden de magnitud del *límite tolerable* es Plt = 0,65 [79]. Cuando hay distintos elementos contaminantes conectados a una misma red, el parámetro Pst global encontrado en un punto dado se calcula según la regla de suma siguiente:

$$Pst = \sqrt[m]{\sum_i Pst_i^m} \quad (5.11)$$

Habitualmente m = 3, pero pueden utilizarse otros valores.

5.9.6 Niveles de compatibilidad de Pst, Plt

La calidad de la electricidad frente al flicker se expresa según las dos magnitudes: Pst y Plt. A cada uno de estos parámetros y a los tres niveles de tensión BT, MT y AT se les asigna un nivel de compatibilidad, o límite teórico tolerable (*tabla 5.2*). Estos valores expresan los niveles que no hay que sobrepasar en una red para evitar un flicker molesto [79].

Observaciones:

En BT, estos valores de límites aceptables tienen un significado físico. Están basados en unas sensaciones de molestia real: El valor Pst = 1 corresponde a un umbral de molestia experimentada por un observador medio. El límite para la severidad de larga duración Plt es, lógicamente, más bajo, para tener en cuenta el efecto acumulativo de la molestia. Por el contrario, en MT y AT los valores *límites de compatibilidad* no tienen un significado directo. No hay una iluminación conectada a estos niveles de tensión y, por tanto, no se puede experimentar ninguna sensación de molestia.

En teoría, se considera que la relación de transmisión de la tasa de flicker de un nivel superior de tensión hacia un nivel inferior es igual a 1. Todo flicker presente en MT o AT se transfiere al nivel BT.

	Límites aceptables de flicker por CFE
	AT, MT y BT
Pst	1,0
Plt	0,65

Tabla 5.2 Límites aceptables de Pst y Plt para distintos niveles de tensión según [10]

5.9.7 Determinación del flicker en una instalación [72]

Antes de instalar un aparato generador de fluctuaciones de tensión en una red, hay que conocer la tasa de flicker que aporta a la red.

Esta tasa de flicker depende a la vez de las características del aparato y de las de la red a la cual está conectado.

La determinación previa del flicker se realiza mediante un análisis teórico de la red y del perturbador, y permite la estimación de la tasa de flicker.

El análisis del flicker se realiza en el punto de acoplamiento común (Pac), o punto de la instalación común al perturbador y al alumbrado. En el caso de los perturbadores potentes, suele ser el punto desconexión de la red de la fábrica con la del distribuidor.

5.9.7.1 Método cualitativo

La primera y más sencilla determinación previa de flicker se realiza analizando la relación entre la potencia de la carga perturbadora y la potencia de cortocircuito de la red.

- como norma general, el flicker no provoca ninguna molestia si la potencia aparente del conjunto de las cargas perturbadoras es inferior al 1% de la potencia de cortocircuito de la red en el punto común de conexión,
- entre el 1 y el 2% hay una zona de incertidumbre donde la molestia admisible depende en gran parte del tipo de carga, de la proximidad a las redes de alumbrado, etc.,
- por encima del 2% hay que tomar medidas para reducir el flicker al nivel admisible.

En la zona de incertidumbre y más arriba, es necesario conocer la tasa de flicker de la carga a instalar a fin de evaluar la necesidad de reducción del flicker. Se han propuesto varios métodos aproximados basados principalmente en la extrapolación de medidas de flicker tomadas de instalaciones semejantes o basadas en un método analítico que calcula el parámetro Pst de una instalación a partir de las características de la variación de tensión.

5.9.7.2 Método que utiliza la «curva de referencia Pst = 1

Este método está basado en el principio de que el nivel de flicker es proporcional a la amplitud de la variación de tensión. La curva límite de severidad del flicker de [79] (*figura 5.7*) da la amplitud límite de la fluctuación de la tensión en función de la frecuencia de dicha fluctuación. Esta curva corresponde pues a Pst = 1.

5.9.8 Técnicas de mitigación y/o solución al parpadeo

Según la estructura de la red, se pueden considerar tres métodos:

- Incremento de la capacidad de potencia de cortocircuito (con respecto a la potencia de la carga) en el punto de acoplamiento a que una carga fluctuante es conectada, ver ecuación (5.5),
- Modificación de las características de operación de las cargas fluctuantes como, disminución de la capacidad de carga y/o disminución de la cantidad de operaciones efectuadas por minuto,
- Reduciendo las variaciones de potencia reactiva en el suministro del sistema con la instalación de compensadores dinámicos/estabilizadores, como: STATCOM, D-STATCOM, AVC, (equipos Custom Power).

Las siguientes soluciones se recomiendan siempre y cuando sean aplicables y con preferencia a todas las demás (simplicidad de explotación) [76]:

- conexión de los circuitos de iluminación lo más cerca posible de la fuente de alimentación (transformador),
- o bien distanciar, es decir aislar, la carga perturbadora de los circuitos de iluminación,
- cambiando el tipo de iluminación,
- aumento de la potencia del transformador común (con V_{cc} constante),
- disminución de la tensión de cortocircuito ($\%V_{cc}$) del transformador común (a potencia constante),
- puesta en paralelo de transformadores suplementarios,
- ajuste del tap en transformador(es),
- conexión de la carga perturbadora a una red de tensión más elevada,
- alimentación de la carga por un transformador independiente,
- en BT, aumento de la sección de los conductores.

Algunas otras posibles medidas para la solución del parpadeo son [72]:

5.9.8.1 Inversor

En el caso en que la molestia debida a un flicker se limita a un grupo de usuarios bien identificado, se puede considerar –limpiar- la línea de salida para la iluminación por medio de la instalación de un regulador de tensión o de un inversor.

La inversión de una instalación como ésta puede ser relativamente pequeña, pero esta solución sólo es un remedio local.

5.9.8.2 Modificación de la carga perturbadora

El flicker puede atenuarse modificando el ciclo de funcionamiento de la carga perturbadora: ritmo de soldadura, rapidez de llenado del horno, etc. cuando el arranque directo y frecuente de un motor es la causa del flicker, puede adoptarse un modo de arranque que reduzca la sobrecorriente.

5.9.8.3 Inclusión de un volante de inercia

En ciertos casos particulares, una carga giratoria puede provocar fluctuaciones de tensión (por ejemplo un compresor volumétrico); un volante de inercia sobre su árbol motor las reduce.

5.9.8.4 Conversor rotativo

Un grupo motor-generador reservado para la alimentación de la carga fluctuante es una solución válida si la potencia activa de esta carga es relativamente constante, pero su precio es elevado.

5.9.8.5 La capacitancia serie

La introducción de una capacitancia en serie en la red (*figura 5.8a*) aguas arriba del Pac de la carga perturbadora y de los circuitos sensibles al flicker, puede reducir a la mitad las fluctuaciones de tensión. Esta solución presenta una ventaja suplementaria, pero también un inconveniente:

- la ventaja: asegura, además, una producción de energía reactiva;
- el inconveniente: hay que proteger los capacitores contra los cortocircuitos aguas abajo.

5.9.8.6 La reactancia en serie

Utilizada en combinación con hornos de arco, esta solución puede reducir en un 30% la tasa de flicker. La reactancia se inserta en serie con la alimentación de AT del horno aguas abajo del Pac (*figura 5.8b*). Puede incluirse en el transformador del horno. Con frecuencia comporta un dispositivo de reglaje sin tensión (tomas atornilladas) y una posibilidad de cortocircuitado.

Su principal efecto ‘positivo’ sobre las variaciones de tensión es que reduce la potencia de cortocircuito demandada por el horno. Además, estabiliza el arco del horno. Así las fluctuaciones de tensión son menos bruscas (-inercia electromagnética-) y el funcionamiento aleatorio (del arco) se reduce. La influencia de la reactancia sobre la emisión de flicker del horno puede estimarse por la modificación de la reactancia X_f o S_{cef} .

Su inconveniente: la reactancia resulta atravesada por la corriente de carga del horno y consume energía reactiva.

5.9.8.7 La reactancia shunt saturada

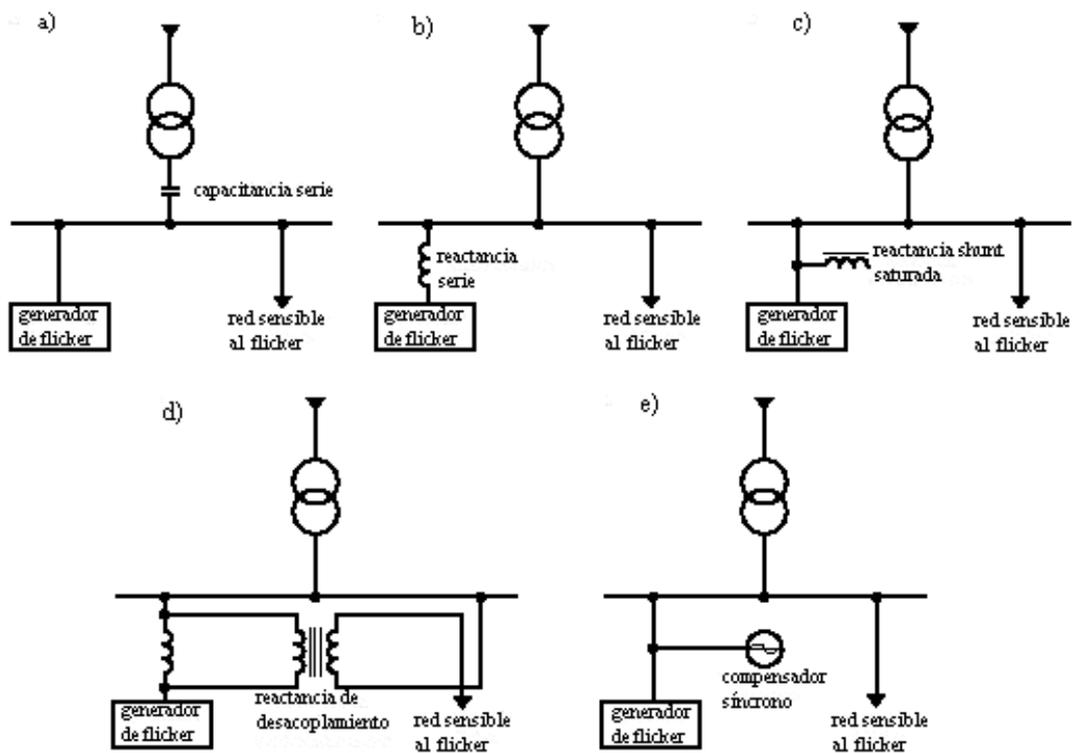
Esta reactancia conectada lo más cerca posible de la fuente de flicker (*figura 5.8c*) puede reducir en un factor de 10 las fluctuaciones superiores a la tensión nominal; sin embargo es inoperante para las fluctuaciones inferiores puesto que la reactancia no se satura. Estas reactancias presentan inconvenientes: consumen corriente reactiva, producen armónicos, y su precio es más bien elevado.

5.9.8.8 La reactancia de desacoplamiento

Este procedimiento es muy eficaz, puesto que puede reducir las fluctuaciones en un factor de 10. Sin embargo, exige una configuración adecuada de la red: se inserta una impedancia en la alimentación de la carga perturbadora y en el circuito de alimentación aguas abajo de su punto de conexión (*figura 5.8d*). La caída de tensión en bornes de este –balastro- se invierte y, por medio de un transformador, se añade a la tensión de la arteria que no hay que perturbar. En la práctica, se trata de un auto-transformador especial. No hay atenuación del flicker aguas arriba del dispositivo.

5.9.8.9 El compensador síncrono

Esta solución lleva a una reducción de fluctuaciones del 2 al 10% y hasta un 30% con los sistemas modernos de control electrónico. El compensador se complementa a veces con reactancias (lineales) de amortiguación instaladas sobre la alimentación (*figura 5.8e*). Actualmente los compensadores síncronos se substituyen por compensadores estáticos, pero pueden resultar interesantes si ya están instalados y se les puede poner de nuevo en servicio.



- a) capacitancia en serie en la red
- b) reactancia en serie
- c) reactancia shunt saturada
- d) reactancia de desacoplamiento
- e) compensador síncrono complementado con reactancias de amortiguación

Figura 5.8 Modificaciones de la instalación que permiten reducir el flicker [72]

5.9.8.10 El convertor de fase

Las caídas de tensión producidas por cargas fluctuantes monofásicas se reducen mucho con convertidores de fases, grupos rotativos, transformadores con acoplamientos especiales o puentes de Steinmetz. Éste último permite el re-equilibrado de una carga resistiva monofásica (figura 5.9).

Así una carga monofásica $S_m = P_m + jQ_m$ puede compensarse con una carga $-jQ$ sobre la misma fase. Con ello resulta una carga monofásica puramente resistiva que puede compensarse añadiendo admitancias inductivas y capacitivas sobre las otras dos ramas. Este montaje equivale a una carga trifásica equilibrada puramente resistiva de potencia $P_m / 3$.

Cuando la carga monofásica S_m fluctúa mucho, un dispositivo de electrónica de potencia puede permitir una compensación dinámica, prácticamente en tiempo real. Lo mismo puede hacerse con un sistema trifásico desequilibrado, en cuyo caso el Puente de Steinmetz se convierte en un -compensador estático-.

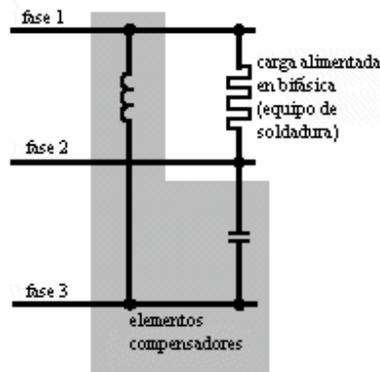


Figura 5.9 Montaje en puente de Steinmetz para la compensación de una carga bifásica (esquema del principio)

5.9.8.11 El compensador estático de Potencia Reactiva (CEV)

El equipo CEV –Compensador Estático de VAR- sirve para compensar automáticamente la energía reactiva (figura 5.10). Su uso también permite reducir el flicker entre un 25% y un 50%.

La siguiente fórmula da un valor estimado del coeficiente de reducción del flicker que se obtiene con un CEV:

$$R_{vsc} \approx 1 + 0.75 \frac{S_{svc}}{S_f} \quad (5.12)$$

donde:

R_{svc} = factor de reducción de Pst,

S_{svc} = potencia del compensador (en VAR),

S_f = potencia del horno (en VA).

Su esquema de principio es el de la figura 5.11. Incorpora unas inductancias de compensación, un banco fijo de capacitores shunt con un filtro y un dispositivo electrónico a base de tiristores o de IGBT's. El dispositivo electrónico sirve para variar el consumo de energía reactiva

de las inductancias para mantener prácticamente constante la potencia reactiva absorbida por el conjunto de generador de flicker, banco fijo de capacitores e inductancias de compensación. Esta compensación fase por fase es de un interés evidente con los hornos de arco cuyos regímenes de funcionamiento son esencialmente desequilibrados. Los resultados de este tipo de compensadores son notables.

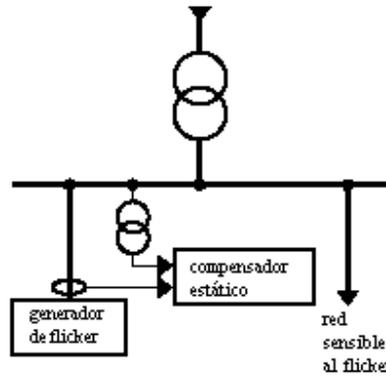


Figura 5.10 Esquema de la instalación de un compensador estático de VAR

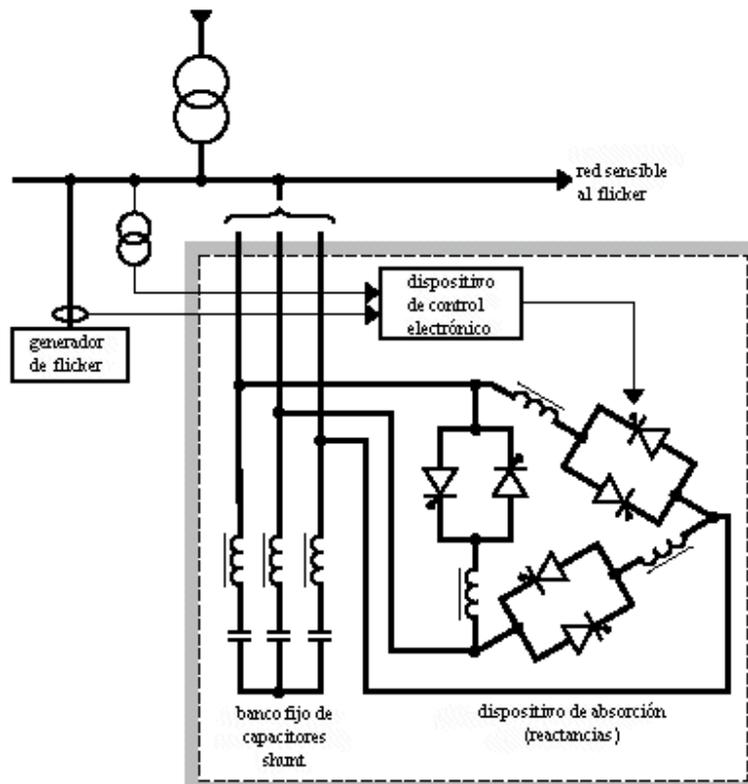


Figura 5.11 Esquema simplificado de un compensador estático de potencia reactiva (VAR)

La *tabla 5.3* [72] resume, en función de la carga que origina el flicker, las soluciones que se pueden aportar y su rentabilidad.

Soluciones	Cargas Fluctuantes							
	Arranque de Motor		Motor con carga fluctuante		Horno de Arco		Equipo de Soldadura	
Modificación del perturbador	+	c	-		+	b	+	b
Volante de inercia	-		+	a	-		-	
Convertidor Rotativo	+	c	+	c	+	b	+	c
Modificación de la red	+	b	+	b	+	a	+	b
Capacitancia serie	+	b	+	b	+	c	+	b
Reactancia serie	-		-		+	a	-	
Reactancia shunt saturada	-		-		+	c	+	c
Reactancia de desacoplamiento	c	+	c	+	c	+	b	+
Compensador síncrono	+	c	+	c	+	a	+	b
Convertidor de fase	-		-		+	c	+	b
Compensador estático	+	b	+	b	+	a	+	b

- : técnicamente inadecuado
a : frecuentemente económico

+ : técnicamente posible
b : quizás rentable

c : pocas veces rentable

Tabla 5.3 Algunas soluciones aplicables para reducir o suprimir el flicker

5.10 Evaluación de cambios de voltaje, fluctuaciones de voltaje y flicker [69,75,77,78]

5.10.1 Evaluación del cambio de tensión relativo, "d"

La base para evaluar el flicker es la característica del cambio de voltaje en las terminales del equipo bajo prueba, esta es la diferencia ΔU de cualquiera de dos valores sucesivos de los voltajes de fase a neutro $U(t1)$ y $U(t2)$:

$$\Delta U = U(t1) - U(t2) \quad (5.13)$$

Los valores rms $U(t1)$, $U(t2)$ del voltaje se medirá o calculará. El cambio de voltaje ΔU es debido a el cambio del descenso (disminución) del voltaje a través de la impedancia compleja de referencia Z , causado por el cambio de corriente fundamental compleja de entrada, $\Delta \underline{I}$, del equipo bajo prueba. ΔI_p y ΔI_q son las partes activa y reactiva, respectivamente del cambio de corriente, $\Delta \underline{I}$.

$$\Delta \underline{I} = \Delta I_p - j \Delta I_q = \underline{I}(t1) - \underline{I}(t2) \quad (5.14)$$

Nota 1: I_q es positivo para corrientes en atraso y negativa para corrientes en adelanto.

Nota 2: Para equipo monofásico y trifásico balanceado, el cambio de voltaje puede ser proporcionado por X (positivo, si es inductivo), se aproxime a:

$$\Delta U = |\Delta I_p \cdot R + \Delta I_q \cdot X| \quad (5.15)$$

donde:

ΔI_p y ΔI_q son las partes activa y reactiva respectivamente del cambio de corriente $\Delta \underline{I}$;
 R y X son los elementos de la impedancia compleja de referencia,

El cambio de voltaje relativo esta dado por:

$$"d" = \Delta U / U_n \quad (5.16)$$

donde:

ΔU es el cambio de tensión de dos valores sucesivos de fase a neutro
 U_n es el valor de la tensión nominal de fase a neutro.

5.10.2 Método de simulación

Otro de los métodos de evaluación es el método de simulación, este método es aplicable en aquellos casos donde son conocidas las características de los cambios relativos de tensión $d(t)$, y así el Pst y Plt pueden ser evaluados por un método analítico usando las ecuaciones 5.17 y 5.18 junto con simulación computacional, la cual nos auxiliara en calcular flujos de potencia de la red en estudio, para el programa utilizado (DIgSILENT) fue el método de Newton-Raphson empleado para este fin.

5.10.3 Método analítico [77,78]

5.10.3.1 Descripción del método analítico

Cada característica de cambio de voltaje relativo se expresará por un tiempo de impresión del parpadeo, t_f , en segundos:

$$t_f = 2,3(F \cdot d_{\max})^3 \quad (5.17)$$

- d_{\max} , es el máximo cambio relativo de tensión, es la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la característica de cambio de tensión y se expresa como un porcentaje del voltaje nominal;
- el factor de forma F , esta asociado con la forma de la característica de cambio de voltaje (ver figuras 5.13, 5.14 y 5.15 (por ejemplo para un cambio de voltaje tipo escalón, $F=1$))

La sumatoria del tiempo de impresión de flicker $\sum t_f$, de todos los períodos evaluados con un intervalo total de duración T_p , en segundos, lo anterior es la base para la evaluación del Pst. Si el intervalo de tiempo total T_p es seleccionado de acuerdo a un 'período de observación' en segundos, tenemos que:

$$Pst = \left(\sum_{i=1}^N t_f / T_p \right)^{1/3} \quad (5.18)$$

5.10.3.2 Factor de forma

El factor de forma F , la característica de cambio de voltaje relativo $d(t)$ en un cambio de voltaje de escalón relativo equivalente de flicker ($F \cdot d_{\max}$)

Nota: El factor de forma F es igual a 1,0 para cambios de voltaje tipo escalón

La característica de cambio de voltaje relativo se obtendrá de un histograma de $U(t)$ (ver figura 5.12), donde:

5.10.3.3 Cambio de Tensión en Estado Estacionario, $(\Delta U_C)=d_C$

Es la diferencia entre dos tensiones medidas de fase a neutro (o tierra) y en estado estacionario separados por una característica de cambio de tensión.

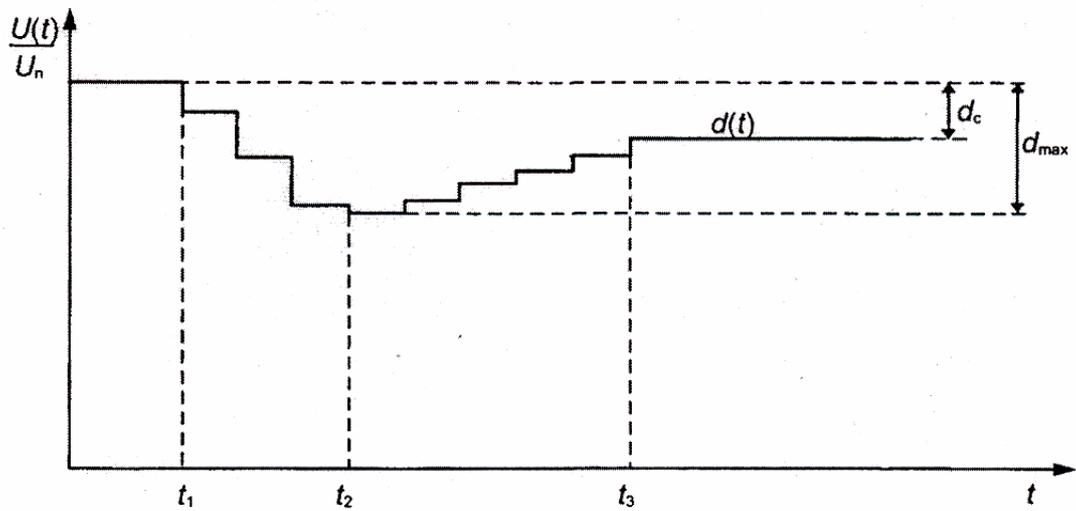


Figura 5.12 Características de los cambios relativos de tensión

El factor de forma F, puede ser deducido de las figuras 5.13, 5.14 y 5.15.

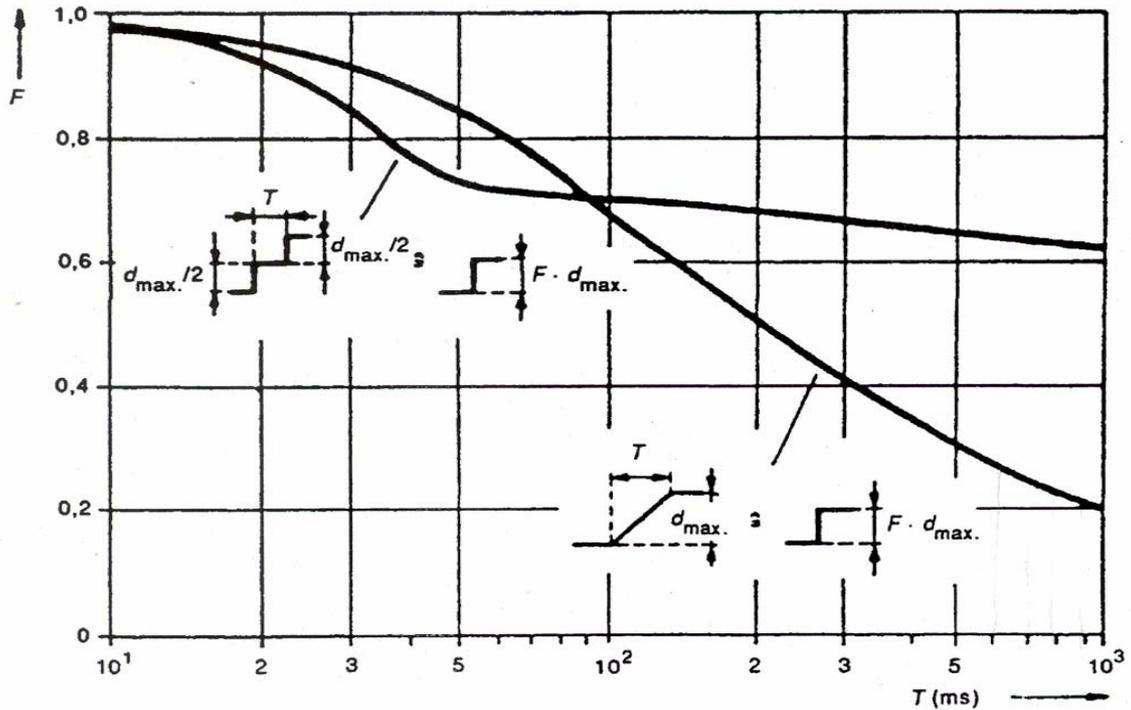


Figura 5.13 Factor de forma F de doble escalón para características de tensión en forma de rampa

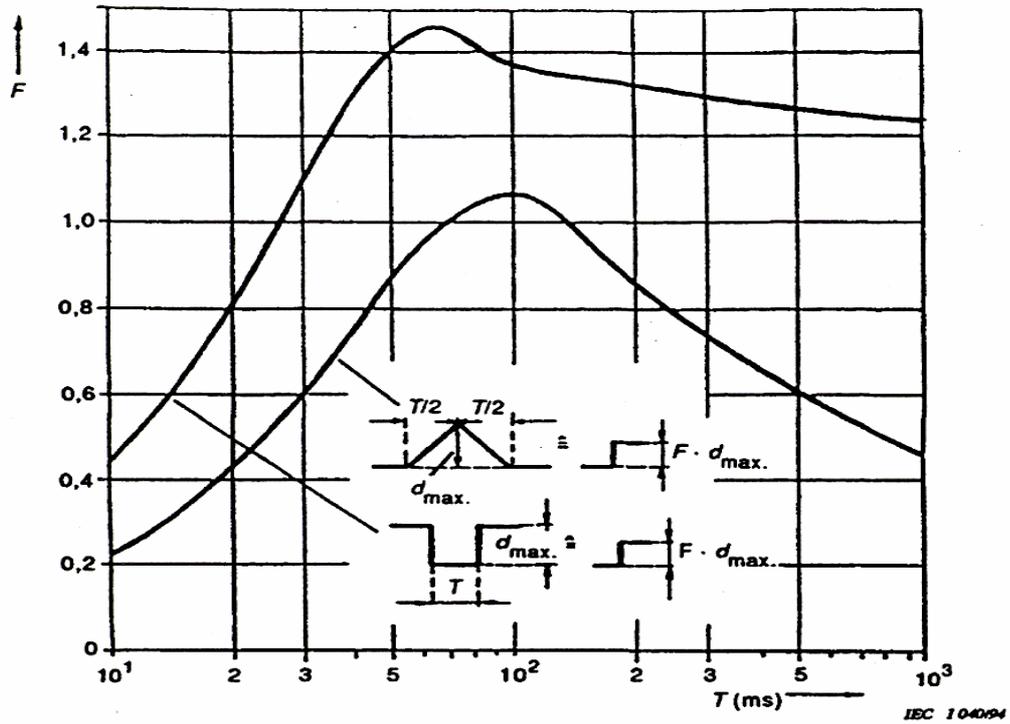


Figura 5.14 Factor de forma F para características de tensión rectangular y triangular

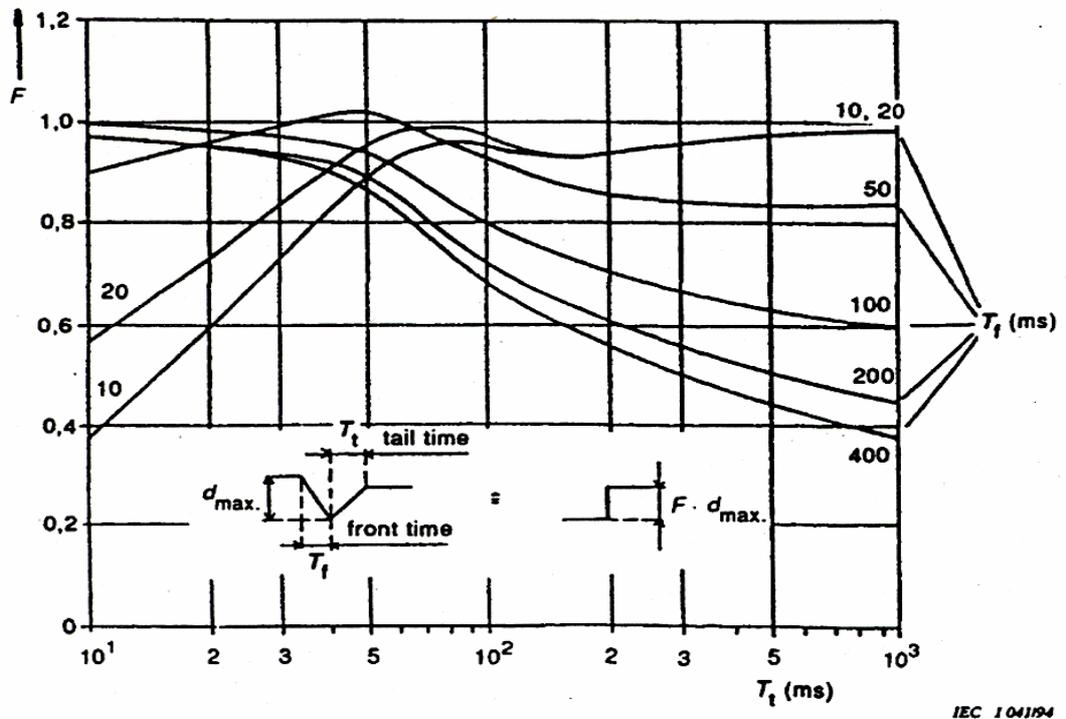


Figura 5.15 Factor de forma F para características de tensión de arranques de motores con diversos tiempos de frente

5.10.3.4 Período de observación [77,78]

El período de observación T_p , para la evaluación de los valores de flicker por medición o simulación ó método analítico de este, será:

-Para Pst $T_p = 10 \text{ min};$

-Para Plt $T_p = 2 \text{ h.}$

donde:

Pst.- indicador de variaciones de tensión de corto plazo,

Plt.- indicador de variaciones de tensión de largo plazo.

5.10.3.5 Indicador de variaciones de tensión de corto plazo (Pst)

Expresa la severidad de la fluctuación durante un período de 10 min. Siendo Pst =1 el umbral de irritabilidad.

$$Pst = \left(\sum_{i=1}^N tf / T_p \right)^{1/3} \quad (5.19)$$

5.10.3.6 Indicador de variaciones de tensión de largo plazo (Plt)

Expresa la severidad de la fluctuación durante un período largo de 2 hrs. (N= 12), empleando valores sucesivos de Pst.

$$Plt = \left(\sum_{i=1}^N Pst^3 / N \right)^{1/3} \quad (5.20)$$

siendo Plt = 0,65 el umbral de irritabilidad para el período de tiempo antes mencionado.

5.11 Límites de variaciones de tensión (estandarización)

El número de variaciones (efecto flicker) por minuto, en acometidas de baja, media y alta tensión en estado estacionario, debe limitarse de acuerdo a la *tabla 5.4* [60]:

Indicador	Límite
Pst	≤ 1
Plt	$\leq 0,65$
d(t)	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
d _c	$\leq 3.3\%$
dmax	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales.
	$\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 s, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía.
	$\leq 7.0\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Tabla 5.4 Límites de variaciones de tensión

Notas:

- 1) Pst y Plt no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día y los límites d(t), d_c y dmax deben aplicarse con las tensiones previas multiplicadas por el factor de 1,33.
- 2) Los límites no aplican a conmutaciones por interrupciones de emergencia.

5.12 Metodología analítico-computacional para resolver problemas de efecto de parpadeo

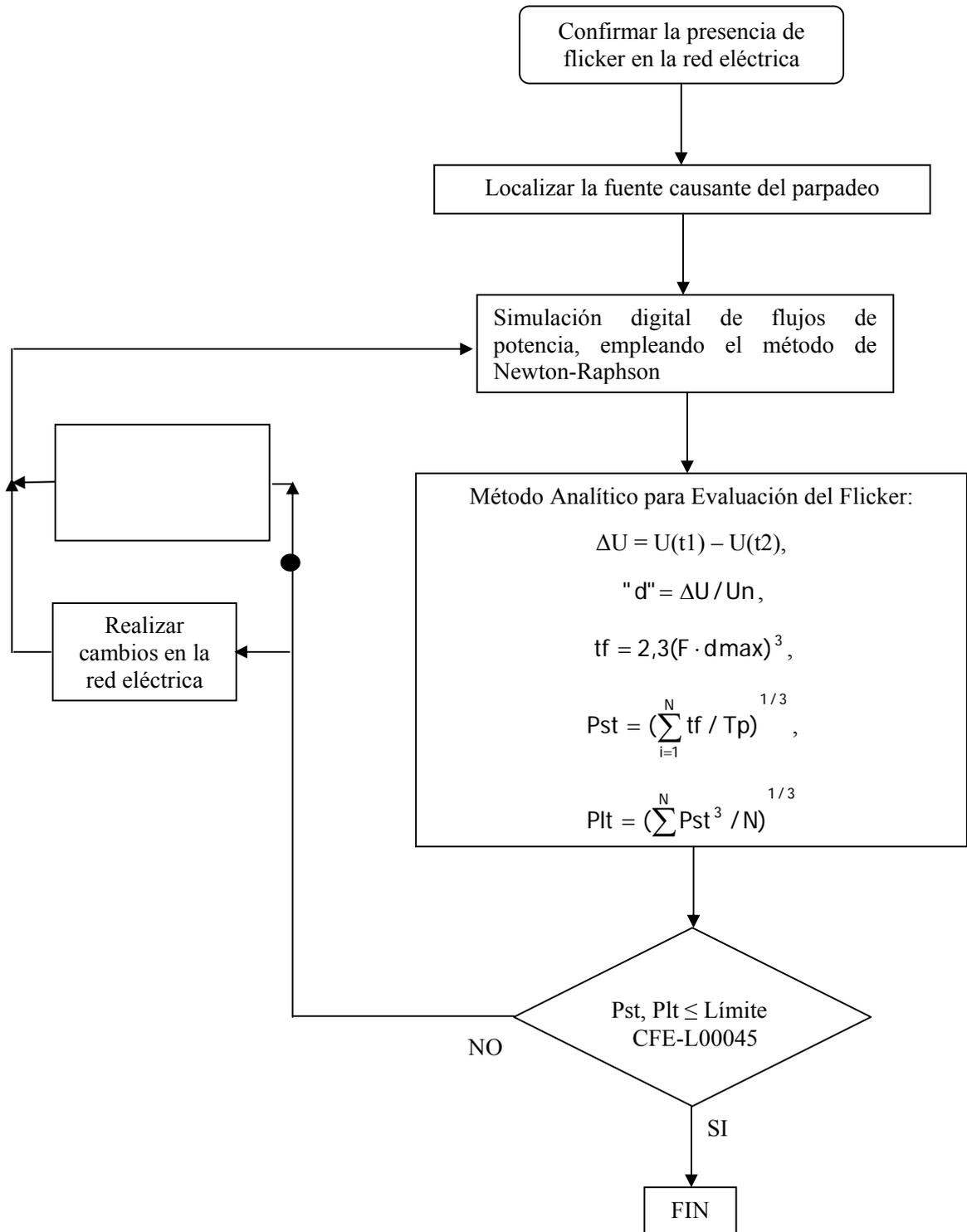


Figura 5.16 Diagrama de flujo para resolver problemas de fluctuaciones voltaje provocadas por flicker mediante el método analítico-computacional

5.13 Simulación del problema de parpadeo y solución en DIgSILENT

En un sistema de distribución industrial, como se ve en la *figura 5.17* (diagrama unifilar) y sus capacidades de equipo (*tabla 5.5*), se tiene en particular a un usuario industrial con una carga perturbadora de alta capacidad, como es una máquina soldadora del tipo continua, y que tiene por característica que la iluminación de la industria parpadee varias veces en un segundo, cuando entra en operación está, resultando un parpadeo o flicker del tipo continuo. La máquina soldadora presenta un tipo de ciclo de trabajo de 5 fluctuaciones por minuto (fpm), en promedio ver *figura 5.18* [75].

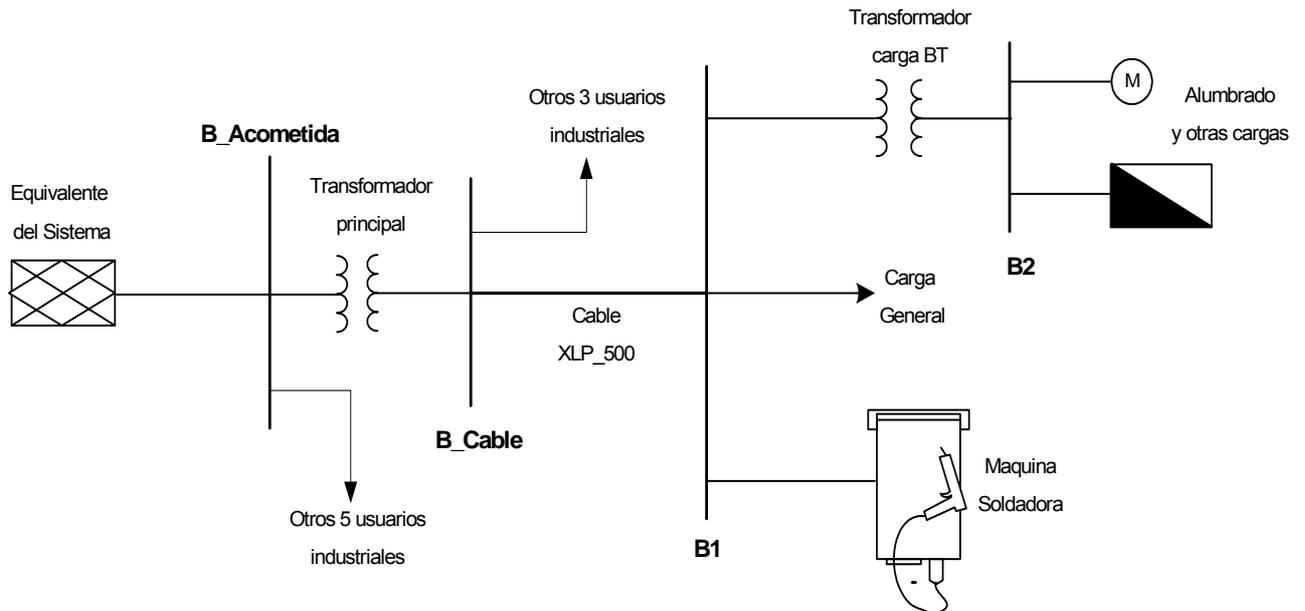


Figura 5.17 Diagrama unifilar del sistema industrial bajo estudio

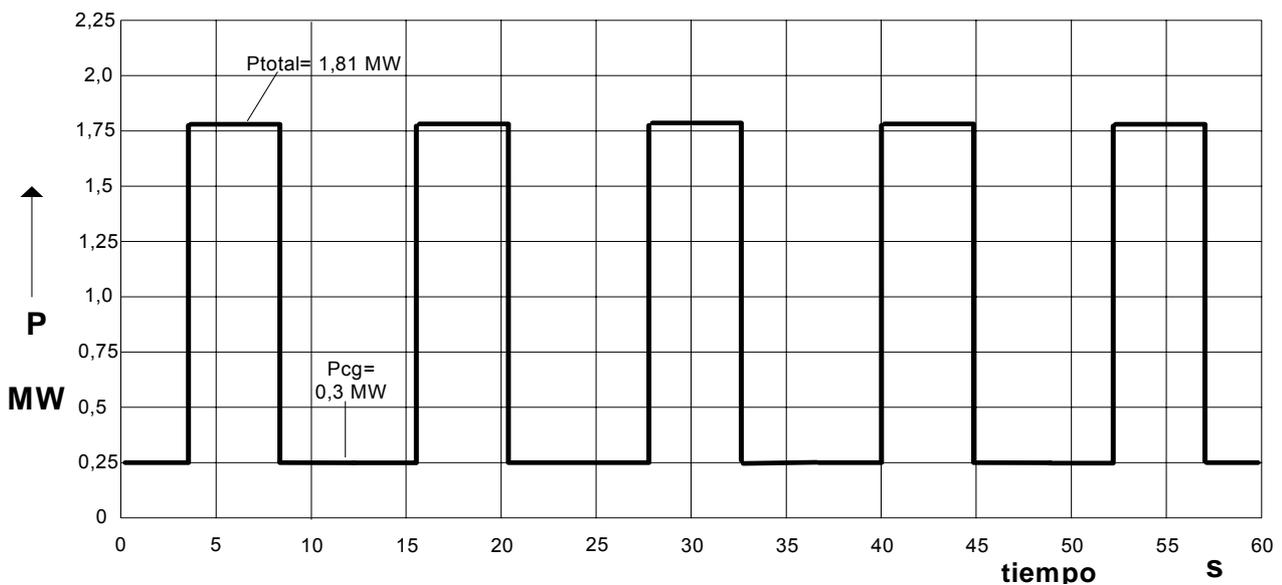


Figura 5.18 Cambio de potencia activa en la barra B1 durante 1 minuto con la máquina soldadora conectada

PARÁMETROS	
Tensión del equivalente del sistema	13,8 kV
Potencia de corto circuito equivalente (S_{CC})	150 MVA
X/R equivalente	8,5
Transformador Principal	13,8/4,16 kV 3 MVA Z= 6% Δ -Y aterrizada
Cable XLP_500	R= 0,1047 Ω /km X= 0,1582 Ω /km
Carga General	0,2 MW Fp= 0,85 (-)
Máquina Soldadora	1,75 MW Fp= 0,70 (-)
Transformador carga BT	4,16/ 0,22 kV 75 kVA Z= 3% Δ -Y aterrizada
Alumbrado y otras cargas	50 kW Fp= 0,8 (-)

Tabla 5. 5 Resumen de los parámetros base del sistema utilizado para el problema de parpadeo

Se realizaron estudios de flujos de potencia con el método de Newton Raphson, en el programa DlgSILENT, obteniendo los resultados de la *tabla 5.6* donde se observa la potencia y los voltajes (en volts y pu) del nodo B1 a 4,16 kV, donde normalmente una carga general de 0,2 MW y el transformador carga BT siempre están conectados en la industria. Poco tiempo después de haber iniciado labores en el día con las anteriores cargas, se conecta al sistema una máquina soldadora (carga fluctuante) de 1,75 MW, esta realiza 5 fpm anteriormente mencionadas –ver *figura 5.18* el cambio de potencia activa que se da- haciendo que disminuya el voltaje de la barra B1 hasta 0,945 p.u. Todo lo anterior afecta al sistema en general pero sobre todo, a que en la barra B2 se ‘inyecten’

fluctuaciones de voltaje continuas, afectando con esto a las luminarias con parpadeo (flicker) y otras cargas (motores, etc.) ver *tabla 5.7*, conectadas al tablero en 0,22 kV.

Parámetros Eléctricos	Carga en el nodo B1 4,16 kV	
	Con la carga de 0,2 MW y transformador carga BT	Conectando además una carga fluctuante de 1,75 MW
Potencia (kW)	250	1790
Voltaje (kilo Volts)	4,131	3,929
Voltaje (pu)	0,993	0,945

Tabla 5.6 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos de potencia en el nodo B1 4,16 kV

Parámetros Eléctricos	Carga en el nodo B2 0,22 kV	
	con su carga de 50 kW	Con la carga fluctuante de 1,75 MW conectada en la barra B1
Potencia (kW)	50	
Voltaje (kilo Volts)	0,214	0,204
Voltaje (pu)	0,974	0,926

Tabla 5.7 Parámetros eléctricos resultado del análisis de flujos de potencia en el nodo B2 0,22 kV

A continuación se muestra en la *figura 5.19* el momento en que entra la carga fluctuante del usuario, la potencia se eleva, en si se observa el perfil de potencias antes y después de que se conecta la maquina soldadora. En la *figura 5.20*, se muestran los perfiles de tensión y corriente de la carga fluctuante, así como en la *figura 5.21* la de corriente y tensión en función del tiempo.

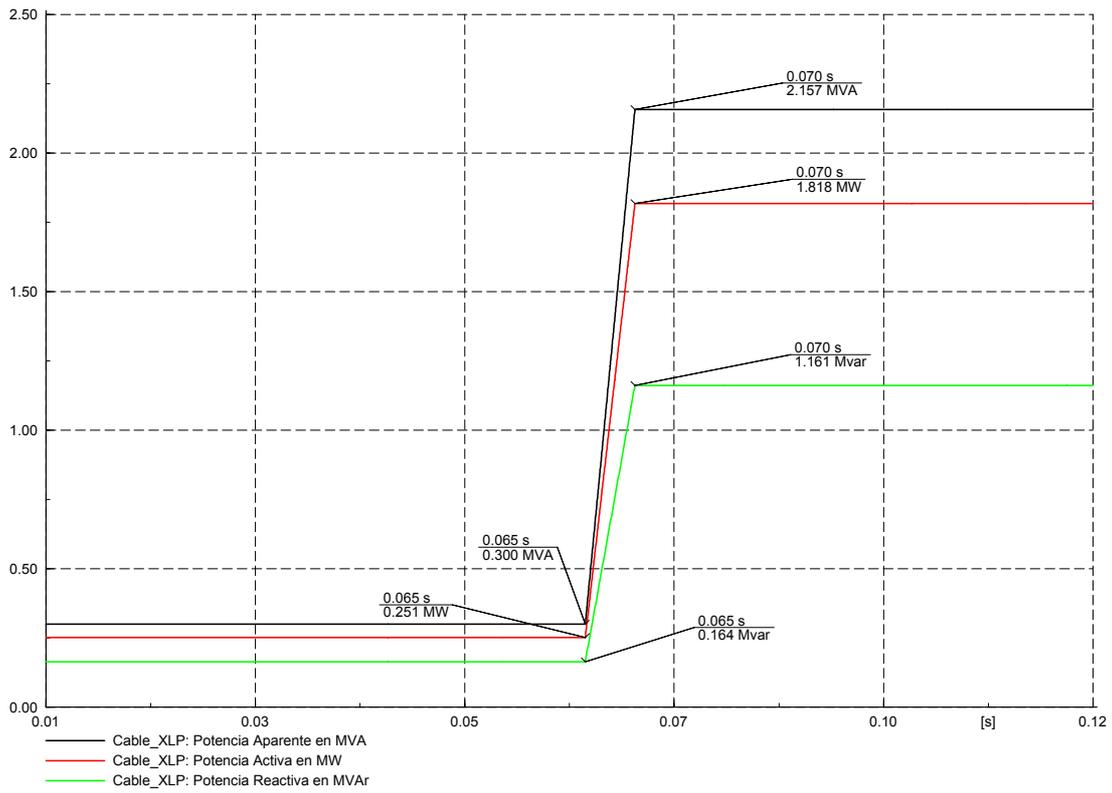


Figura 5.19 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga

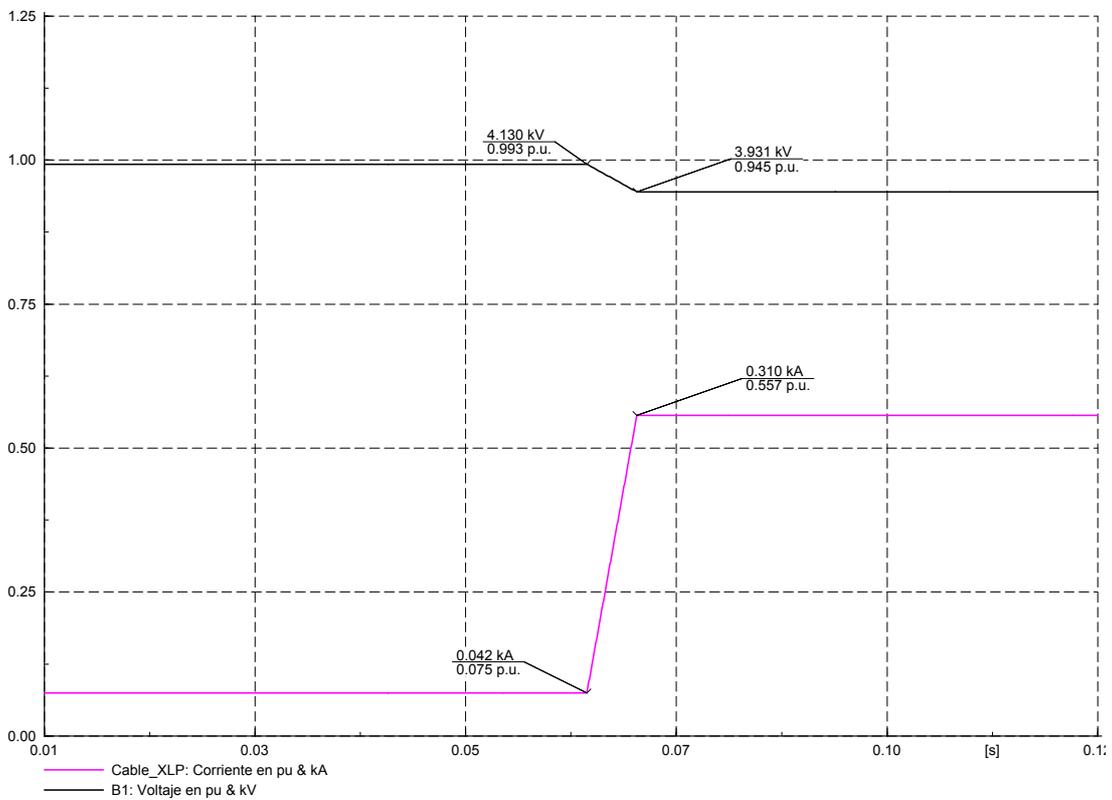


Figura 5.20 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante

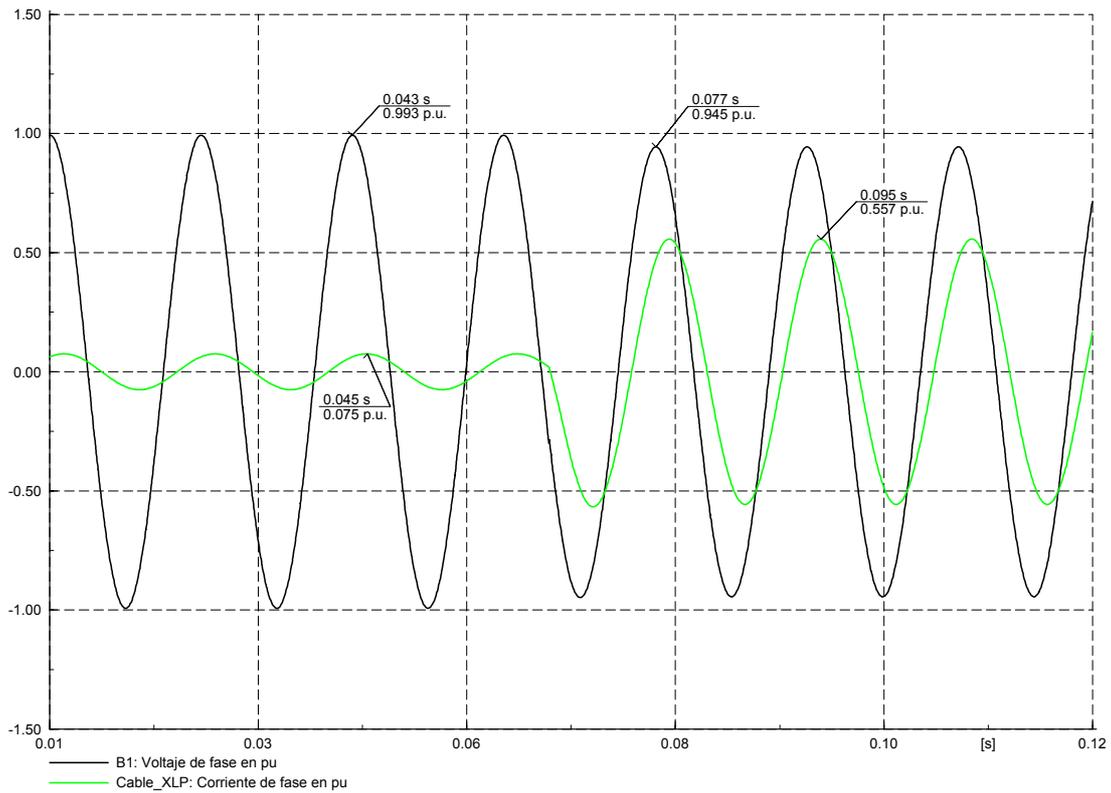


Figura 5.21 Tensión y corriente de la carga fluctuante en función del tiempo

De la figura 5.19 también se observa el momento en que el usuario principal pasa de 0,300 MVA a 2,157 MVA, y de la figura 5.20 la demanda de corriente experimenta un incremento ya que aumenta de 0,042 kA a 0,310 kA, en contraparte con la tensión que sufre una depresión ya que disminuye de 4,130 kV a 3,931 kV.

Con las fórmulas de evaluación de cambios de voltaje, fluctuaciones de voltaje y flicker (ecuaciones 5.13-5.19) y usando un factor de forma de 1,0 obtenemos la tabla 5.8, que resume todo en cuanto a la variación de tensión y con estos resultados obtenidos compararlo con la tabla 5.4 de límites, encontrándose que se rebasan estos en cuanto d_{max} y P_{st} , con lo cual se presenta –por mucho– el fenómeno de parpadeo (flicker) en la barra B2, de 0,22 kV donde se encuentra alojado el tablero de alumbrado.

Variación de tensión					
Con carga continua (pu)	Con carga continua y fluctuante (pu)	ΔU (pu)	d_{max} %	tf seg.	P_{st}
0,974	0,926	0,048	4,8	254,291	2,767

Tabla 5.8 Valores de tensión y parpadeo de las cargas ante fluctuaciones de carga, resultados en el nodo B2 0,22 kV

Nota: Cabe señalar que los resultados de la *tabla 8* (ΔU , d_{max} , P_{st}) simulados en la barra B2 de 0,22 kV son casi idénticos a los obtenidos en la barra B1 de 4,16 kV, bus donde esta conectada la fuente perturbadora (máquina soldadora), debido a su similitud no fue necesario documentarlos.

La primera alternativa propuesta para la atenuación del flicker es el de utilizar un capacitor serie, operado con electrónica de potencia, ya conectado al sistema en estudio, con resultado en los perfiles de voltaje, corriente y potencias (ver *figuras 5.22* y *5.23*).

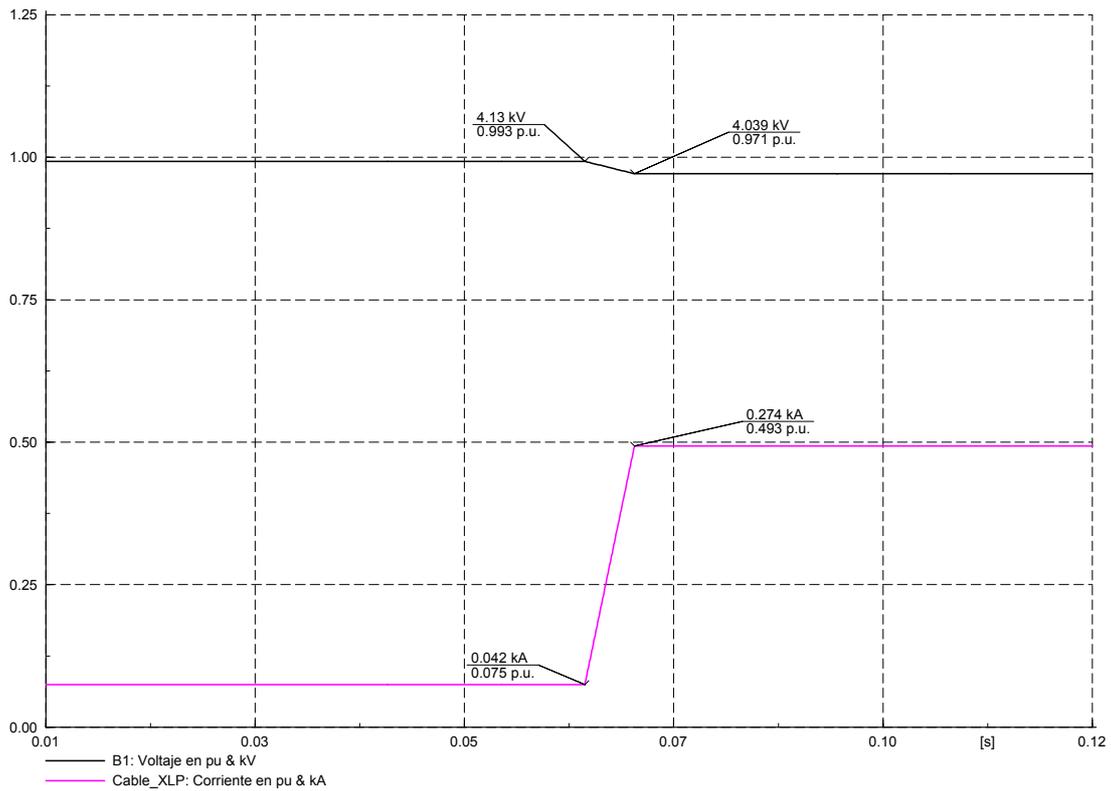


Figura 5.22 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante con corrección de flicker por medio de capacitor operable con electrónica de potencia

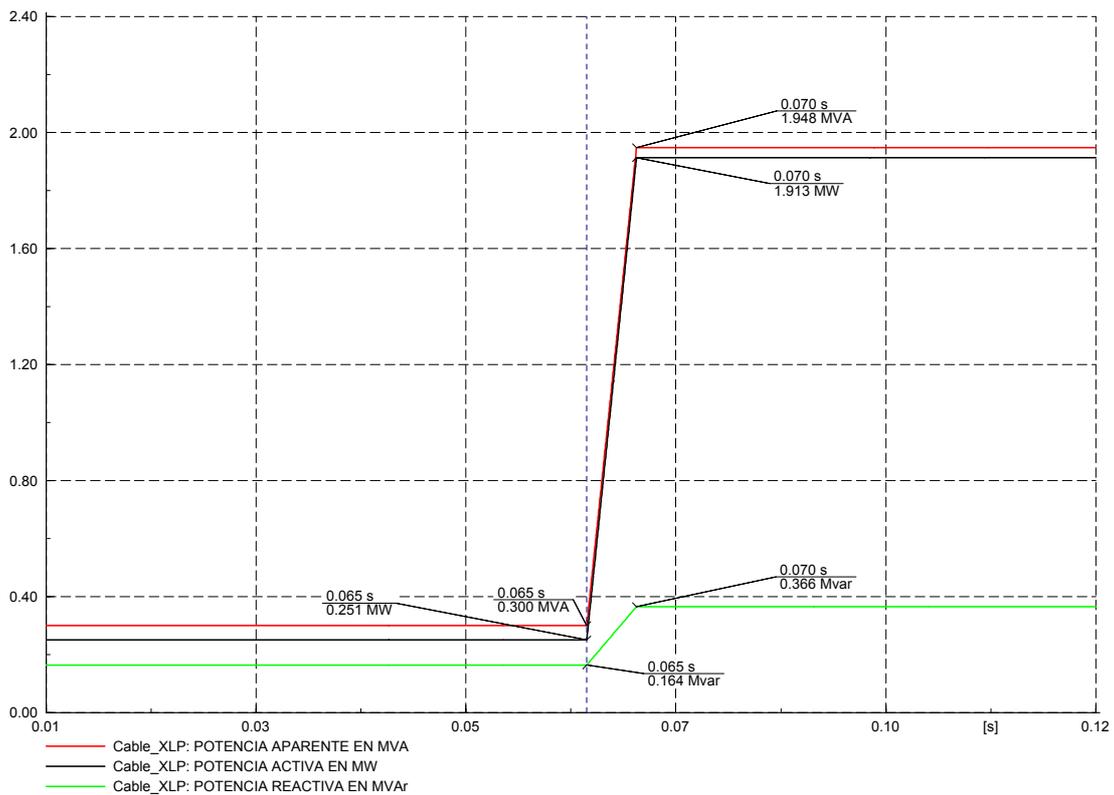


Figura 5.23 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio de capacitor operable con electrónica de potencia

La segunda opción de solución o mitigación al flicker, es el llamado D-STATCOM (o sistema de compensación de voltaje), es un STATCOM a nivel distribución, basado en tecnología de IGBT de rápida respuesta esencialmente tiene un convertidor tipo fuente de voltaje conectado en paralelo con el sistema, usando avanzada electrónica de potencia. Sus aplicaciones sirven para mitigar el flicker, compensación de potencia reactiva (regulación de voltaje, corrección del fp) y filtrado de corriente activa (cancelación de armónicas) [70,79], a continuación vemos las figuras 5.24 y 5.25, correspondiente a los perfiles de voltaje, corriente y potencias ante las fluctuaciones de carga y ya con la solución propuesta, el D-STATCOM conectado.

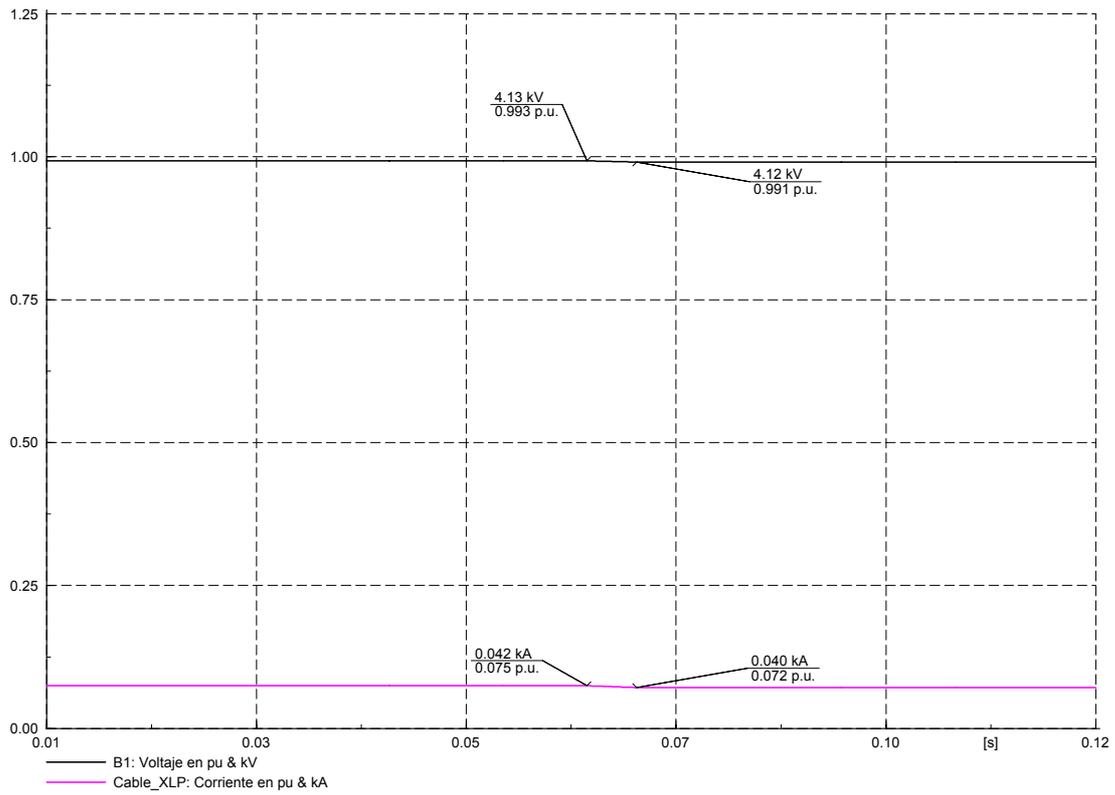


Figura 5.24 Perfil de voltaje y corriente rms de la carga fluctuante con corrección de flicker por medio del D-STATCOM

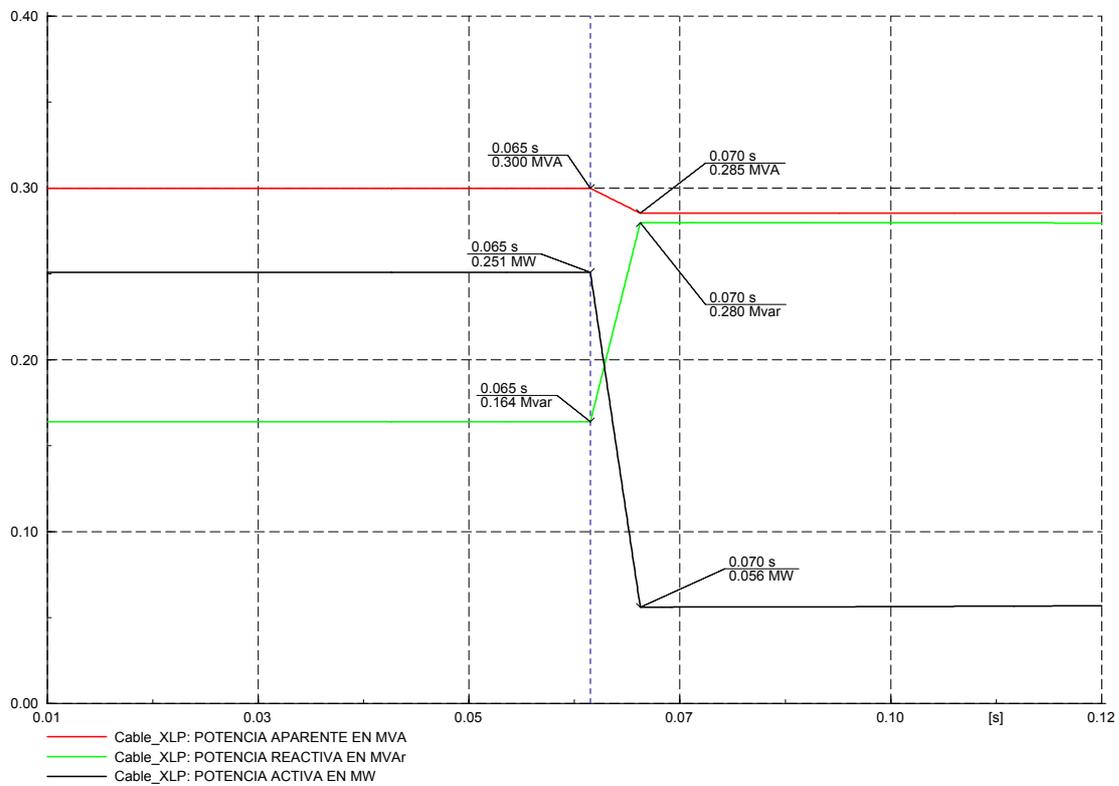


Figura 5.25 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio del D-STATCOM

La tercera solución propuesta al problema del flicker, es la del ajuste del tap de los transformadores, el que alimenta a la barra B1 (conectada máquina soldadora) y el del transformador carga BT (conectado el tablero de alumbrado), con los resultados vistos en la *figuras 5.26, 5.27 y 5.28*, siguientes. En la *tabla 5.9* se encuentra el cuadro resumen de las diferentes soluciones alternativas al problema del parpadeo, con sus respectivos d_{max} y Pst.

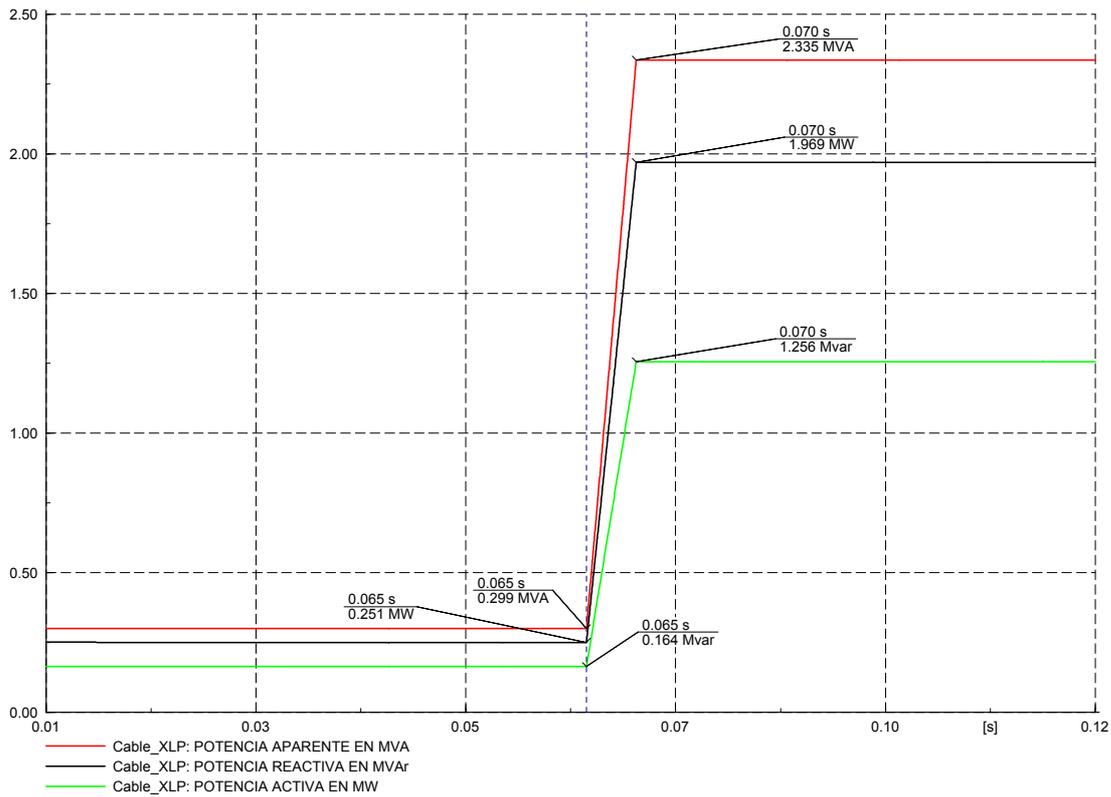


Figura 5.26 Perfil de potencias ante fluctuaciones de carga con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores

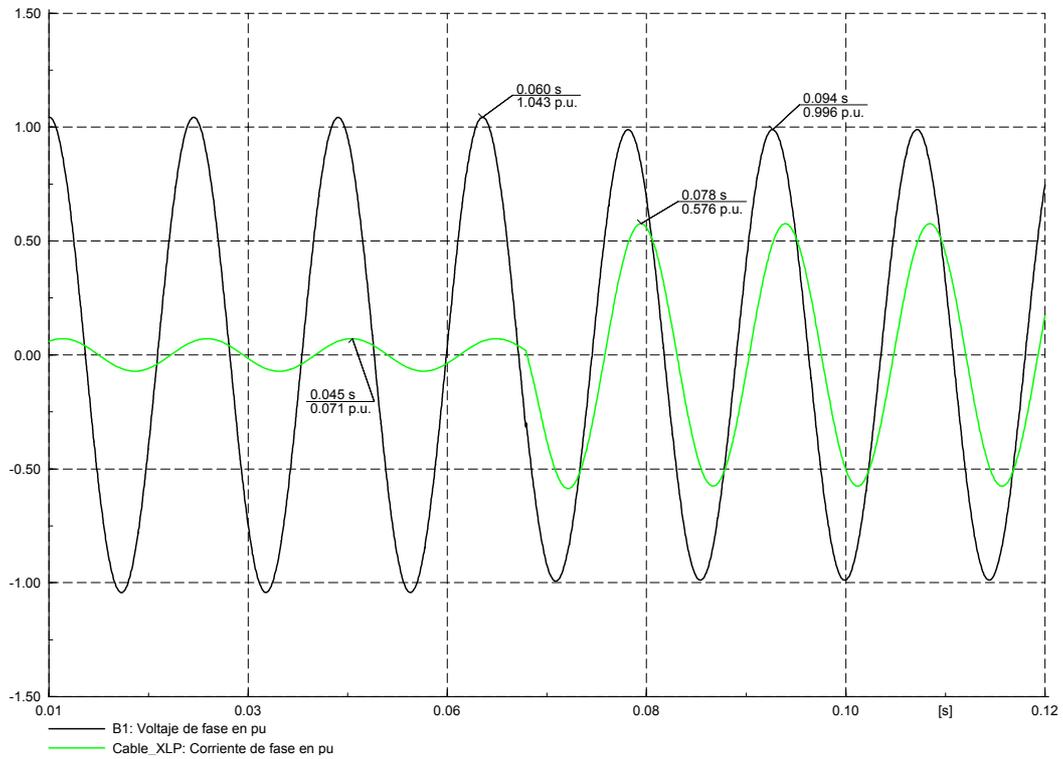


Figura 5.27 Tensión y corriente de la carga fluctuante en función del tiempo con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores

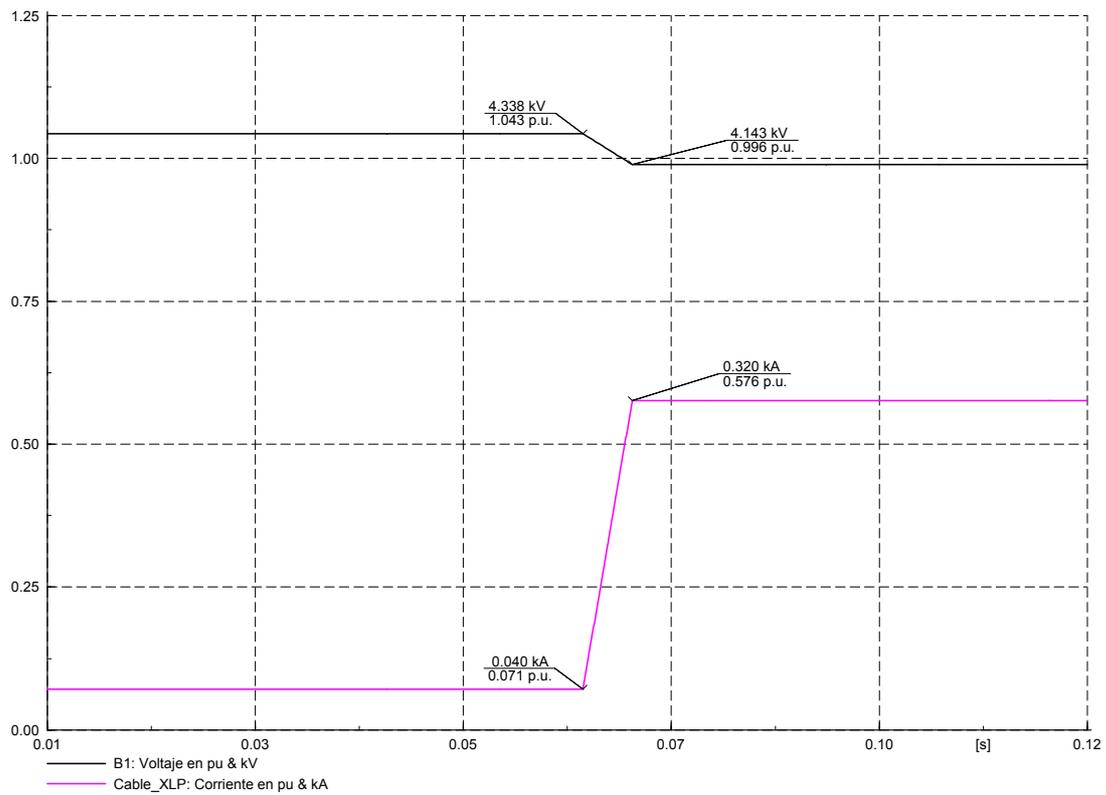


Figura 5.28 Tensión y corriente rms de la carga fluctuante, con corrección de flicker por medio del cambio de tap's de los transformadores

5.13.1 Análisis de resultados

Soluciones propuestas	Variación de tensión			
	Con carga fluctuante (pu)	Con tipo de solución actuando (pu)	dmax %	Pst
Capacitor ^a	0,926	0,971	2,20	1,268
D-STATCOM ^b	0,926	0,991	0,2	0,173
Ajuste del Tap de los Transformadores ^c	0,926	0,996	- 0,3	- 0,115

Tabla 5.9 Cuadro comparativo de soluciones al problema de parpadeo, resultados para el nodo B2 0,22 kV

Notas:

^a Con una capacidad de 900 kVAr el capacitor operable con electrónica de potencia.

^b El ajuste del D-STATCOM (con capacidad 1,90 MVA) se realizo para tener 0,91 pu (mínimo ajuste de voltaje para no sobrepasar el límite de Pst) en la barra B1 de 4,16 kV.

^c Con ajuste en el lado de BT del transformador principal en posición de tap 2 (+5%) y ajuste del también del lado de BT del transformador carga BT en posición de tap 1 (+2,5%).

Resumiendo de la *tabla 5.9*, la primera opción contemplada es la de un capacitor operable con electrónica de potencia, con esta no mejoraríamos el problema de flicker ya que el capacitor solo inyecta potencia reactiva y no alcanzaría solo con esto. La segunda opción, aunque cara, es la de la adquisición de un D-STATCOM, que mitigaría nuestro parpadeo mediante el control de potencia activa y reactiva, la tercera opción es la del ajuste del tap de los transformadores -principal y carga BT-, lo único que se realizaría son las libranzas y/o maniobras para los ajustes de estos. Por lo anterior la última propuesta, es la mejor propuesta de solución técnica y económica al problema de parpadeo (flicker).

Capítulo VI.-Conclusiones, Recomendaciones y Trabajos a Futuro

6.1 Conclusiones

Se dispone de calidad de la energía adecuada cuando la magnitud de tensión y frecuencia, como también la forma de onda de la tensión permiten que los equipos de uso final funcionen cumpliendo con sus especificaciones de diseño. Si no se reúnen estas condiciones, los equipos no funcionan como se espera y pueden ser afectados.

El desarrollo de metodologías, tanto general como particulares para cada capítulo de los tópicos de calidad de energía tratados en esta tesis, fueron con propósito de exponer un procedimiento práctico de evaluación y solución de problemas de esta índole, tratando de manera concisa y comprensible la manera de plantear y resolverlos apoyados en la aplicación de simulación digital. Se concluye también a manera de apoyo un adjunto de medidas complementarias a la metodología general desarrollada, las siguientes medidas a realizar o fijar atención en ellas:

- Identificar que sensible es el equipo que esta experimentando problemas (por ej. tipo, ubicación, etc.),
- Documentar los tipos de fallas o mal funcionamiento del equipo (por ej. pérdidas de datos, bloqueos, daño de componentes, calentamientos, disparos en falso, etc.),
- Determinar cuando ocurren los problemas (por ej. hora del día, día de la semana, operación del sistema en particular),
- Establecer aquellos problemas coincidentes ocurriendo al mismo tiempo (por ej. iluminación parpadeando (luz flicker), desaceleración de motores, etc.),
- Investigar posibles fuentes de problemas en el sitio (por ej. hornos de arco, bancos de capacitores, equipo que involucre alguna etapa de rectificación, etc.),
- Checar la protección que tienen los equipos existentes (supresores internos de voltaje transitorio, circuitos de filtrado eléctrico interno, etc.).

El momento en el que se origina una sobretensión por rayo o por cortocircuito es desconocido, sin embargo se sabe perfectamente cuando aparecerá una sobretensión de maniobra, por lo que se puede emplear medios para reducir su efecto en el momento de efectuar la maniobra. Las sobretensiones por maniobra en bancos de capacitores pueden reducirse o desaparecer controlando el instante de cierre del interruptor utilizado en la maniobra o mediante la inserción de impedancias o resistencias en serie de pre-inserción con el interruptor durante el tiempo que pueda durar la sobretensión. El uso de inductores fijos en casos de energización de bancos a veces sirve. En casos de magnificación de voltaje los apartarrayos de ZnO y los TVSS, reducirán considerablemente los problemas de este tipo.

La curva ITI fue usada como una referencia para ubicar en duración y magnitud algunos de los problemas simulados por transitorios del tipo mencionado, en la maniobra de bancos de capacitores. Se hace referencia que la curva solo es un parámetro estándar para el funcionamiento, no funcionamiento y daño para la mayoría de equipo electrónico sensible, tres de los casos simulados en este trabajo se encontraron en gran parte de la región prohibida, con lo cual lo mas probable es que el equipo sensible mencionado sufra daño.

La reducción de aportación de corrientes y voltajes armónicos de cargas no lineales en instalaciones industriales, previa realización de estudios de flujos armónicos y barrido de frecuencia es mediante:

Si se tienen variadores de velocidad y bancos de capacitores en la misma instalación, emplear filtros antirresonante (choque), previo cálculo. La instalación de filtros antirresonante en presencia de armónicas es un remedio práctico y económico para la corrección del factor de potencia. El gasto en costo debido a la inclusión de reactores se justifica al prevenir fallas en capacitores, al reducir la distorsión armónica de voltajes y corrientes y a la disminución de pérdidas en transformadores, conductores y equipos, debidas a la atenuación de armónicas. Resumiendo, el uso del filtro antirresonante permite proteger a los capacitores, evitar resonancias y corregir el fp a frecuencia fundamental.

Para cargas no lineales de alta capacidad en la industria y con problemas de alta distorsión armónica, la implementación de filtros, ya sea sintonizados o pasa altas de 2^{do} orden o activos, son de gran utilidad, la conexión de varios filtros pasivos del tipo sintonizado para 2^{da}, 4^{ta} y 5^{ta} armónica fue necesario, ya que para el *caso uno* del horno de arco eléctrico en su etapa fundición, la de peor caso de tensiones armónicas resulto con la DATD triplicada a la máxima que se tiene por norma, con un contenido predominante de 2^{da} armónica (par) de casi cuatro veces la CAIMC, todo lo anterior a nivel de Pac. El *caso dos* en su etapa de refinamiento el horno fue modelado con la típica distorsión de tensión armónica, aunque fue menos contaminante esta etapa para la instalación también presento valores de DATD y CAIMC que apenas rebasaban el límite de especificación. Por estar fuera de norma para cualquier etapa de funcionamiento el horno de arco, se decidió la conexión de tres filtros del tipo pasivo sintonizado o simple, para las armónicas arriba mencionadas, que son las que presentaban mayor contribución a la distorsión de la instalación, se realizo un análisis y se calculo el valor de los filtros realizándose la simulación y dando lugar al *caso tres*, filtros conectados al modelo de horno con peor caso de tensiones armónicas para el cual ningún límite de distorsión de corriente o voltaje, individual o total se vio superado de acuerdo a la norma. El *caso cuatro* consistió de los filtros calculados en caso tres conectados y simulando para la condición de refinación del horno, cumpliendo también con todos los límites de la especificación. Es de notar que la condición que nos definió el calculo de los filtros fue la etapa del horno de arco que mas distorsión presentaba como es la de fundición, y comprobándose con el caso típico de etapa de horno. El tipo de filtro armónico individual utilizado para este caso con frecuencia posee la característica de sintonizarse a una resonancia muy cercana a la armónica por eliminar, además con la ventaja de ser un filtro de bajo costo, muy útil en armónicas de bajo orden y además compensar potencia reactiva en forma simultanea, con esto ultimo reduciendo las pérdidas en conductores y mejorando el nivel de tensión. La instalación de filtros requirió un estudio de frecuencias de resonancia, para asegurar que no existiera la posibilidad de una resonancia en paralelo que provocaría a su vez altas distorsiones armónicas de tensión (verificación de sintonización). Además la conexión estrella sin aterrizar en el devanado de baja tensión del transformador del horno de arco, impide la circulación de las componentes armónicas de secuencia cero (3^{ra}, 6^{ta}, 9^{na}, etc.) hacia el Pac.

Para instalaciones con dos o mas rectificadores de bajo numero de pulsos (6), checar el tipo de conexión del transformador, por ejemplo es recomendable el uso de transformador de tres devanados, con conexiones $\Delta - \Delta/Y$, con esto existe una cancelación aguas arriba de las cargas no lineales, eliminando la distorsión armónica. La magnitud de las armónicas es inversamente proporcional al número de pulsos del rectificador, las molestias de armónicas de bajo orden (5^{ta} y 7^{ma}) y de alta magnitud (17^{va} y 19^{va}) son eliminadas en su totalidad en la simulación.

Independientemente del tipo de mitigación utilizada para reducir la distorsión armónica en los sistemas industriales, se deberá analizar la forma en que la solución afectara a la impedancia al variar la frecuencia, todo lo anterior con el fin de determinar posibles resonancias serie y paralelo.

En cuanto al capítulo de flicker y fluctuaciones de voltaje, los generadores de flicker son numerosos y pueden ser muy potentes. Es muy importante conocerlos, sabiendo que variaciones de tensión de menos del 1% pueden molestar. Su identificación es una necesidad porque frecuentemente el parpadeo es difícil de suprimir en una red ya existente. Así pues, es importante analizar los riesgos potenciales de flicker desde el pre-estudio de una instalación y prever, desde el diseño de la red, las soluciones que permitan librarse de él.

Se observó básicamente que el flicker depende de tres características: el número de fluctuaciones de carga (depende de las condiciones naturales de operación de la carga), la magnitud de la depresión en el momento de las fluctuaciones de carga (dependiendo de la capacidad de carga), y del factor de forma de la carga fluctuante.

Para el usuario analizado (industria con una máquina soldadora de gran capacidad), los valores de d_{max} y P_{st} están fuera de lo que marca la especificación CFE L-000045, produciendo parpadeo, además de las consiguientes fluctuaciones a equipos sensibles con lo cual se tuvo que resolver el problema.

La solución del problema de flicker o parpadeo, puede tender a 3 tipos de acciones: el incremento de la capacidad de potencia de cortocircuito (con respecto a la potencia de la carga) en el punto de acoplamiento a que una carga fluctuante es conectada; con la modificación de las características de operación de las cargas fluctuantes como disminución de la capacidad de carga y/o disminución de la cantidad de operaciones efectuadas por minuto, y reduciendo las variaciones de potencia reactiva en el suministro del sistema con la instalación de compensadores dinámicos/estabilizadores, como: STATCOM, D-STATCOM, AVC, parte de -equipos Custom Power-.

En el caso analizado del capítulo correspondiente, con el apoyo de una metodología analítico- digital, se propuso tres tipos de soluciones un capacitor serie operado con electrónica de potencia, un D-STATCOM y finalmente el cambio de taps de transformadores (principalmente el de la carga fluctuante y el tablero de iluminación); analizándose digitalmente cada una de ellas, esta última resultó la mejor solución eligiéndose por la factibilidad técnica y/o económica del problema de flicker y fluctuaciones de voltaje.

Es recomendable la simulación computacional, tanto para reproducir problemas de calidad de la energía como para cualquier decisión de mitigación o eliminación de estos, resulta también de gran utilidad cuando se instalan equipos nuevos del tipo no lineal o cargas fluctuantes, así como realizar escenarios a futuro del sistema, en el presente trabajo el DIGSILENT y el ATPDraw resultaron ser herramientas eficaces para estos fines.

6.2 Recomendaciones

Los problemas de la calidad de la energía eléctrica asociados con interacciones entre los sistemas de distribución y usuarios finales pueden ser prevenidos, existen cuatro caminos para resolver y prevenir, de manera general los problemas de la calidad de la energía:

- Diseñando equipos e instalaciones eléctricas para prevenir los disturbios eléctricos que causan malfuncionamiento en equipos o sistemas.
- Analizando los síntomas del problema de calidad de la energía para determinar su causa y solución.
- Identificando el medio que es transmitido el disturbio eléctrico y reducir o eliminar el efecto de ese medio.
- Tratando los síntomas del problema de calidad de energía con el uso de equipo acondicionador de energía, este mitigara o eliminara algún problema surga.

El usuario final busca asegurar la mejor protección posible para la inversión de sus planta contra eventos de calidad de la energía . Una forma de lograr una medida grande protección es enfocar cuatro áreas básicas:

- Una correcta puesta a tierra, tanto de la fuente de alimentación primaria como de las fuentes de energía de respaldo/emergencia.
- Protección estratificada y multipuntual contra sobretensiones, es decir, en subestaciones, entrada a la planta y equipo de control/procesos.
- Diseño y arreglo eléctrico: protección y suministro escalonados y, separando cargas problema de equipo sensible (circuitos dedicados) [5].
- Diseñar, especificar y procurar equipo crítico de procesos y de control de energía que cumpla con los requerimientos de ITI u organismos similares.

Por lo anterior, es necesario el involucramiento de fabricantes y organismos de normalización en la calidad de la energía, para mejorar el desarrollo de productos eléctricos para disminuir disturbios generados por la utilización de equipo y reducción de productos sensibles a interferencias.

Algunos equipos sensibles (plc's, asd's, pc's) protegerlos contra los transitorios de sobrevoltaje mas comunes generados por maniobra de equipo, por medio de algún tipo de circuito diseñado de protección contra este tipo de problemas, obligatoriamente ya instalado por el fabricante.

La instalación de un banco de capacitores debe ir seguida de un estudio de calidad de la energía si se sospecha la existencia de componentes armónicas en la corriente, ya que el banco puede crear una serie de efectos (resonancias) que pueden dañar al mismo banco y a otros equipos que forman parte del sistema eléctrico. Aunado a esto, complementariamente realizar un estudio transitorio por maniobras del banco sería recomendable para evitar algún problema por esta índole.

Una forma de minimizar los problemas de resonancia por la instalación de bancos de capacitores consiste en distribuir los mismos en diferentes puntos del sistema, para alejar la frecuencia de resonancia a valores más altos.

También es importante considerar que los capacitores se deben conectar en delta y/o estrella no aterrizada (para evitar atraer las armónicas ‘triplens’).

Usar convertidores de 12 pulsos o más (a mayor número de pulsos menor DATT).

Utilizar transformadores tipo k, que están diseñados para reducir los efectos por calentamiento de las corrientes armónicas creadas por cargas no lineales.

En casos donde no es posible tener solución al problema de parpadeo con cambios en la estructura de la red eléctrica de la carga problema, se analizara la posible aplicación de equipos custom power.

De lo anterior, cuidado debe tenerse al seleccionar propiamente el equipo para la mitigación eficaz, ya que una aplicación impropia de estos dispositivos puede causar problemas. Antes de seleccionar un equipo acondicionador de energía, el usuario debe tener una buena comprensión de la causa del problema de calidad de energía, así como las características del equipo disponible o necesario para resolverlo. Además un sistema propiamente funcionando puede verse adversamente afectado por ejemplo, si ocurre un cambio de carga en este. Por consiguiente, el equipo mitigador que era eficaz no puede proteger o corregir al equipo sensible después de que tal cambio ha ocurrido.

6.3 Trabajos a Futuro

- Aplicar la metodología general sugerida aquí a otros problemas de calidad de energía como sags, swells, transitorios por descarga atmosférica, etc.
- Incorporar en futuros trabajos la medición física de parámetros de problemas de calidad de la energía, modificando o complementando con eso las metodologías en este trabajo expuestas.
- Aplicar ya con la simulación dada la solución obtenida en campo (caso real) para saber el comportamiento del sistema analizado.
- Plantear a detalle la evaluación técnico-económica de las distintas soluciones a los problemas de calidad de la energía.

Referencias Bibliográficas

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H.Wayne Beaty; “*Electrical Power Systems Quality*”, 2nd edition, Edit. McGraw-Hill, 2003.
- [2] M.H. Bollen, “*Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*”, IEEE Press Series on Power Engineering, NY USA, 2000.
- [3] G. Gutiérrez, F. de Rosenzweig, “*Regulación de la Calidad en el Suministro de Energía Eléctrica*”, RVP-AI/2004-SIS-36, IEEE México, Acapulco, Gro. 2004.
- [4] IEEE, IEEE std. 1100-2005, “*IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment*”, Emerald Book, IEEE Press, 2005.
- [5] G. Enríquez Harper, “*El ABC de la calidad de la energía eléctrica*”, Ed. Limusa-Noriega, 1ra. Edición, México 1999.
- [6] S. Martínez García, “*Alimentación de equipos informáticos y otras cargas críticas*”, Serie McGraw-Hill de Electrotecnologías, McGraw-Hill / Iberdrola / Ente Vasco de la Energía, 1992.
- [7] IEEE, IEEE std. 446-1995 (R-2000), “*IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications*”, Orange Book, IEEE Press, 2000.
- [8] BC hydro Power Smart, “*Power Quality: Customer financial impact/risk assessment tool*”, March 2005.
- [9] Internet: www.conae.gob.mx
- [10] R. López G., J. P. Rasgado C., A. Sudriá, S. Galceran, “*Análisis de Costos y Aplicaciones de los Almacenadores de Energía*”, RVP-AI/2003-AI-28, IEEE México, Acapulco, Gro. 2003.
- [11] Internet: <http://www.jea.com/business/services/prodandserv/pqrdowntime.asp>
- [12] IEEE. *IEEE Std. 1159-1995: “Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”*; Working Group on Monitoring Electrical Power Quality ofsc22, 1995.
- [13] Dranetz, “*The Dranetz Field Handbook for Power Quality Analysis*”, Dranetz Technologies Incorporated, 1998.
- [14] BMI, “*Handbook of Power Signatures –The Power Quality-*”, 2da. Edit., Basic Measuring Instruments, 1996.
- [15] ANSI C84.1-1989, “*American National Standard for Electric Power Systems and Equipment–Voltage Ratings (60Hz)*”, USA 1990.
- [16] R. M. Waggoner, “*Practical guide to quality power for sensitive electronic equipment*”, 2nd edition, EC&M Book, Intertec Publishing Corporation, 1997.

- [17] J. G. Moreno Olmos, F. Toledo, J. D. Juárez, “*Optimización del diseño de sistemas de aterrizamiento utilizando métodos computacionales*”, RVP/AI- 2000-SUB-01, Tomo III, pp.231-237, IEEE México, Acapulco, Gro., 9 al 14 de Julio del 2000.
- [18] J. G. Moreno Olmos, J. López, “*Aspectos generales de la calidad en el suministro de la energía eléctrica*”, 5to. Congreso Nacional de Ing. Electromecánica y de Sistemas, E-17, pp. 219-222, SEPI-ESIME/IPN, Noviembre 27 al 30 del 2000, México, D.F.
- [19] J. G. Moreno Olmos, R. Alcántara, V. Mendoza, “*Análisis y diseño de un rectificador monofásico con alto factor de potencia*”, RVP/AI- 2001-EP-09, pp. 366-371, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.
- [20] J. G. Moreno Olmos, G. Enríquez Harper, R. Alcántara, V. Mendoza, “*Panorama general de la calidad en el suministro de la energía eléctrica*”, RVP/AI- 2001-AI-04, pp. 19-24, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.
- [21] A. Gómez Expósito “*Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*”, Ed. Mc Graw-Hill, Madrid, 2002.
- [22] G. Gopakumar, H. Yan, B.A. Mork, K. Mustaphi, “*Shunt capacitor bank switching transients: a tutorial and case study*”, Minnesota Power Systems Conference, November 2-4, 1999.
- [23] CIGRE WG13.04, “*Shunt capacitor bank switching – stresses and test methods*”, 1st Part: Electra No 182, February 1999 -2nd Parts: Electra No 183, April 1999.
- [24] T.E. Grebe, “*Technologies for transient voltage control during switching of transmission and distribution capacitor banks*”, 1995 International Conference on Power systems Transients, September 3-7, 1995, Lisbon, Portugal.
- [25] T.E. Grebe, “*Application of the EMTP for analysis of utility capacitor switching mitigation techniques*”, 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP '98, IEEE/PES and NTUA, Athens, Greece, October 14-16, 1998.
- [26] T.E. Grebe, “*Capacitor switching and its impact on power quality*”, Prepared on request of Cigré 36.05/CIRED 2 CC02 9925, Voltage Quality Working Group.
- [27] Internet: <http://www.itic.org/archives/iticurv.pdf>
- [28] J. Arrillaga, N.R. Watson, S. Chen, “*Power system quality assessment*” Edit. John Wiley & Sons, 2000.
- [29] IEEE, IEEE std. C37.99-2000, “*Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks*”-description-, IEEE Press, 2000.
- [30] D. Koch, “*Maniobra y protección de las baterías de condensadores de media tensión*”, Reproducción del Cuaderno técnico no. 189 de Schneider Electric, Barcelona, junio 2000, España.
- [31] NEPSI, “*Practical Aspects of Shunt Capacitor Switching Transients*”, Technote Series, Northeast Power Systems, Inc.

- [32] IEEE, IEEE std. C37.012-2005, “*IEEE Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers*”–description- , IEEE Press, 2005.
- [33] H. Sharma, A. Gaikwad, M. McGranaghan, “*Simplified tool for evaluating capacitor switching transients and solutions*”, EPRI solutions, _Newsletter, edit. April 2006, Vol. 1 # 2.
- [34] E.H. Camm, “*Shunt Capacitor Overvoltages and a Reduction Technique*”, 1999 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition New Orleans, LA April 14, 1999.
- [35] G. Hensley, T. Singh, M. F. Mcgranaghan, M. Samotyj, R. M. Zavadil, “*Impact of Utility Switched Capacitors on Customer Systems -Magnification At Low Voltage Capacitors-*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992.
- [36] T.E. Grebe, “*Application of distribution system capacitor banks and their impact on power quality*”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
- [37] A.Bayadi1, N.Harid, K. Zehar, S. Belkhiat, “*Simulation of metal oxide surge arrester dynamic behavior under fast transients*”, The international Conference on Power Systems Transients - IPST 2003 in New Orleans, USA.
- [38] ABB, “*Guidelines for selection of surge arresters for shunt capacitor banks*”, Technical information, November 2001.
- [39] Internet: <http://www.ifent.org/lecciones/varistores/>
- [40] General Electric Arresters, “*TRANQUELL Surge Arresters*”, Product Selection & Application Guide, NY August 1999.
- [41] Ohio Brass, “*Application Guide Dynavar Metal-Oxide Surge Arrester*”, Bulletin EU1091-HR, Hubbell Power Systems, inc., USA 2004.
- [42] L. van der Sluis, “*Transients in Power Systems*”, 1st edition John Wiley & sons, Ltd, 2001 England.
- [43] A. Greenwood, “*Electrical transients in Power Systems*”, 2nd edition, John Wiley & sons, inc. NY, 1991.
- [44] J.C. Das, “*Analysis and Control of Large-Shunt-Capacitor-Bank Switching Transients*”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41, No. 6, November/December 2005.
- [45] A.E. Emanuel “*Harmonics in early years of electrical engineering: a brief review of events people and documents*”, in Proc. IEEE ICHQP’2000, Oct. 2000, pp. 1-7.
- [46] IEEE, IEEE std. 141-1993 (R-1999): “*IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*”, Red Book, IEEE Press, 2000.
- [47] Fluke, “*Medida y localización de armónicos en sistemas de potencia*”, Fluke Ibérica S.L. España 2004
- [48] A. Navarro Crespo, “*Corrientes Armónicas*”, Edit. Técnica Salgar S.A. de C.V., México 2001.

- [49] IEEE Task force on the effects on harmonics on equipment, “*Effects of harmonics on equipment*”, IEEE Transactions on power delivery, Vol. 8, No. 2, April 1993
- [50] G.W. Massey, “*Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions*”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31 #3, pp. 513-519, May/June 1995.
- [51] IEEE, IEEE std. C57.110-1998, “*IEEE Recommended practice for establishing transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents*”, IEEE 1999.
- [52] G. Chang, P. Ribeiro, S. Ranade “*Harmonics Theory*”, IEEE 2000.
- [53] IEEE. IEEE std. 18-2002 “*Standard for Shunt Power Capacitors*”, IEEE Power Engineering Society, October 2002.
- [54] E. Acha, M. Madrigal, “*Power systems harmonics: computer and modeling and analysis*”, Edit. John Wiley & Sons, 2001.
- [55] S.N. Al-Yousif, M. Wanik, A. Mohamed, “*Implementation of different passive filters designs for harmonic mitigation*”, National power & energy conference (PECon) IEEE 2004, Proceedings, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [56] J.C. Das, “*Passive filters: potentialities and limitations*”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 40 # 1, pp. 232-241, Jan/Feb 2004.
- [57] D.A. Gonzalez, J.C. McCall, “*Design of filters to reduce harmonic distortion in industrial power systems*”, IEEE Transactions on industry applications, Vol. IA-23, No. 3 May/June 1987.
- [58] Internet: www.abb.com.mx
- [59] IEEE. “*IEEE std. 519-1992: ‘Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems’*”; IEEE Press, 1993.
- [60] CFE. Especificación CFE L0000-45: “*Desviaciones Permisibles en las Formas de Onda de Tensión y Corriente en el Suministro y Consumo de Energía Eléctrica*”, CFE México, Enero 2005.
- [61] S. Acevedo, A. Llamas, J. Báez, J. de los Reyes, “*Corrección de factor de potencia usando filtros resintonizados*”, RVP/AI- 99, IEEE México, Acapulco, Gro., Julio de 1999.
- [62] CFE-UIE, “*Análisis para determinar el impacto de un horno de arco de 600 kW*”, Oficio 213-UIE-CRA-061106, México, 2006.
- [63] S.R. Mendis, D.A. Gonzalez, “*Harmonic and transient overvoltage analyses in arc furnace power systems*”, IEEE Transactions on industry applications, Vol. 28, No. 2 March/April 1992.
- [64] D.A. Paice “*Power electronics converter harmonics: multipulse methods for clean power*”, Edit. IEEE Press, 1ra. Edition, 1991.
- [65] J. G. Moreno Olmos, R. Alcántara, V. Mendoza, E. Aguirre, “*Método basado en microcontrolador para producir señales trifásicas con modulación PWM senoidal (SPWM)*”, RVP/AI- 2001-EP-06, pp. 349-355, IEEE México, Acapulco, Gro., 8 al 14 de Julio del 2001.

- [66] J. G. Moreno Olmos, J. López, “Análisis armónico de la red eléctrica de la zona Torreón-Gómez Palacio, Coahuila. Por la incorporación del banco de capacitores de 30 MVAR, en 115 kV de la S. E. Torreón Sur”, 6to. Congreso Nacional de Ing. Electromecánica y de Sistemas, ELE9, pp. 44-48, SEPI-ESIME/IPN, Noviembre 27 al 30 del 2001, México, D.F.
- [67] J. G. Moreno Olmos, S. Hernández, A. Herrera, C. Rivera; “Análisis de la Distorsión Armónica en el Suministro Eléctrico del Edificio “T” de la Universidad Autónoma Metropolitana Unidad Azcapotzalco”, RVP/AI- 2003-AI-23, IEEE México, Acapulco, Gro., 6 al 12 de Julio del 2003.
- [68] J. G. Moreno Olmos, G. Enríquez Harper, “Afectación en la Calidad de la Energía Suministrada en Sistemas Industriales, debido a la Presencia de Distorsión Armónica. Normativa y Mitigación”. 4to. Congreso Bienal de CIGRÉ-México y Exposición Industrial, del 22-24 junio del 2005, LAPEM, Irapuato, Gto., México.
- [69] IEC 555-1 “Disturbances in supply systems caused by household appliances and similar electrical equipment” Part 1: Definitions” IEC Technical Committee No. 77, Geneva, CH, 1982.
- [70] J.D. Becerra, G. Enríquez Harper, “Análisis del parpadeo (efecto flicker) en usuarios industriales de sistemas de distribución eléctrica”, RVP-AI/2004-DIS-08, 11 al 17 de julio, Acapulco Gro., México.
- [71] G. Enríquez Harper, “La calidad de la energía en los sistemas eléctricos”, Ed. Limusa-Noriega, 1ra. edición, México 2006.
- [72] R. Wierda, “Flicker o parpadeo de las fuentes luminosas”, Reproducción del Cuaderno técnico no. 176 de Schneider Electric, Barcelona, Septiembre 2001, España.
- [73] Secretaría de Energía (SENER), “Reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica”, Diario Oficial de la Federación, 27 de Mayo 1994, México.
- [74] CFE, “Procedimiento para determinar y evaluar los compromisos de calidad de suministro” Subdirección de Distribución, Enero 2001, México.
- [75] J. Schlabbach, D. Blume, T. Stephanblome, “Voltage Quality in Electrical Power Systems”, IEE Power & Energy Series 36, England 2001.
- [76] Página de Internet: www.dranetz-bmi.com
- [77] IEC 868-0, “Evaluation of flicker severity”, IEC Technical Committee No. 77, Geneva, CH, 1991.
- [78] IEC 61000-3-7, “Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems” Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 7, First edition, Geneva, CH, 1996.
- [79] G.F. Reed, J.E. Greaf, T. Matsumoto, Y. Yonehata & others, “Application of 5 MVA , 4,16 kV D_STATCOM system for voltage flicker compensation at Seattle iron & metals”, IEEE 2000.