



**Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**

**ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS LÍNEAS
GUADALUPE II DE 69 kV**

José Estuardo Morales López

Asesorado por: Ing. Oscar Enrique Arriaga López

Guatemala, septiembre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS LÍNEAS
GUADALUPE II DE 69 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE
LA FACULTAD DE INGENIERÍA POR**

JOSÉ ESTUARDO MORALES LÓPEZ

ASESORADO POR: ING. OSCAR ENRIQUE ARRIAGA LÓPEZ

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

Guatemala, septiembre de 2005

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA EN LAS LÍNEAS
GUADALUPE II DE 69 kV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica con fecha 1 de octubre de 2003 No. EIME.156.2003.

José Estuardo Morales López

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Jose Guillermo Bedolla Barrios
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernandez
EXAMINADOR	Ing. Pablo Rodolfo Zúñiga Ramirez
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS Y LA VIRGEN MARÍA	Por guiarme en mi camino.
MIS PADRES	Oliverio Morales. Elsita de Morales. Por su amor, apoyo y comprensión.
MIS HERMANOS	Raul y Dany Por su apoyo y ejemplo.
MI NOVIA	Sandy Alonzo. Por su alegría que irradia mi vida.
MIS AMIGOS	Por su fiel compañía en el caminar de esta vida.
MI ASESOR	Ing. Oscar Arriaga Por su paciencia y apoyo para la finalización de este trabajo.
CUCV	Por brindarme un hogar en mi vida de estudiante universitario.
PADRE ALBERTO	Por su apoyo y guía al estar fuera de casa.

AGRADECIMIENTOS A:

ETCEE - Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE - .
Principalmente, al Ing. Luis Gonzalez y al Ing. Sarvelio de León.

El departamento de normas de la CNEE - Comisión Nacional de Energía
Eléctrica - .

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SIMBOLOS	IX
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1 CALIDAD DE ENERGÍA, TÉRMINOS Y DEFINICIONES

1.1 Definición	1
1.1.1 Necesidad de Calidad de Energía	1
1.1.2 Cargas sensibles	3
1.1.3 Cargas no lineales.....	7
1.1.4 Sistemas de potencia interconectados	9
1.1.5 Organizaciones desarrolladoras e investigadoras	10
1.1.6 Organizaciones y estándares	11
1.1.7 Fabricantes de equipos	13
1.1.8 El costo de la Calidad de Energía	14
1.2 Diferentes problemas de Calidad de Energía	16
1.3 Transientes	18
1.4 Variaciones de Tensión de Corta Duración	20
1.4.1 Interrupción.....	20
1.4.2 Sags.....	22
1.4.3 Swells	24
1.5 Variaciones de Tensión de Larga Duración	26
1.5.1 Interrupción Sostenida.....	26

1.5.2	Baja Tensión	26
1.5.3	Sobre Tensión.....	27
1.6	Desbalance de Tensión.....	28
1.7	Distorsión de la Forma de Onda	29
1.7.1	DC offset.....	30
1.7.2	Armónicas	30
1.7.3	Interarmónicas	40
1.7.4	Notching	40
1.7.5	Ruido Eléctrico.....	42
1.8	Fluctuaciones de Voltaje (Flicker).....	43
1.9	Variaciones del Factor de Potencia	45

2 NORMAS NACIONALES SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA

2.1	Calidad del Producto por parte del transportista	62
2.1.1	Regulación de Tensión.....	62
2.1.2	Distorsión Armónica de la Tensión.....	64
2.1.3	Flicker en la Tensión.....	67
2.2	Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto	68
2.2.1	Desbalance de Corriente	68
2.2.2	Distorsión Armónica de la Corriente de Carga	69
2.2.3	Flicker de los Participantes	72
2.2.4	Factor de Potencia	74
2.3	Resoluciones emitidas por la Comisión Nacional sobre el tema de Calidad de Energía	75

3 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA LÍNEA GUADALUPE II DE LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

3.1	Calidad del Producto por parte del transportista	79
3.1.1	Regulación de Tensión.....	79

3.1.2	Distorsión Armónica de la Tensión	83
3.1.3	Flicker en la Tensión.....	87
3.2	Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto.....	90
3.2.1	Desbalance de Corriente.....	90
3.2.2	Distorsión Armónica de la Corriente de Carga	92
3.2.3	Flicker de los Participantes	97
3.2.4	Factor de Potencia	98
4	PROPUESTAS DE SOLUCIÓN A PARÁMETROS CON BAJO NIVEL DE CALIDAD EN LA LÍNEA GUADALUPE II DE LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR	
4.1	Distorsión Armónica de la Tensión.....	101
4.2	Distorsión de Flicker en la Tensión.....	118
4.3	Distorsión de Flicker generada por el Usuario.....	122
	CONCLUSIONES.....	124
	RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFÍA.....	127

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Creciente densidad de los circuitos integrados	3
2	Curva CBMA	5
3	Curva ITIC	6
4	Creciente costo por disturbios de calidad de energía	15
5	Onda de rayo o frente rápido y onda de maniobra	18
6	Transiente oscilatorio.....	19
7	Interrupción momentánea	21
8	Onda senoidal	23
9	Sag de voltaje.....	24
10	<i>Swell</i> de voltaje	25
11	Caída de voltaje versus tiempo	27
12	Sobre voltaje versus tiempo	28
13	Arquitectura de una onda senoidal estándar	31
14	Onda senoidal distorsionada por armónicas.....	31
15	Circuito paralelo resonante	39
16	<i>Notching</i> en el voltaje	41
17	Ruido eléctrico	42
18	Fluctuaciones de voltaje	44
19	Diferencia de fase entre la corriente y el voltaje	45
20	Triángulo de Potencia	46
21	Capacitores y factor de potencia	49

22	Verdadero factor de potencia	50
23	Cableado y aterrizaje	53
24	Relación de disturbio y curva CBEMA	56
25	Voltajes en cada una de las fases	80
26	Muestra de mediciones de distorsión armónica de voltaje	84
27	Muestra de mediciones de flicker en la tensión de cada una de las fases	87
28	Muestra de mediciones de corriente de cada una de las fases	90
29	Muestra de las mediciones de distorsión armónica de la corriente de carga.....	94
30	Muestra de las mediciones del factor de potencia	99
31	Comportamiento de la armónica de orden 5 en el período de medición..	103
32	Barras de 69kV de la Subestación Guatemala Sur	105
33	Tipos de filtros más comunes.....	107
34	Filtro en derivación.....	107
35	Filtro de doble sintonía	109
36	Filtro paso altas	109
37	Aplicación de un filtro para 5ª armónica a un bus de la planta	111
38	Comportamiento del índice de flicker en el período de medición.....	119

TABLAS

I	Organizaciones que publican estándares de Calidad de Energía	13
II	Efectos de las armónicas en los equipos	34
III	Sumario de problemas de calidad de energía	55

IV	Categorías de los fenómenos que intervienen en la calidad de la potencia.....	57
V	Tolerancia admisible del índice de regulación de tensión	63
VI	Tolerancias para la distorsión armónica de la tensión.....	65
VII	Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga.....	71
VIII	Tolerancias para el flicker generado por el Usuario	80
IX	Resultados del parámetro regulación de tensión	82
X	Resultados del parámetro distorsión armónica de la tensión.....	86
XI	Resultados del parámetro distorsión de flicker en la tensión.....	89
XII	Resultados del parámetro desbalance de corriente	92
XIII	Resultados del parámetro distorsión armónica de la corriente de carga	96
XIV	Resultados del parámetro distorsión de flicker de los Participantes.....	98
XV	Resultados del parámetro factor de potencia	100

LISTA DE SÍMBOLOS

?DIP(%)	Porcentaje de desbalance de corriente por parte del Participante.
μ s	Micro segundos.
AC	Corriente Alterna.
Amp	Amperios.
C	Capacitancia en farads.
DC	Corriente Continua.
f	Frecuencia en ciclos por segundo.
Hz	Hertz.
I	Corriente.
I1	Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental de 60 hertz.
Ia	Corriente en la fase a registrada en el intervalo de medicion k.
Ib	Corriente en la fase b registrada en el intervalo de medición k.
Ic	Corriente en la fase c registrada en el intervalo de medicion k.
I _h	Valor rms de la corriente de carga del orden armónico h.
I _i	Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i.
IL	Valor rms de la máxima corriente de demanda de carga.

Imp	Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases, registrada en el intervalo de medición k.
k	Intervalo de medición.
KHz	Kilo hertz.
kV	Abreviatura de kilovoltios.
kVA	Abreviatura de kilovoltios–amperios.
kVAR	Abreviatura de kilovoltios–amperios reactivos.
kW	Abreviatura de kilovatios.
L	Inductancia en henrios.
MHz	Mega hertz.
min	Minuto.
ms	Mili segundos.
NC	Número de ciclos.
ns	Nano segundos.
Pst	Unidad con que se mide el flicker.
R	Resistencia.
seg	Segundos.
T	Tiempo en segundos.
V	Voltaje.
V1	Componente de tensión de la frecuencia fundamental de 60 hertz.
V _h	Valor armónico h de voltaje
V _i	Componente de tensión de la armónica de orden i
V _n	Voltaje nominal
X _C	Reactancia capacitiva
X _L	Reactancia inductiva
Z	Impedancia
Z _T	Impedancia total

? Desplazamiento angular en grados
p Valor pi igual a 3.1416

GLOSARIO

AMM	Administrador del mercado mayorista .
ANSI	Organismo normalizador en Estados Unidos, por sus siglas en ingles <i>American National Standard Institute</i> .
Armónica	Componente de orden más grande de uno, de la serie de Fourier de una onda periódica.
CBEMA	Asociación de fabricantes de computadoras y equipos para negocios, por sus siglas en ingles <i>Computer and Business Equipment Manufacturers Association</i> .
CNEE	Comisión nacional de energía eléctrica.
Comercializador	Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
DAII	Distorsión armónica individual de corriente.
DAIT	Distorsión armónica individual de tensión.
DATI	Distorsión armónica total de corriente.
DATT	Distorsión armónica total de tensión.
Distorsión	Es la corrupción que sufren las señales sinusoidales en presencia de dispositivos no lineales.
Distribuidor	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
DVR	Equipo de potencia cuya función es la de restaurar el voltaje automáticamente. Por sus siglas en ingles <i>Dinamic voltaje restorers</i> .

Electrónica de potencia	La electrónica de potencia engloba las aplicaciones de elementos electrónicos y componentes asociados a la conversión, control y acondicionamiento de la energía.
EMI	Interferencia electromagnética. Por sus siglas en ingles, <i>Electromagnetic Interference</i> .
EPRI	Organismo dedicado a la investigación de problemas eléctricos en Estados Unidos. Por sus siglas en ingles <i>Electric Power Research Institute</i> .
Factor cresta	Es la relación entre el valor pico de una señal determinada a su valor RMS o eficaz.
Filtros armónicos	Distintas configuraciones de inductores y capacitores cuyo punto de resonancia se ubica cerca de las armónicas presentes para limitar la distorsión armónica.
Frecuencia fundamental	Es la componente de orden 1 de la serie de Fourier de una onda periódica. Para la mayor parte de normas, la frecuencia fundamental es la frecuencia del sistema de potencia (50/60Hz).
Generador	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.
Gran Usuario	Es aquel cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW).
Hash	Se refiere a ruido eléctrico en un lenguaje menos correcto.
IEC	Entidad normalizadora internacional. Por sus siglas en ingles, <i>International Electrotechnical Commission</i> .

IEEE	Entidad normalizadora en Estados Unidos. Por sus siglas en ingles, <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.</i>
mips	Millones de instrucciones por segundo.
MM	Mercado Mayorista.
NEC	Entidad normalizadora en Estados Unidos. Por sus siglas en ingles, <i>National Electrical Code Standards.</i>
NTCSTS	Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones.
NTSD	Normas Técnicas del servicio de distribución.
P.U.	Valor por unidad de voltaje, corriente o impedancia de un circuito que se expresan en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de tales magnitudes.
Parámetro	Hace referencia a los distintos problemas de calidad de energía.
Participante	Conjunto de agentes del MM más el conjunto de empresas que sin tener esta última condición, realizan transacciones económicas en el MM, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujeto a regulación de precios.
PCC	Punto común de conexión.
Registros	Se refiere a las mediciones realizadas en un instante dado, cuando se ha cumplido el intervalo de medición k.
SIGNATURA	Forma de onda que dibuja un disturbio eléctrico.
Spikes	Transientes en un lenguaje menos correcto.
SVC	Equipo de potencia destinado a la compensación de potencia reactiva. Por sus siglas en ingles <i>Static Var Compensator.</i>
TDD	Distorsión de demanda total. Por sus siglas en ingles <i>Total Demand Distortion.</i> Límite de la distorsión armónica global expresado en % de la corriente de demanda máxima.

THD	Distorsión armónica total. Por sus siglas en ingles <i>Total Harmonic Distortion</i> . Valor de mérito para cuantificar la distorsión de una onda contaminada con armónicas y es la relación del valor RMS del contenido armónico al valor RMS de la señal completa.
Transportista	Es la persona, individual o jurídica poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
TSC	Equipo de potencia destinado a la compensación de potencia reactiva. Por sus siglas en ingles, <i>Thyristor-switched capacitor</i> .
UPS	Equipo eléctrico utilizado para mantener un suministro de potencia sin interrupciones. Por sus siglas en ingles, <i>Battery-operated Uninterruptible Power Supplies</i> .
Usuario	Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
Valor RMS	Valor eficaz de una señal, dada por la raíz cuadrada del valor medio del cuadrado de los valores de la función tomado a lo largo de un período. Por sus siglas en ingles <i>Root Mean Square</i> .

RESUMEN

Se desarrolla en este trabajo de graduación, como punto fundamental, una auditoria eléctrica de Calidad de Energía sobre una de las líneas Guadalupe II de la ciudad de Guatemala. Las mediciones que corresponden a este estudio fueron realizadas en la subestación Guatemala Sur y fueron analizadas con base a las normas establecidas para el Sistema Eléctrico Nacional por la CNEE.

Para la evaluación de los diferentes parámetros de Calidad de energía, se presentan, en este documento, los principales artículos de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución "NTSD" Y las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones "NTCSTS", así como su correspondiente interpretación para que, el lector interesado en el tema, tenga referencia al momento de hacer un estudio de este tipo.

Se incluye, además, en este documento, un resumen de los principales "males" que aquejan la "salud" de la onda sinusoidal de 60 Hertz con base a estándares internacionales: IEEE, IEC, y otros.

OBJETIVOS

➤ **General**

Realizar un estudio de Calidad de Energía en una de las líneas Guadalupe II de 69kV de la ciudad de Guatemala con base a las normas técnicas nacionales.

➤ **Específicos**

- 1 Elaborar un documento conceptual de referencia para el estudio del tema Calidad de Energía.
- 2 Desarrollar un método para el procesamiento de los miles de datos, resultado de las mediciones de los índices de Calidad de Energía.
- 3 Identificar y plantear soluciones para aquellos parámetros que resultaran en una pobre Calidad de Energía.

INTRODUCCIÓN

Los disturbios eléctricos son perturbaciones que se pueden presentar en cualquier sistema eléctrico, tanto en magnitud y frecuencia que difieren a los valores fundamentales. Estas perturbaciones se manifiestan como: sobrevoltajes, bajos voltajes, impulsos transitorios, distorsión, ruido, etc.

Los disturbios tienen dos tipos de orígenes, los externos y los internos al sistema Eléctrico. Los disturbios de origen externo son los producidos por las descargas atmosféricas en las líneas eléctricas y contactos incidentales entre dos líneas, principalmente. Los de origen interno son producidos por la operación de dispositivos de desconexión, conmutación electrónica, arranque de motores, entre otros.

Dependiendo del tipo de disturbio, de su magnitud y su duración, es como se puede manifestar en menor o mayor grado en el desempeño de los equipos eléctricos.

En los últimos años, el término Calidad de Energía ha tenido un considerable realce conforme los requerimientos de los equipos de una mejor energía. A diferencia del pasado, los nuevos equipos representan cargas mas sensibles y vulnerables a problemas de Calidad de Energía, paradójicamente muchos de estos disturbios son producidos por nuevas tecnologías electrónicas para el control de la potencia.

En este documento, se lleva a cabo un análisis de la Calidad de Energía en las líneas Guadalupe II de 69 kV. Las mediciones eléctricas que sirvieron de muestra para el análisis fueron tomadas en la línea Guadalupe II, de la subestación Guatemala Sur.

Es importante mencionar que en distintos tramos, las líneas pueden presentar diferentes niveles de Calidad de Energía, conforme sus valores de voltaje, corriente y carga varían. Sin embargo, en este documento no se persigue analizar la Calidad de Energía en todos los puntos de las líneas Guadalupe II, sino, mas bien, presentar en una forma didáctica al lector interesado un método de cómo puede realizarse una auditoria de este tipo en base a las normas nacionales vigentes.

El primer capítulo del presente trabajo introduce los fundamentos para la comprensión y análisis de los disturbios de Calidad de Energía. Este incluye una breve descripción de las principales perturbaciones identificadas, por reconocidas entidades, como lo son: el IEEE y la IEC.

El segundo capítulo trata acerca de las normas nacionales que rigen este tema, se presentan, aquí, los principales artículos de las normas técnicas del servicio de distribución "NTSD" y las normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones "NTCSTS", así como breves explicaciones de las mismas.

En el tercer capítulo se presentan los resultados de cada uno de los parámetros estudiados y la forma en que fueron analizados. Como parte de este capítulo se encuentran los programas en Visual Basic y tablas en Excel para el procesamiento de los 271,275 datos obtenidos de las mediciones, los cuales pueden ser consultados en el CD adjunto a este documento.

En el capítulo cuatro se identifican, claramente, aquellos parámetros que resultaron en una pobre Calidad de Energía al no contar con los requerimientos establecidos por las normas nacionales, así como una propuesta de solución para mejorarlos.

1 CALIDAD DE ENERGÍA, TÉRMINOS Y DEFINICIONES

1.1 Definición.

Roger Dugan, Mark McGranaghan y Wayne Beaty en *Electrical Power System Quality*, definen un problema de Calidad de Energía como “Cualquier problema manifestado en voltaje, corriente o desviación de la frecuencia, que resulta en una falla o mala operación del equipo de la empresa suministradora de electricidad o del consumidor final”.

Economistas y comercializadores de energía ven a la energía como a un producto y a la Calidad de Energía como una medida de la calidad de dicho producto. La definición de Calidad de Energía cada vez viene a ser más necesaria cuando la industria eléctrica es reestructurada y liberalizada. Caso bien específico en Guatemala.

1.1.1 Necesidad de Calidad de Energía

Históricamente, Calidad de Energía y fiabilidad fueron sinónimos. En los primeros días del desarrollo de los sistemas de potencia, los ingenieros eléctricos estaban principalmente enfocados a “Mantener la luz encendida”. Ellos diseñaron los sistemas de potencia para resistir cortes de carga o generación usando supresores de rayos, seccionadores e interruptores de desconexión. La principal preocupación, se centraba en prevenir que la frecuencia del sistema tuviera desviaciones fuera de los 60 Hz.

Los ingenieros eléctricos han estado siempre preocupados sobre la posibilidad de un corte de una línea de transmisión o subestación que puedan causar un efecto en cascada que provoque que varias partes del sistema o este completo caiga como dominó. En este campo se han hecho grandes esfuerzos analizando debilidades de los sistemas usando sistemas de computación de alta velocidad para llevar a cabo estudios de flujo de potencia en estado estable y transitorio. Aún con todos esos esfuerzos, grandes apagones han ocurrido recientemente en varias partes del mundo. Por ejemplo, en 1997, la costa este de los Estados Unidos, experimentó el mayor apagón causado por un árbol en una línea de 500 kV. Aún más recientemente, un gran corte ocurrió en Canadá y el noreste de los Estados Unidos debido al extenso frío del clima y el congelamiento de las líneas de potencia.

Todos estos son ejemplos de la necesidad de potencia fiable. Sin embargo, los *Brownouts* (una extensa reducción en el voltaje de más del 10%) y *Blackouts* (total pérdida de potencia eléctrica por más de un minuto), representan tan solo el 4.7% del total de distorsiones que pueden ocurrir en un sistema de potencia.

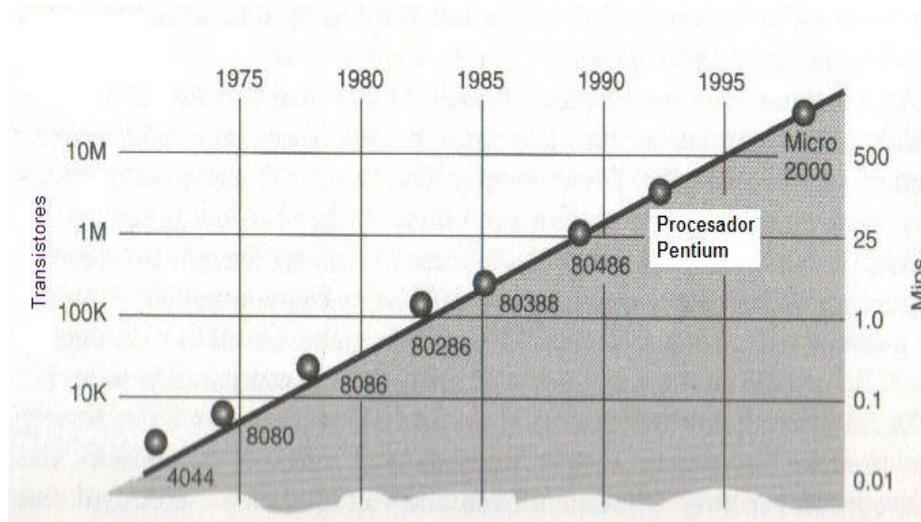
El énfasis ha cambiado en lo concerniente a fiabilidad mantenido hasta los 80's, a lo que se conoce ahora como Calidad de Energía. El motivo principal se debe al incremento desde esa fecha, al uso de computadoras y microprocesadores los cuales representan cargas más sensibles a las desviaciones de los parámetros de Calidad de Energía.

1.1.2 Cargas Sensibles

Las computadoras y microprocesadores han invadido nuestras casas, oficinas, hospitales, bancos, aeropuertos, y fábricas. Es difícil imaginar en estos días que una industria no sea impactada por computadoras y microprocesadores. Los microprocesadores han venido a ser parte de los juguetes de hoy y de muchos de los aparatos de nuestras casas.

El cerebro de todas las computadoras son circuitos integrados "IC" chips. Ellos son la fuente de esta sensibilidad, la cual ha crecido en los últimos 25 años tanto como el número de transistores que han sido puestos en los microchips. El número de transistores en un Chip ha crecido significativamente; de dos transistores en el primer microchip inventado en 1958 a 7.5 millones en el microchip Pentium II de Intel en 1995 como lo ilustra la figura 1 (mips se refiere a millones de instrucciones por segundo).

Figura 1 . Creciente densidad de los circuitos integrados



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 8.

En realidad, la industria de computadoras ha observado que cada nuevo chip contiene aproximadamente el doble de la capacidad de su predecesor y cada chip es sacado al mercado dentro de 18 a 24 meses del anterior.

Debido a que los fabricantes de chips han buscado incrementar la densidad de componentes eléctricos en un chip, los chips han venido a ser aún más sensibles a los cambios en la energía suministrada. La densidad de estos componentes en un espacio muy pequeño hace que las computadoras tengan una baja tolerancia a las desviaciones de voltaje. Estos son propensos al flujo de corriente de un conductor a otro si el aislamiento está dañado. Los chips van a tender a tener mayores problemas en el aislamiento debido al calor, mientras más componentes sean apilados dentro de los IC.

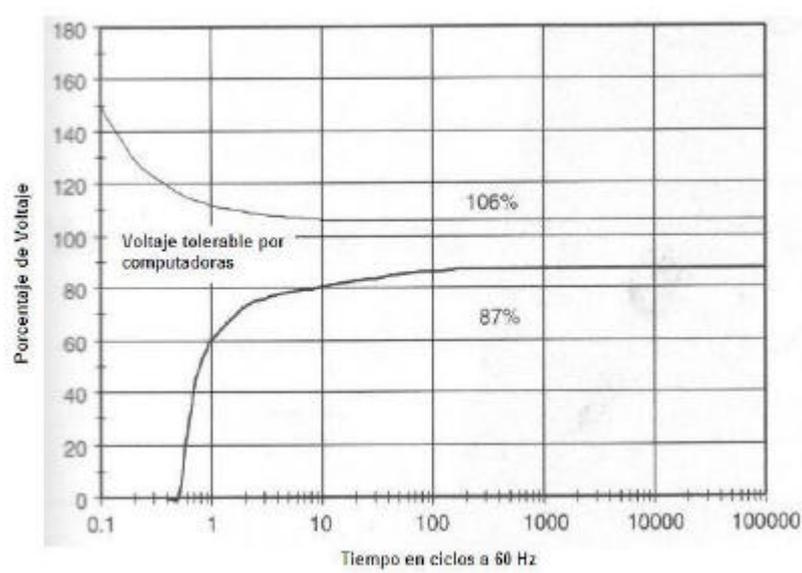
En adición, las computadoras utilizan voltajes On y Off para guardar y manipular datos en el microprocesador. Cualquier desviación en el voltaje del cual está especificado, puede provocar que los datos sean corruptos o borrados. Esto es lo que a menudo causa que las computadoras se congelen. Estas perturbaciones no sólo afectan nuestras computadoras, sino también cualquier industria u oficina que use microprocesadores. Están incluidos aquí aparatos controlados electrónicamente, como lo son variadores de velocidad, escáneres, cajas registradoras, faxes, fotocopiadoras, equipos de telecomunicación, y equipo médico.

La Calidad de Energía probablemente no se ha deteriorado a través del tiempo, pero los requerimientos de los equipos de una mejor Calidad de Energía, se han incrementado.

Aunque la mayoría del equipo ha venido a ser más sensible, algunos electricistas muestran poco interés sobre el tema Calidad de Energía. A menudo ellos solamente se interesan en la seguridad por lo que les interesa el cableado y aterrizaje del equipo, y la relación que esto guarda con los estándares NEC (Nacional Electrical Code Standards). Los estándares NEC negocian con la seguridad personal y la protección al fuego y no con la fiabilidad o la certeza de que los microprocesadores sean alimentados con voltajes On y Off de 0.5 a 1 V.

La asociación de fabricantes de computadoras y equipos de negocios CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*), reconoció este problema. Ellos decidieron comunicar a los proveedores de electricidad el tipo de variaciones de voltaje que los microprocesadores sensibles no podían tolerar. La asociación, desarrollo la curva CBEMA.

Figura 2. Curva CBEMA

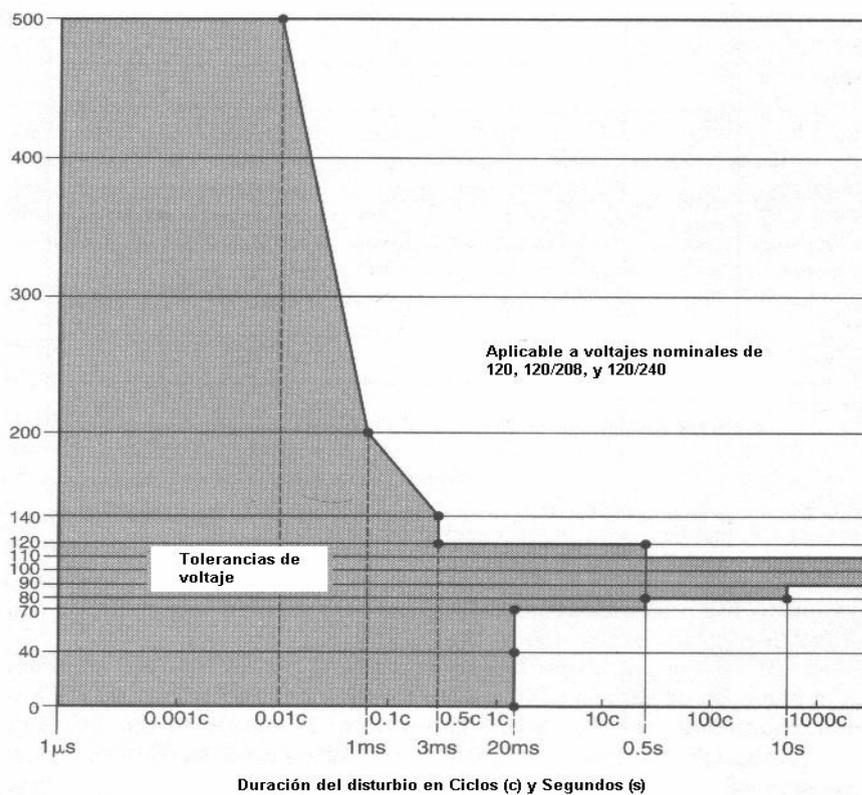


Fuente: Roger Dugan. **Electrical power systems quality**, 41.

El Departamento de Comercio de los Estados Unidos, comunicó en 1983 la publicación 94 de la FIPS (*Federal Information Processing Standards*), conteniendo la curva CBEMA. La curva CBEMA (figura 2) muestra los límites de susceptibilidad para equipos de computación.

La ITIC (Information Technology Industry Council) reemplazó la CBEMA. La ITIC ha creado su propia curva que ilustra la tolerancia a variaciones de voltaje de microprocesadores. La figura 3 muestra la nueva curva ITIC.

Figura 3. Curva ITIC



Fuente: Roger Dugan. **Electrical power systems quality**, 42.

Mientras las industrias de computadoras y electricidad están tratando de responder al crecimiento en sensibilidad de los microprocesadores a las variaciones de voltaje, ellos se enfrentan a un nuevo problema: los clientes de las empresas eléctricas, o sea los consumidores finales están utilizando aparatos y equipos que provocan por ellos mismos problemas de Calidad de Energía. Por ejemplo, cada vez más clientes de electricidad usan equipos que representan cargas no lineales.

1.1.3 Cargas no lineales

En la pasada década, clientes industriales de electricidad han comprado e instalado la última tecnología para ahorrar energía en sus fábricas. En los Estados Unidos, las empresas eléctricas, el estado y las agencias de gobiernos federales, han proveído de incentivos financieros para fomentar el uso de aparatos ahorradores de energía, como lo son "*Adjustable-Speed Drives*" o variadores de frecuencia. Los variadores de frecuencia han venido a ser una de las más populares tecnologías para el ahorro de energía en fábricas e industrias. Estos aparatos usan lo último en controles electrónicos para manejar la velocidad de los motores e igualar los requerimientos de la carga. De cualquier modo estos aparatos han venido a ser fuente de problemas, disparándose inadvertidamente, provocando sobrecalentamiento y disparo a transformadores cercanos, etc. Los variadores de frecuencia así como los balastos electrónicos para lámparas fluorescentes y máquinas de soldar entre otros, han venido a ser fuente de pobre Calidad de Energía al producir cargas no lineales.

Las cargas no lineales son cualquier componente de equipo que aumenta o disminuye su consumo de electricidad a través del tiempo en un modo no lineal.

Con cargas no lineales la corriente y el voltaje no se siguen uno al otro linealmente. En el artículo 100 del NEC, una carga no lineal es definida como “*A load where the waveshape of the steady state current does not follow the waveshape of the applied voltaje*”, o sea, cualquier carga donde la forma de onda de la corriente en estado estable, no sigue la forma de onda del voltaje aplicado. Esto usualmente ocurre cuando la carga no es una resistencia, capacitancia o inductancia pura, sino que contiene componentes electrónicos para controlar el funcionamiento del equipo para igualar los requerimientos de la carga. A menudo la no linealidad de la carga resulta en la generación de armónicas que provocan sobrecalentamiento del equipo eléctrico.

Los programas para mejorar la eficiencia de producción han resultado en el uso de equipo no lineal como lo son variadores de velocidad, calentadores por inducción, hornos de haz de electrones, convertidores estáticos de potencia, capacitores para el mejoramiento del factor de potencia, etc. Estos aparatos a menudo generan o amplifican corrientes armónicas existentes que distorsionan la onda de voltaje. Adicionalmente, el uso de hornos de arco eléctrico producen flickers, y una gran corriente de arranque tan grande como 6 veces la corriente normal para el arranque de un motor de gran caballaje provoca caída en el voltaje.

Todos estos tipos de cargas provocan distorsiones que pueden ser transmitidas al sistema y, de este sistema a otros consumidores finales cercanos. Las compañías suministradoras de electricidad no pueden permitir que tales problemas continúen. Estos problemas afectan a las compañías suplidoras del servicio eléctrico y a sus clientes. Las compañías suministradoras eléctricas necesitan identificar a los clientes que provocan un problema de Calidad de Energía y exigirles a ellos la reparación de esto.

Vendedores y clientes de electricidad necesitan tener procedimientos que prevengan situaciones de conflicto debido a problemas de Calidad de Energía, es por ello que cada día se hace más necesario la estipulación de contratos sobre este tema entre las partes.

La necesidad de Calidad de Energía ha venido a complicarse más aún con el crecimiento de las interconexiones.

1.1.4 Sistemas de Potencia Interconectados

Los sistemas eléctricos han optado por interconectarse con otros sistemas con el fin de hallar ventajas en el comercio de la potencia, así como volver más fiables los sistemas y poder alimentar crecientes cargas. A esta situación el sistema eléctrico nacional no ha quedado al margen, manteniéndose interconectado actualmente con el resto de Centro América y en un futuro no lejano con el sur de México.

Las crecientes interconexiones de los sistemas de potencia a menudo, resultan en problemas de Calidad de Energía de una empresa eléctrica o consumidor final a otra empresa eléctrica o consumidor final. Las interconexiones han venido a hacer más difícil la identificación y separación de las causas de los problemas. Por ejemplo, un consumidor final puede provocar problemas de Calidad de Energía y transmitir el problema al sistema eléctrico; este, entonces, transmite el problema a otro sistema, el cual, a su vez va a entregar energía con baja calidad a otro consumidor final. Armónicos y flickers son buenos ejemplos de problemas de Calidad de Energía que son transferidos de un sistema eléctrico a otro a través de un sistema interconectado de potencia.

En el pasado, en muchas partes del mundo, una compañía eléctrica era quien proveía servicios de generación, transmisión y distribución a sus clientes. Este sistema es llamado servicio completo, compañía vertical integrada. Una compañía no proveerá mas todos estos servicios una vez la industria de las compañías eléctricas esté desregulada y reestructurada. Diferentes compañías suplirán servicios de generación transmisión y distribución. Ante esa situación, Guatemala no ha quedado al margen después de la aprobación de la Ley General de Electricidad con el decreto No. 93-96, en donde el sector eléctrico queda liberado. Lo anterior puede verse en el primer y tercer considerandos de este decreto, en donde se lee: “La deficiencia de dicho sector (refiriéndose al sector eléctrico), es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía mediante la **liberación del sector**”, así también: “Es urgente **descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica** para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República.”

Lo dicho, pues, nos da una idea de la situación organizacional de la electricidad a nivel mundial, y nos muestra el grado de desarrollo que tienen nuestras instituciones en este sector.

1.1.5 Organizaciones desarrolladoras e investigadoras

Las Universidades y la industria han contribuido en mayor o menor grado en investigación y desarrollo en aspectos de Calidad de Energía. EPRI “*Electric Power Research Institute*” ha sido uno de los mayores contribuyentes en investigación y desarrollo de este tema.

En los 70`s, la industria eléctrica en los Estados Unidos fundó EPRI como un ente no lucrativo, el cual ha estado a la vanguardia de la investigación para estudiar y resolver problemas de Calidad de Energía. EPRI ha desarrollado centros alrededor de los Estado Unidos para proveer información y entrenamiento en el uso de sus productos. EPRI ha desarrollado estudios de Calidad de Energía, libros guía, entrenamientos, hardware y software de diagnóstico, además ha ayudado a desarrollar estándares en conjunto con IEEE “*Institute of Electrical and Electronic Engineers*” y con IEC “*International Electrotechnical Comission*”.

1.1.6 Organizaciones y Estándares

Los estándares en el sector eléctrico, como en muchos otros campos, son necesarios ya que ofrecen una vía legal en la que todos los sectores involucrados pueden ponerse de acuerdo y resolver los problemas. De esta forma, el vendedor procurará mantener un nivel exigido en las normas y sancionar a un consumidor que este afectando la calidad de su sistema. El consumidor, por su parte, podrá exigir un nivel mínimo de calidad en el servicio. El fabricante de aparatos fabricará sus aparatos de tal forma que por lo menos soporten desviaciones permitidas por norma y, los fabricantes de equipos de mitigación o supresión de fenómenos de mala calidad, sabrán los límites mínimos que los equipos sensibles necesitan para operar.

El incremento en el uso de equipo electrónico sensible, el incremento en el uso de aparatos no lineales para mejorar la eficiencia de la energía, la liberación del sector eléctrico y, el complejo crecimiento de las interconexiones, contribuyen a la necesidad de estándares de Calidad de Energía.

Los estándares especifican límites al voltaje y a la corriente que equipo electrónico sensible puede tolerar a situaciones de disturbios eléctricos transitorios o de régimen permanente.

El propósito de los estándares de Calidad de Energía es el de proteger, al equipo del prestador del servicio eléctrico y al del consumidor final, de fallas o mala operación cuando el voltaje, corriente, o frecuencia se desvían del valor nominal. Los estándares proveen esta protección estableciendo límites medibles de desviación de lo ideal establecido.

Entre las organizaciones responsables del desarrollo de estándares de Calidad de Energía en los Estados Unidos podemos incluir las siguientes:

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
American National Standards Institute (ANSI)
National Institute of Standards and Technology (NIST)
National Fire Protection Association (NFPA)
National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
Electric Power Research Institute (EPRI)
Underwriters Laboratories (UL)

Fuera de los Estados Unidos, entre las organizaciones que desarrollan estándares sobre Calidad de Energía encontramos principalmente:

Internacional Electrotechnical Commission (IEC)
Estándares Franceses. Union Internationale d'Electrothermie (UIE)
Organización Europea de Estándares (CENELEC)

Adicionalmente a estas, se encuentran otras con un sin fin de variaciones o adaptaciones que las distintas regiones eléctricas han adaptado a sus necesidades y requerimientos.

De las anteriores y muchas otras organizaciones no descritas, podemos resaltar según el grado de importancia a nivel mundial a IEC y a IEEE. En la tabla I se proveen algunas direcciones de organizaciones que publican estándares de Calidad de Energía.

Tabla I. Organizaciones que publican estándares de Calidad de Energía

Organización	Dirección
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> e-mail : info@iec.ch
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> e-mail: s.tatiner@ieee.org
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> e-mail: ansionline@ansi.org
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> Web address: http://www.epri-peac.com
ITI (antes CBEMA)	<i>Information Technology Industry Council</i> Web address: www.itic.org
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i> Web address: www.nema.org
NIST	<i>National Institute of Standards and Technology</i> e-mail: ncsic@nist.gov
UL	<i>Underwriters Laboratories, Inc.</i> e-mail: northbrook@ul.com

Fuente: Elaboración propia.

1.1.7 Fabricantes de Equipos

Los fabricantes de equipos juegan un rol importante en el nivel de Calidad de Energía requerida por los consumidores finales, puesto que son estos los que determinan la sensibilidad o robustez del equipo a variaciones de la energía.

Quien adquiere un equipo necesita conocer la robustez del equipo eléctrico que desea comprar. Robustez describe a un equipo en su sensibilidad a variaciones de la energía. El equipo europeo tiende a ser más robusto que el equipo fabricado en los Estados Unidos, siendo esto especialmente cierto para las computadoras. Algunos fabricantes de equipos que generan armónicas, como lámparas fluorescentes y variadores de frecuencia, instalan filtros en sus equipos para evitar que las armónicas afecten a otros equipos en el sistema. Los compradores en nuestros días necesitan conocer las tolerancias del equipo que están comprando.

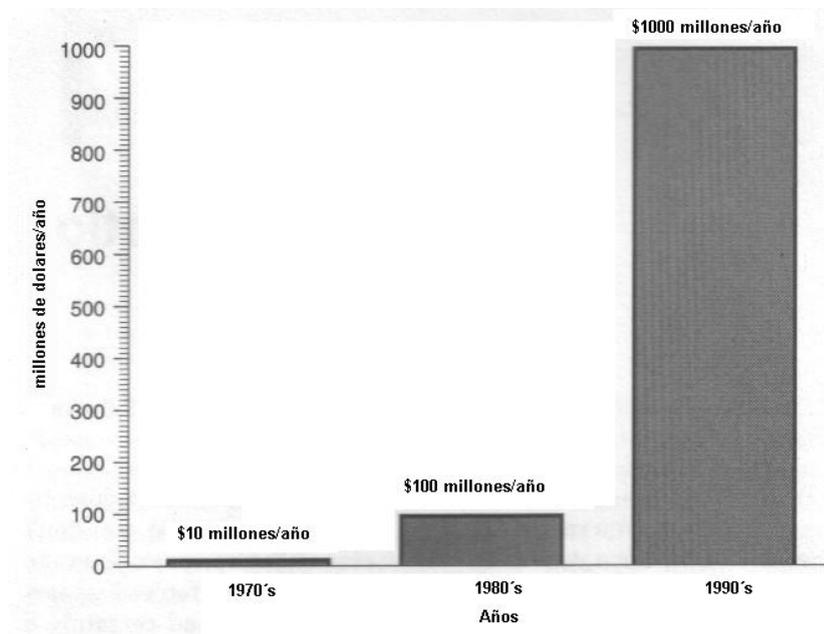
Cada día resulta más necesaria la labor de juristas en la especificación y realización de los contratos entre los diferentes participantes en transacciones de potencia. Estos contratos de Calidad de Energía ayudarán a los compradores, vendedores y, distribuidores de electricidad a penalizar a las personas responsables de perturbaciones en la energía.

1.1.8 El costo de la Calidad de la Energía

El común denominador de cualquier problema de Calidad de Energía, es el costo. El costo puede ser medido por la pérdida de producción, por potenciales consecuencias legales de no arreglar el problema de Calidad de Energía o por el precio de mitigar o prevenir el problema. En última instancia, la razón por la cual estamos interesados en la Calidad de Energía es económica. Este impacto económico es sufrido por las empresas suplidoras de energía, sus clientes, y fabricantes de equipos.

La Calidad de Energía puede tener un impacto directo en muchos consumidores industriales. Recientemente ha habido un gran énfasis en la revitalización de la industria con automatización y equipo más moderno, esto usualmente significa electrónicamente controlado, equipo energéticamente eficiente que es a menudo mucho más sensible a las desviaciones en el voltaje suplido que el equipo electromecánico anterior. Hay una gran cantidad de dinero asociado con los disturbios eléctricos, no es poco común encontrar recierres instantáneos de interruptores u operaciones con estos que resultan en pérdidas de producción de miles de dólares al parar una línea de producción que requiere de varias horas para arrancar. Además, existen innumerables pérdidas indirectas e intangibles asociadas con los diferentes tipos de problemas de Calidad de Energía.

Figura 4. Creciente costo por disturbios de calidad de energía



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 2.

Consecuentemente, el mercado en Estados Unidos de equipos y servicios de Calidad de Energía ha crecido exponencialmente. La figura 4 muestra como el costo de los disturbios de Calidad de Energía ha crecido en los últimos 30 años.

Los ingenieros eléctricos han estado siempre involucrados en la Calidad de Energía. Ellos negocian con esta a todos los niveles del sistema de potencia, desde los generadores, hasta el último consumidor de electricidad, involucrando además a los vendedores y fabricantes de equipos.

1.2 Diferentes clases de problemas de Calidad de Energía

La Calidad de energía ha sido categorizada como limpia o sucia. La energía limpia se refiere a la que tiene un voltaje y una corriente sinusoidal sin ninguna distorsión y que opera a la magnitud y frecuencia de diseño. La energía sucia describe a la que tiene un voltaje y corriente senoidal distorsionados o que opera fuera de los límites de diseño de voltaje, corriente y/o frecuencia.

Ciertos eventos de origen humano u otras causas naturales en el sistema de potencia provocan que la potencia limpia se convierta en sucia.

Para resolver problemas de Calidad de Energía se ha usado una técnica clásica. Primeramente se hacen preguntas y se colecta información sobre el problema antes de conducir un examen de calidad del servicio en el sitio. El examen en el sitio incluye una inspección visual y mediciones eléctricas del equipo afectado. Al colocar los instrumentos de medición se pretende colectar y grabar los disturbios que causan el mal funcionamiento del equipo para un posterior análisis.

A menudo se categorizan los disturbios por la “signatura” que estos dejan en los instrumentos de medida. Una signatura de potencia, se refiere a la forma de onda de la disturbancia. De la signatura de potencia, se puede determinar el tipo de problema de Calidad de Energía. Después de diagnosticado el tipo de problema, se pueden determinar las posibles fuentes e identificar las posibles soluciones las cuales tendrán que ser evaluadas económicamente para determinar la solución mas económicamente efectiva y recomendársela al cliente.

En IEEE *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* (IEEE Standard 1159-1995), se proveen definiciones oficiales de disturbios de Calidad de Energía.

La habilidad de definir y entender los varios tipos de problemas de Calidad de Energía, hace posible la prevención y resolución de estos. La signatura o característica de la disturbancia identifica el tipo de problema de Calidad de Energía y generalmente la naturaleza de la variación sobre la onda senoidal base de voltaje, corriente y/o frecuencia.

En lo que resta del presente capítulo, será necesario tener presente la siguiente conversión; para sistemas con frecuencias de 60Hz se dan 60 ciclos de onda por segundo, por lo que se pueden deducir las siguientes formulas:

$$NC = T * 60$$

$$T = NC / 60$$

Donde: NC = Número de ciclos y T = tiempo en segundos

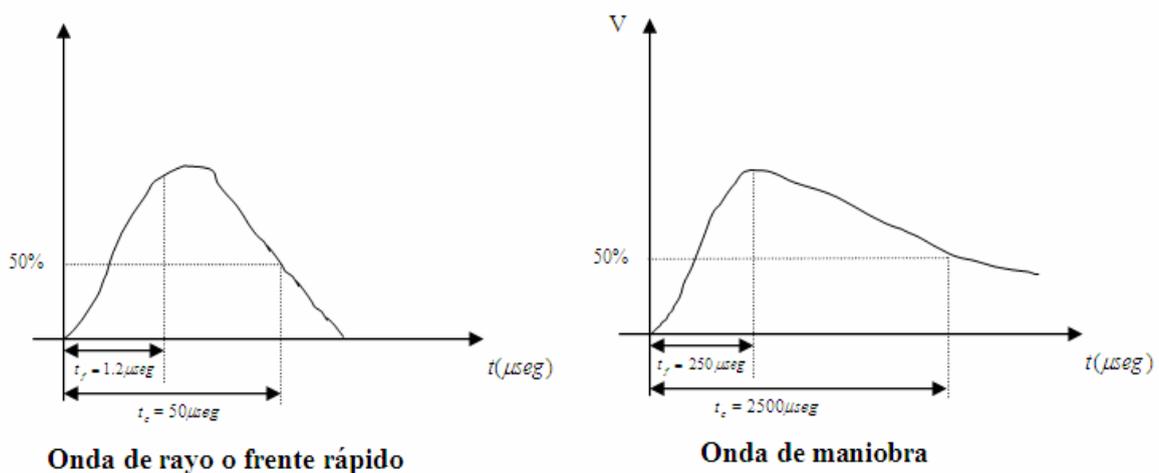
1.3 Transientes

Los transientes pueden destruir computadoras, chips, televisores, etc. Los transientes son a veces referidos como “Spikes” en un lenguaje técnico menos correcto. Un repentino crecimiento o decrecimiento en la corriente o voltaje los caracterizan. Estos a menudo se disipan rápidamente. Existen básicamente dos tipos de transientes: de impulso y oscilatorios.

El tiempo que les toma a los transientes de impulso subir al valor pico y caer a valores normales determina su identidad. Por ejemplo, en la página 13 de los estándares IEEE 1159-1995, se describe un transiente de impulso provocado por un rayo, en este ejemplo el transiente llega al valor pico de 2000 V en 1.2 microsegundos y cae a la mitad del valor pico en 50 microsegundos.

Los componentes resistivos del sistema de distribución y transmisión reducen las corrientes transientes.

Figura 5. Onda de rayo o frente rápido y onda de maniobra



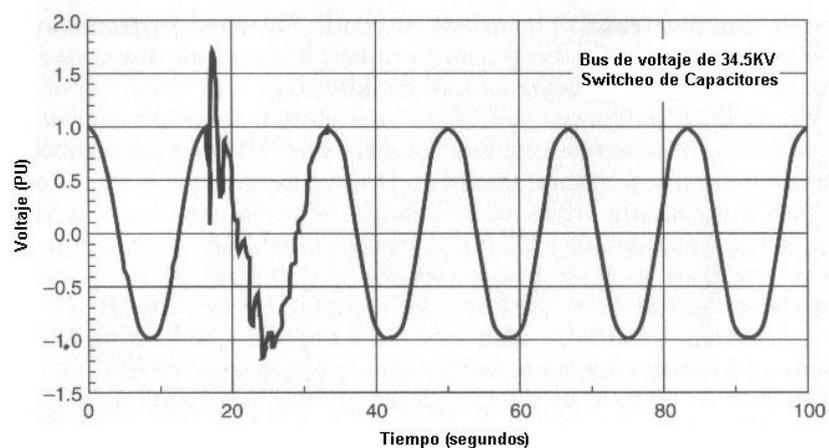
Fuente: Comisión federal de electricidad de México notas de transitorios electromagnéticos,52.

Las causas más frecuentes de transientes de impulso son debido a caídas de rayos y maniobras en interruptores. En la figura 5 se muestran estos dos casos.

Las empresas suministradoras de electricidad previenen daños a equipos eléctricos provocados por transientes de impulso, usando apartarrayos los cuales son montados en los sistemas de distribución y transmisión, así como en las subestaciones. Los consumidores finales a menudo utilizan supresores de transientes de voltajes TVSS (*Transient Voltage Surge Supresión*) o UPSs (*Battery-operated Uninterruptible Power Suplies*) en sus casas, oficinas, o fábricas.

Si un transiente de impulso no puede ser disipado, este puede interactuar con los componentes capacitivos del sistema y provocar que este entre en resonancia y convertirse en un transiente oscilatorio.

Figura 6. Transiente oscilatorio



Fuente: Roger Dugan. **Electrical power systems quality**, 18.

Los transientes oscilatorios, no decaen tan rápidamente como los transientes de impulso. Estos tienden a continuar oscilando de 0.5 a 3 ciclos y alcanzar el doble del voltaje o corriente nominal. Otra causa de transientes oscilatorios, además de los causados por rayos que entran en resonancia, están los debidos a switcheos de equipos y líneas en el sistema de potencia. La figura 6 muestra un típico transiente oscilatorio de baja frecuencia provocado por la energización de un banco de capacitores.

1.4 Variaciones de Tensión de Corta Duración

1.4.1 Interrupción

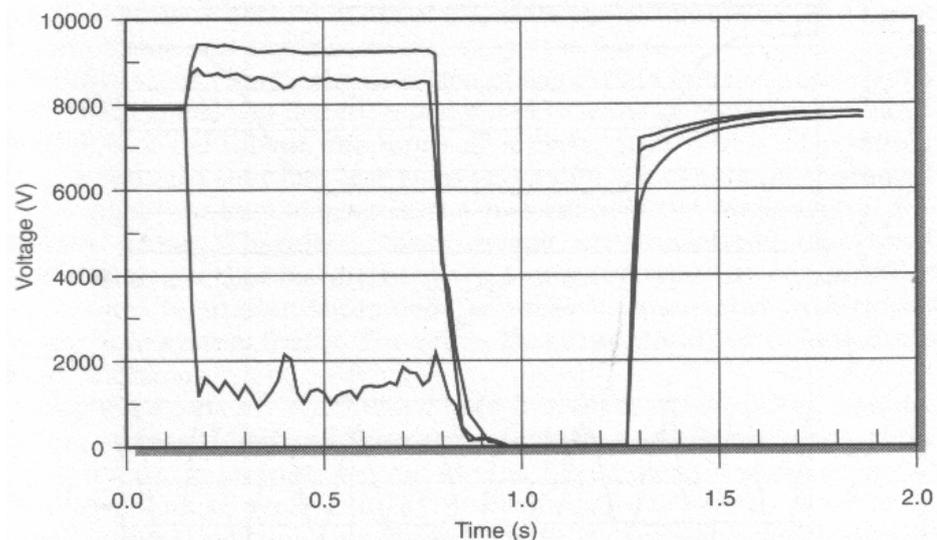
Una interrupción ocurre cuando el voltaje suplido o la corriente de carga decrece a menos de 0.1 pu por un período de tiempo que no excede 1 minuto.

Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema como problemas en el control o mal funcionamiento del equipo. Las interrupciones son medidas por su duración desde que la magnitud del voltaje se mantiene abajo del 10 por ciento del nominal. La duración de una interrupción debida a una falla en el sistema es determinada por el tiempo de operación de los equipos de protección de las empresas eléctricas suministradoras. Un re-cierre instantáneo causado por una falla no permanente, generalmente limitará la interrupción a menos de 30 ciclos. Un re-cierre retardado de los equipos de protección puede provocar una interrupción momentánea o temporal. La duración de una interrupción debida al mal funcionamiento de un equipo o la pérdida de conexión, es irregular.

Algunas interrupciones pueden ser precedidas por una caída de tensión cuando esas interrupciones son debidas a fallas en las fuentes del sistema.

La caída de tensión ocurre en medio del tiempo del inicio de la falla y la operación de los equipos de protección. La figura 7 muestra una interrupción momentánea durante el cual el voltaje en una de las fases cae alrededor del 20 por-ciento por aproximadamente 3 ciclos y luego cae a 0 por 1.8 segundos, hasta que el recloser cierra de nuevo.

Figura 7. Interrupción momentánea



Fuente: Roger Dugan. **Electrical power systems quality**, 21.

Las interrupciones se encuentran definidas en los estándares de la IEEE en “*IEEE Recommended practice for monitoring Electric Power Quality (IEEE Standard 1159-1995)*”

La pérdida de producción en un negocio cuesta dinero. Cualquier tipo de interrupción puede resultar en pérdida de producción en una oficina, supermercado o fábrica industrial. No solamente la pérdida del servicio eléctrico ocasiona pérdidas de producción, también lo ocasiona el tiempo gastado en el re-arranque de todas las líneas de producción.

Algunos tipos de procesos no se pueden reestablecer en un corto periodo de tiempo después de una interrupción, aun siendo ésta de muy corta duración. Por ejemplo, en una planta de plásticos por inyección de moldes, una corta interrupción de 0.5 segundos toma a la planta restaurar la producción 6 horas.

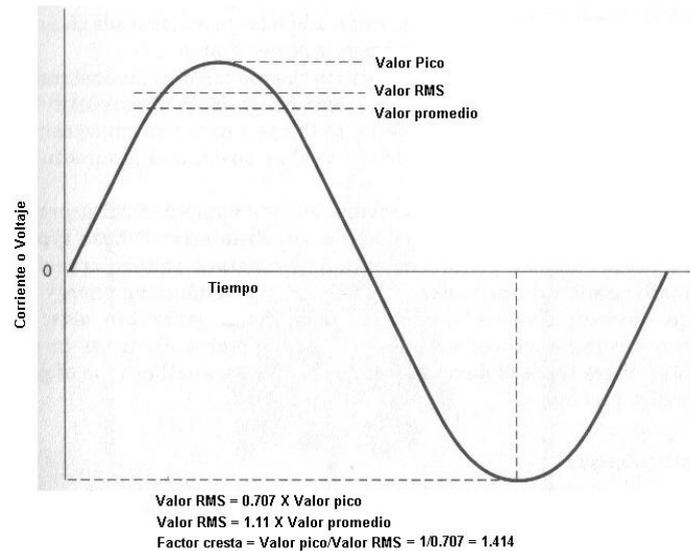
Los métodos comunes para reducir el impacto del costo de las interrupciones incluyen alternativas de alimentación, ya sean éstas dentro o fuera del sitio. Un consumidor final puede instalar en el sitio fuentes de alimentación, como lo son UPSs, o motores generadores, mientras las empresas suministradoras pueden proveer fuera del sitio, fuentes que incluyan dos alimentaciones con un switch de alta velocidad, que alterne las alimentaciones cuando una falle.

1.4.2 Sags

Los Sags en el voltaje, son los tipos más comunes de problemas de Calidad de Energía. Los Sags de voltaje son señalados en Europa como dips de voltaje, y no son más que “bajones” de voltaje. IEEE define Sags de voltaje como una reducción en el voltaje por un corto tiempo. La duración de un Sag de voltaje es menor a 1 minuto pero mayor a 8 milisegundos (0.5 ciclos). La magnitud de la reducción esta dentro del 10 y 90 por ciento del valor normal del voltaje rms a 60 Hz.

El valor rms, o efectivo de la onda senoidal, es la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de todos los valores instantáneos de un ciclo y es igual a 0.707 veces el valor pico de la onda senoidal, como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Onda senoidal



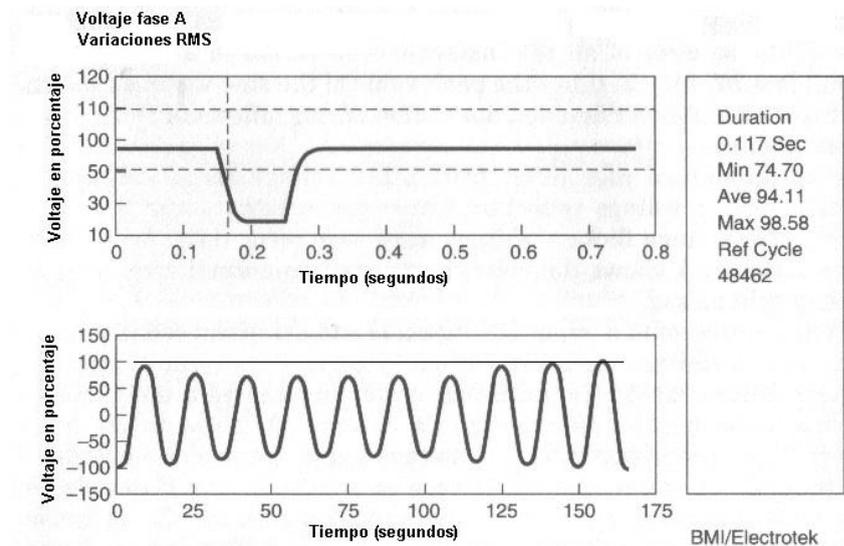
Fuente: Elaboración propia.

Los Sags de voltaje en sistemas de distribución o transmisión, pueden ser provocados por las empresas suministradoras o los consumidores finales. Por ejemplo, una falla en un transformador o la sobre carga de un gran motor, pueden provocar Sags de voltaje en el sistema eléctrico del propio consumidor y hasta en el sistema de distribución.

Comparado con otros problemas de Calidad de Energía que afectan a los consumidores industriales y comerciales, los sags de voltaje ocurren más frecuentemente. Estos reducen la energía distribuida al consumidor final y provocan que las computadoras fallen, los variadores de velocidad se apaguen y los motores se sobrecalienten.

La figura 9 muestra el regreso del voltaje a la normalidad después de un Sag de voltaje de 0.12 segundos.

Figura 9. Sag de voltaje



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 36.

Soluciones a problemas de Sags en el voltaje, podemos incluir UPSs (uninterruptible power supplies), DVRs (dynamic voltaje restorers).

1.4.3 Swells

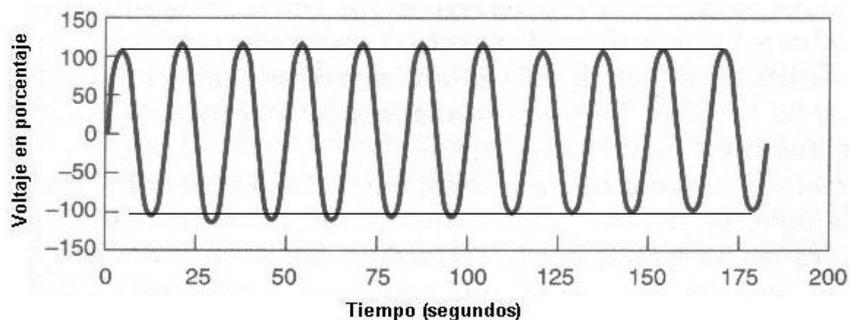
Un swell es definido como un incremento entre el 1.1 y 1.8 pu en el voltaje o corriente rms a la frecuencia del sistema por un tiempo de 0.5 ciclos a 1 minuto.

De la misma forma que los Sags, los Swells están usualmente asociados con condiciones de falla en el sistema, a diferencia de los sags, los swells son menos comunes. A menudo un swell de voltaje ocurre en las fases no falladas cuando una de las tres fases tiene falla a tierra. Los Swells pueden también ser provocados por la desconexión de grandes cargas o la energización de grandes bancos de capacitores.

Los swells se caracterizan por su magnitud (valor rms) y duración. La severidad de los swells de voltaje durante una condición de falla está en función de la localización de la falla, impedancia del sistema, y del aterrizaje. En un sistema no aterrizado, con una impedancia de secuencia cero infinita, el voltaje de línea a tierra en las fases no falladas será de 1.73 pu durante las condiciones de falla de la fase fallada a tierra. Cerca de la subestación en un sistema aterrizado, el crecimiento del voltaje será nulo o pequeño en las fases no falladas debido a que los transformadores de subestaciones están usualmente conectadas en Δ -Y, proveyendo un camino de baja impedancia de secuencia cero para la corriente de falla. Una misma falla en diferentes puntos a lo largo de una línea de cuatro hilos aterrizada en varios puntos, tendrá diferentes niveles de swells de voltaje en las fases no falladas.

La creciente energía de un Swell de voltaje, a menudo sobrecalienta los equipos y reduce su vida útil. La figura 10 muestra un Swell de voltaje típico provocado por una falla de fase a tierra de la fase adyacente.

Figura 10. Swell de voltaje



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 37.

1.5 Variaciones de Tensión de Larga Duración

1.5.1 Interrupción Sostenida

Cuando el voltaje suplido ha caído a 0 por un periodo de tiempo que excede un minuto, la variación de tensión de larga duración es considerada una interrupción sostenida. Las interrupciones de voltaje mayores a 1 minuto son a menudo permanentes y requieren intervención humana para reparar el sistema y restaurarlo.

1.5.2 Baja Tensión

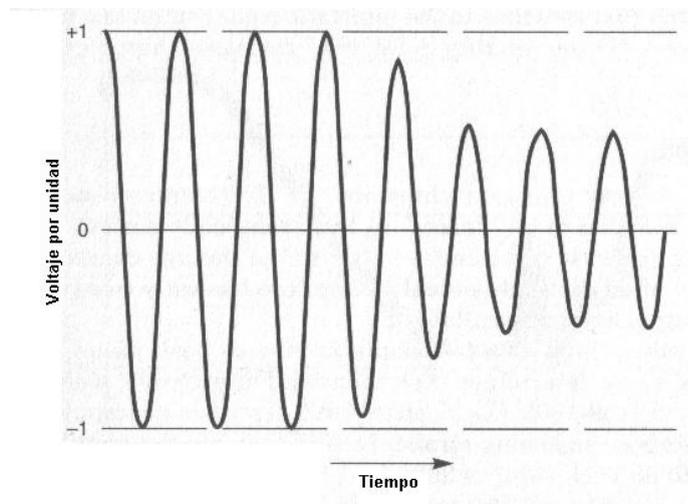
Las caídas de voltaje de larga duración, ocurren cuando el voltaje cae abajo del 90 por ciento del voltaje nominal por más de 1 minuto. Ellos son referidos a veces como “Apagones parciales”, aunque este es un término no técnico e impreciso que debería ser evitado. Estas caídas de voltaje son reconocidas por los consumidores finales cuando sus luces se tornan débiles y sus motores bajan de velocidad.

Mucha carga en el sistema, durante un tiempo muy frío o caliente, por ejemplo; o la pérdida del servicio de una línea de gran capacidad, puede provocar caída de voltaje. Algunas veces los suministradores deliberadamente provocan caídas de voltaje para reducir la carga durante condiciones de alta carga.

Las caídas de voltaje pueden ocasionar que equipos sensibles de computación lean datos incorrectamente y motores operen ineficientemente.

Las empresas suministradoras, pueden prevenir caídas de voltaje construyendo puntos de generación y líneas de transmisión. La figura 11 muestra un plotado típico de una caída de voltaje versus tiempo.

Figura 11. Caída de voltaje versus tiempo



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 39.

1.5.3 Sobre Tensión

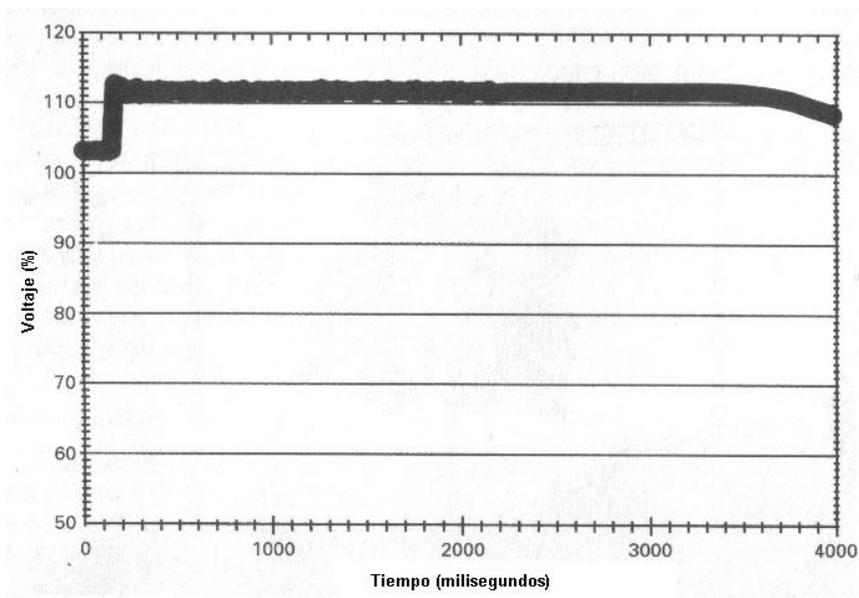
Los sobre-voltajes de larga duración, son primos cercanos de los swells de voltaje, excepto por su duración. Como los swells de voltaje, el sobre-voltaje de larga duración es una variación en el voltaje rms que excede el 110 por ciento del voltaje nominal y, a diferencia de los swells de voltaje estos duran más de un minuto.

Muchos tipos de eventos pueden iniciar sobre-voltajes. La mayor causa de sobre voltajes es debido a capacitores. Otras causas de sobre voltaje pueden ser: caída de carga, condiciones de carga ligera en las madrugadas o períodos de baja carga, mal seteados de los taps de voltaje en el transformador, etc.

Extensos sobre-voltajes acortan la vida de los filamentos de las lámparas y motores.

Soluciones a este tipo de problemas se incluyen el uso de inductores durante condiciones de carga liviana y la corrección del seteador de los taps del transformador. La figura 12 muestra un plot de sobre voltaje versus tiempo.

Figura 12. Sobre voltaje versus tiempo



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 38.

1.6 Desbalance de Tensión

El Desbalance de Tensión se calcula obteniendo primero la desviación del voltaje en un instante dado de cada una de las fases respecto al voltaje promedio de estas. Luego la mayor de estas desviaciones se divide respecto al promedio del voltaje de las tres fases.

La formula queda:

$$\text{Desbalance de voltaje} = \frac{\text{max. desviación a partir del voltaje promedio}}{\text{Voltaje promedio}}$$

Donde el voltaje promedio = (suma de voltajes de cada fase)/3.

La mayoría de equipos, especialmente motores, pueden tolerar desbalances del 2%. Un desbalance de voltaje mayor al 2% provocara que los motores y transformadores se sobrecalienten, esto es debido a que una corriente en un aparato de inducción, como un motor o transformador, varía como al cubo del voltaje desbalanceado aplicado a las terminales. Entre las causas potenciales de desbalances de voltaje se incluyen bancos de capacitores operando desapropiadamente, muchos equipos monofásicos y desbalance de cargas.

Este problema generalmente se soluciona acomodando las cargas en las tres fases de tal manera que cada fase sea exigida en igual magnitud.

1.7 Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda es definida como una desviación en estado estable de la frecuencia de la onda senoidal ideal de potencia.

Existen principalmente 5 tipos de distorsión de forma de onda:

- DC offset
- Armónicas
- Interarmónicas
- Notching
- Noise

1.7.1 DC offset

La presencia de voltaje o corriente dc en un sistema de potencia, es llamado dc offset. Esto puede ocurrir como resultado de un disturbio geomagnético o asimétrico de convertidores electrónicos de potencia. Por ejemplo algunos extensores de vida útil de lámparas incandescentes consisten en un sistema de diodos que reducen el voltaje rms suplido a la lámpara rectificando únicamente media onda.

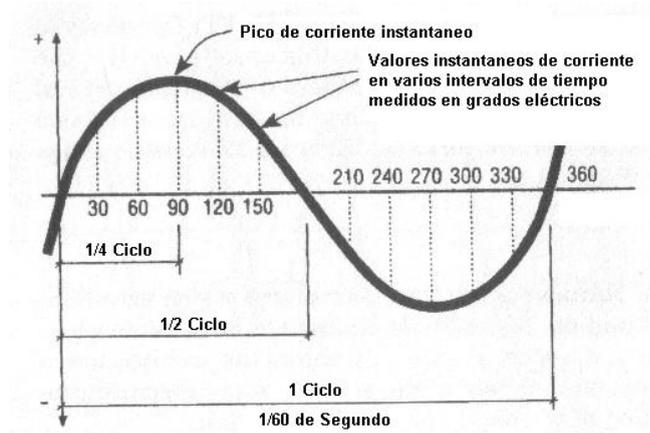
La corriente directa puede tener efectos nocivos en una red de ac saturando los núcleos de los transformadores en operación normal, esto provoca un calentamiento adicional y pérdida en la vida útil de los mismos. Adicionalmente la corriente directa puede provocar erosión electrolítica de los electrodos y otros conectores.

1.7.2 Armónicas

Las armónicas, son la mayor fuente de distorsión de la forma de onda senoidal. El incremento en el uso de equipo no lineal, ha provocado que las armónicas sean más comunes. La figura 13 muestra la arquitectura de una onda senoidal estándar. Un análisis de la arquitectura de la onda senoidal, provee un entendimiento básico de la anatomía de las armónicas.

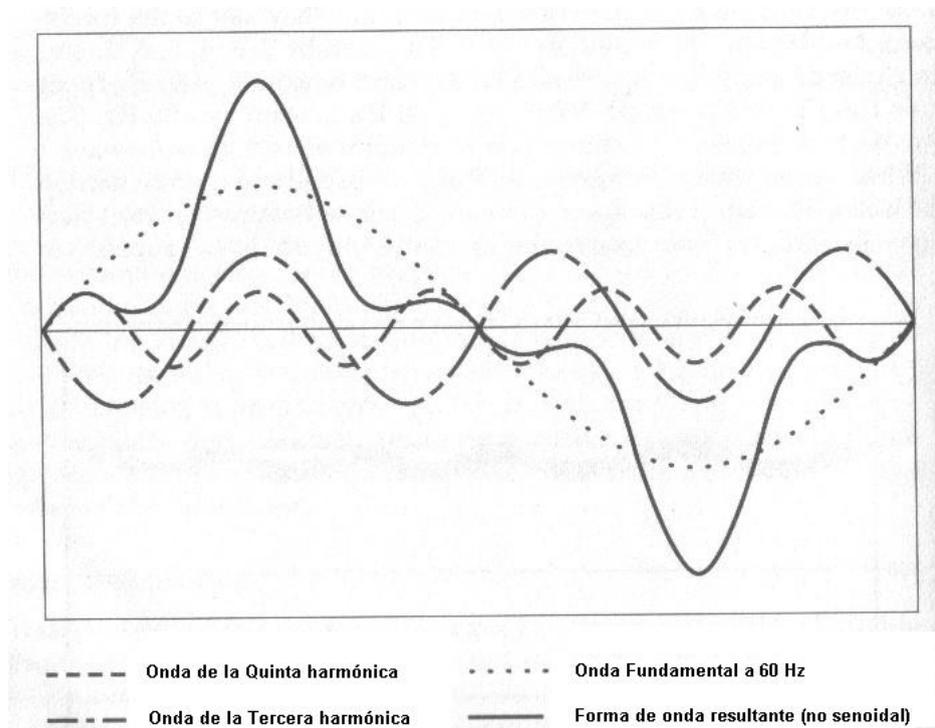
Las armónicas son integrales múltiples de la frecuencia fundamental de la onda seno mostrada en la figura 13; esto es, las armónicas son múltiples de la onda fundamental de voltaje y corriente de 60Hz. Estas se suman a la onda fundamental y la distorsionan, pudiendo tener frecuencias de 2, 3, 4, 5, 6, 7, etc., veces la fundamental.

Figura 13. Arquitectura de una onda senoidal estándar



Fuente: Elaboración propia.

Figura 14. Onda senoidal distorsionada por armónicas



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 44.

Por ejemplo, la tercera armónica es 3 veces 60Hz, o 180 Hz, y la sexta armónica es 6 veces 60 Hz, o 360 Hz. La forma de onda en la figura 14 muestra como las armónicas distorsionan la onda senoidal.

Las corrientes armónicas, son usualmente provocadas por cargas no lineales. Entre las cargas no lineales se incluyen todos los tipos de equipo electrónico que usan rectificadores o convertidores estáticos de potencia como variadores de frecuencia, rectificadores que convierten ac a dc, inversores que convierten dc a ac, soldadoras y hornos de arco eléctrico, balastos eléctricos y magnéticos en lámparas fluorescentes, equipo medico como MRI (magnetic radiation imaging) y rayos X. Otros equipos que convierten ac a dc y generan armónicas se incluyen, cargadores de baterías, UPSs, y hornos de inducción, por nombrar algunos. Todos estos equipos generan corrientes armónicas que cambian la onda senoidal suave en una forma de onda irregular distorsionada no senoidal.

EPRI estableció que para inicios de este siglo, arriba de la mitad de la electricidad producida en los Estados Unidos fluiría a través de equipo electrónico. Es importante mencionar que la mayoría de cargas no lineales no solamente generan armónicas, además provocan bajo factor de potencia.

La distorsión total de la forma de onda es acumulativa. La forma de onda resultante no senoidal será una combinación de la onda senoidal fundamental de 60 Hz y las varias armónicas.

Los voltajes armónicos resultan de las corrientes armónicas interactuando con la impedancia del sistema de potencia, de acuerdo con la ley de Ohm.

$$V = \frac{I}{Z}$$

Donde V = voltaje

I = corriente

Z = impedancia

Corrientes y voltajes armónicos tienen un efecto perjudicial en el equipo del distribuidor y en el equipo del usuario. Éstas corrientes y voltajes provocan sobrecalentamiento de transformadores, cables de potencia y motores; disparos inadvertidos de relés; medidas incorrectas de voltaje y corriente por los medidores. Los voltajes armónicos provocan un incremento en las pérdidas del hierro de los transformadores. Las armónicas además provocan que los rotores de los motores experimenten calentamiento y pulsaciones o reducción de torque. La tabla II muestra el efecto de las armónicas en varios tipos de equipos.

Debido a las crecientes adversidades de los efectos de las armónicas, la IEEE adoptó un estándar para armónicas en 1992. Éste estándar es referido como "*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* (IEEE 519-1992, Copyright © 1993)". La sección 6 de IEEE 519 discute los efectos de las armónicas. Esta sección describe cómo las corrientes armónicas incrementan el calentamiento en los motores, transformadores y cables de potencia. El grado de efectos dañinos de las armónicas está relacionado al porcentaje de voltaje o corriente armónica respecto al voltaje o corriente fundamental. Por ejemplo, IEEE 519 setó un límite de corriente de distorsión a 5 % para prevenir sobrecalentamiento de los transformadores. El máximo sobrevoltaje para los transformadores es 5% a carga nominal y de 10% sin carga.

Tabla II. Efectos de las armónicas en los equipos

Equipo	Efectos	Resultados
- Capacitores	<ul style="list-style-type: none"> - La impedancia capacitiva decrece con el incremento de la frecuencia, actuando los capacitores como una reposadera en donde las armónicas convergen, además disminuyen su capacidad de generar reactivos para cuya función están. - Los sistemas pueden entrar en resonancia con los capacitores a determinada frecuencia armónica, incrementando el problema armónico y deformando aún más la onda senoidal. - Los capacitores secos no pueden disipar el calor muy bien, y son por eso más susceptibles al daño por armónicas. - Rompimiento del material dieléctrico. - Capacitores usados en computadoras son particularmente susceptibles, debido a que a menudo no están protegidos por fusibles o reles. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento de capacitores debido a pérdidas en el dieléctrico. - Cortos circuitos - Fallas en fusibles - Explosión de capacitores
- Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> - Voltajes armónicos provocan altos voltajes en transformadores y esfuerzos de aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento - Reducción de vida - Incremento en perdidas de hierro y cobre
- Motores	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento de las perdidas - Voltajes armónicos producen campos magnéticos rotativos a velocidad de frecuencia armónica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento - Vibración mecánica y ruido - Torques pulsantes - Incremento en perdidas de cobre y hierro del rotor y estator, de 5 a 10%. - Reducción de eficiencia - Reducción de vida - Altos esfuerzos en aislamiento del rotor.
- Discos electromagnéticos de inducción y reles.	<ul style="list-style-type: none"> - Un torque adicional es producido y puede alterar el tiempo de tardanza del rele. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incorrecto disparo de reles - Lecturas incorrectas.
- Interruptores	<ul style="list-style-type: none"> - Las bobinas de disparo podrían no operar en presencia de corrientes armónicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fallas por la no operación - Fallas en el interruptor
- Medidores Watt-hora de disco.	<ul style="list-style-type: none"> - Las armónicas generan un torque adicional en el disco de inducción, el cual puede causar una operación inapropiada debido a que estos aparatos están calibrados con precisión para operar a frecuencia fundamental únicamente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Lecturas incorrectas.
- Equipo de control electrónico y de computación	<ul style="list-style-type: none"> - Controles electrónicos son a menudo dependientes del cruce por cero o del pico de voltaje para el apropiado control. Las armónicas pueden significativamente alterar estos parámetros y a consecuencia afectar la operación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mala operación de control y de protección de equipo. - Fallas prematuras de equipo.

Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 47.

Las armónicas pueden no solo provocar problemas de Calidad de Energía al propio consumidor final o a su distribuidor, sino también a otros consumidores. Por ejemplo, una tercera armónica generada por un transformador puede ser inyectada al sistema del distribuidor y transmitida a una ciudad kilómetros lejos de allí.

Los voltajes armónicos pueden provocar un aumento en pérdidas del hierro en los transformadores. Las armónicas reducen el torque y sobrecalientan el rotor en los motores. Equipo electrónico no puede tolerar más de un 5 por ciento de distorsión armónica de voltaje. Altos niveles de armónicas resultan en un mal funcionamiento del equipo electrónico. Las armónicas pueden ser la causa de que relés y medidores no funcionen adecuadamente.

El estándar IEEE 519 setea límites de distorsión armónica total "*total harmonic distortion*" (THD) para el lado del distribuidor, y distorsión de la demanda total "*total demand distortion*" (TDD) para el otro lado, en el lado del consumidor final. El distribuidor es responsable por la distorsión de voltaje en el punto común o "*Point of Common Coupling*" (PCC) entre el distribuidor y el consumidor final.

La distorsión armónica total THD es un camino para evaluar los efectos de la distorsión de voltaje al inyectar corrientes armónicas dentro del sistema de distribución. La fórmula para calcular THD (para una onda de voltaje) es como sigue:

$$V_{\text{THD}} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_h)^2}}{V_1} = \sqrt{(V_2/V_1)^2 + (V_3/V_1)^2 + \dots + (V_n/V_1)^2}$$

Donde: V_1 = valor fundamental de voltaje.

$V_n = V_2, V_3, V_4, \text{ etc.} = \text{valor armónico de voltaje.}$

El THD puede ser usado para caracterizar distorsión en ondas de corriente y voltaje. De cualquier forma, THD usualmente refiere una distorsión en ondas de voltaje. Por ejemplo, calcule el THD para una onda compleja con la siguiente distorsión armónica como un porcentaje de la componente fundamental para cada armónica:

Distorsión armónica tercera: $6/120 \times 100\% = 5\%$

Quinta armónica: $9/120 \times 100\% = 7.5\%$, y

Séptima armónica: $3/120 \times 100\% = 2.5\%$

El THD sería calculado como sigue:

$$\text{THD} = \sqrt{(0.05)^2 + (0.075)^2 + (0.025)^2} = 0.093 \text{ o } 9.3\%$$

Como puede verse excede el límite de IEEE 519 del 5% y se requeriría de algún tipo de equipo de mitigación, como filtros, para reducir las armónicas a valores aceptables.

El TDD por otro lado, negocia con la evaluación de la distorsión de la corriente provocada por corrientes armónicas de los consumidores. La definición es similar a la de THD, excepto en que la corriente de demanda es usada en el denominador de TDD. TDD de la corriente es calculada por la siguiente fórmula:

$$\text{TDD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h=00} (I_h)^2}}{I_L}$$

Donde: I_L = valor rms de la máxima corriente de demanda de carga.

h = orden armónico (1, 2, 3, 4, etc.).

I_h = valor rms de la corriente de carga del orden armónico h .

Existen muchas formas para reducir o eliminar las armónicas. La más común es adhiriendo filtros al sistema eléctrico. Los filtros armónicos o chokes reducen armónicos eléctricos de la misma forma como un shock reduce los armónicos mecánicos. Los filtros contienen capacitores e inductores en serie. Los filtros sifonean las corrientes armónicas a tierra, estos previenen que las corrientes armónicas entren al sistema eléctrico de distribución y hagan daño al mismo equipo del sistema o a los equipos de otros consumidores. Existen dos tipos de filtros: estáticos y activos. Los estáticos no cambian sus valores. Los activos cambian sus valores para ajustarse a las armónicas a ser filtradas. Otras formas de reducir o eliminar armónicas incluyen el uso de transformadores de aislamiento.

Continuando con lo tratado, se presenta a continuación un tema muy importante dentro de la teoría de las armónicas, la **Resonancia Armónica**. La resonancia armónica eléctrica ocurre cuando la reactancia inductiva de un sistema de potencia iguala la reactancia capacitiva del sistema. Esto es bueno a frecuencia fundamental de 60 Hz y resulta que el voltaje y la corriente estén en fase y en un factor de potencia unitario. Pero esto no es realmente bueno cuando ocurre a la frecuencia de alguna armónica. Si la resonancia ocurre a la frecuencia de alguna armónica, la corriente armónica alcanza un valor máximo y provoca sobrecalentamiento de transformadores, capacitores y motores; disparo de reles; e incorrectas lecturas de mediciones.

El monto de la reactancia inductiva y capacitiva es dependiente de la frecuencia de la corriente y el voltaje. Es por eso, que la resonancia puede ocurrir a varias frecuencias armónicas. Las formulas para reactancia inductiva y capacitiva ilustran estas relaciones:

$$X_L = 2\pi fL$$

Donde:

X_L = reactancia inductiva en ohms

π = 3.14

f = frecuencia en ciclos por segundo

L = inductancia del sistema de potencia en henrios.

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC}$$

Donde:

X_C = reactancia capacitiva en ohms

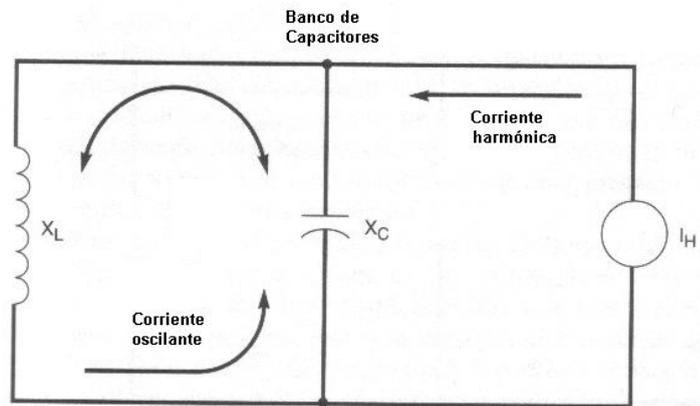
π = 3.14

f = frecuencia en ciclos por segundo

C = capacitancia del sistema de potencia en farads.

Los capacitores pueden ser causantes de dos tipos de resonancia: paralela y serie. Desde que los capacitores para el mejoramiento del factor de potencia están en paralelo con la inductancia del sistema, como se muestra en el esquema de un circuito paralelo resonante en la figura 15, la resonancia paralela ocurre más a menudo.

Figura 15. Circuito paralelo resonante



Fuente: Elaboración propia.

Cuando la reactancia inductiva y capacitiva están conectadas en paralelo en el sistema, la magnitud de la impedancia total queda:

$$Z_T = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

Donde:

Z_T = impedancia total

R = resistencia

X_L = reactancia inductiva = $2\pi fL$

X_C = reactancia capacitiva = $1/(2\pi fC)$

La resonancia armónica ocurre cuando $X_L = X_C$ y Z_T viene a ser una resistencia (R) pura, y de la ley de ohm ($I = V/Z_T$) la corriente armónica I alcanza su valor máximo. Es por ello que la siguiente fórmula, determina la frecuencia armónica resonante ($f_{\text{resonante}}$):

$$f_{\text{resonante}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

1.7.3 Interarmónicas

Los voltajes y corrientes que tienen componentes a frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia a la que el sistema está diseñado a operar (50 o 60 Hz.), son llamadas Interarmónicas.

Las interarmónicas pueden ser encontradas en redes de todos los tipos de voltaje. La principal fuente de estas distorsiones de onda son los convertidores estáticos de frecuencia, cicloconvertidores, hornos de inducción, y aparatos de arco eléctrico.

Las señales transportadas por medio de líneas de potencia, pueden también ser consideradas como interarmónicas.

Las interarmónicas, son generalmente el resultado de la conversión de la frecuencia y a menudo no son constantes, varían con la carga. Tales corrientes interarmónicas, pueden entrar en resonancia con el sistema de potencia al coincidir con la frecuencia natural de esta. Las interarmónicas son perceptibles en las pantallas de las computadoras, lámparas fluorescentes y de arco. Estas además, afectan a las señales transmitidas por medio de las líneas de potencia.

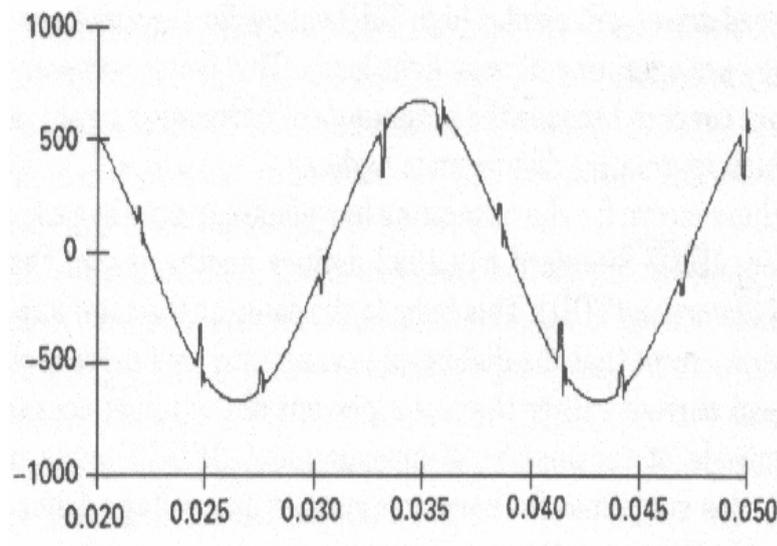
1.7.4 Notching

El Notching es un disturbio de voltaje periódico, provocado por la operación normal de equipos electrónicos de potencia cuando la corriente es conmutada de una fase a otra.

Desde que el Notching ocurre en una forma continua, este puede ser caracterizado a través del espectro armónico del voltaje afectado. De cualquier forma este es tratado como un caso especial. Las componentes de frecuencia asociadas con Notching pueden ser ligeramente altas y pueden no ser leídas por equipo de medición normal usado para análisis de armónicas.

La figura 16 muestra un ejemplo de Notching en el voltaje producido por un convertidor trifásico que produce corriente dc. Las gradas ocurren cuando la corriente conmuta de una fase a otra. Durante este período, existe un corto circuito momentáneo entre las dos fases, empujando el voltaje tan cercano a cero como lo permita la impedancia del sistema.

Figura 16. Notching en el voltaje



Fuente: Roger Dugan. **Electrical power systems quality**, 29.

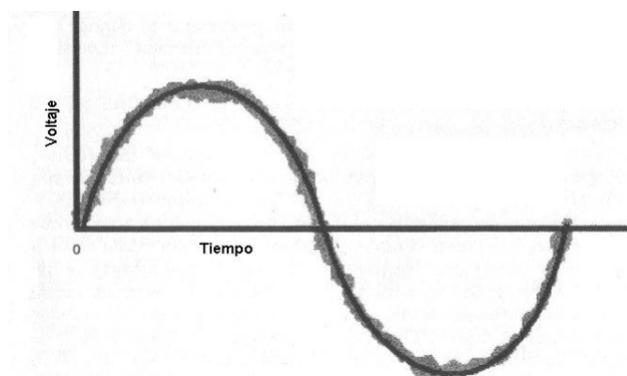
1.7.5 Ruido Eléctrico

Cuando se piensa en ruido eléctrico, podría pensarse en el audible ronroneo que emana las líneas de potencia de alto voltaje o los transformadores energizados.

Sin embargo, cuando los expertos hablan de Ruido Eléctrico en términos de Calidad de Energía, se habla del ruido que es provocado por una señal de bajo voltaje de alta frecuencia (menor de 200 Hz) superpuesta en la onda fundamental de 60 Hz. Este tipo de Ruido Eléctrico puede ser transmitido a través del aire o de cables.

Ejemplos de aparatos y equipos que producen ruido encontramos: líneas de alta tensión, arcos por la operación de interruptores, arrancadores de motores, estaciones de radio y televisión, cargas con rectificadores de estado sólido, lámparas fluorescentes, etc. Todos estos equipos pueden provocar este tipo de ruido. El ruido eléctrico adhiere “hash” sobre la onda fundamental senoidal, como se muestra en la figura 17.

Figura 17. Ruido Eléctrico



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 50.

El ruido eléctrico puede degradar equipo de telecomunicaciones, radio y TV, así como equipo electrónico sensible.

Los problemas de Ruido Eléctrico, a menudo salen de control por no tener un buen aterrizaje que permita conducir el ruido fuera del sistema. Básicamente, el Ruido Eléctrico consiste en cualquier distorsión sobre la onda de potencia que no puede ser clasificada como distorsión armónica o transiente.

Para tratar el problema de Ruido Eléctrico se tienen dos opciones, la primera es eliminar la fuente de Ruido Eléctrico y, la segunda podría ser la de reducir el ruido de dónde está siendo transmitido. El problema puede ser mitigado usando filtros, transformadores aisladores, coronas y múltiples conductores en líneas de alto voltaje.

La interferencia electromagnética "EMI" (que es un tipo de ruido), es reducida blindando el equipo sensible de la fuente de ruido eléctrico. Otra forma de proteger el equipo sensible de EMI, es simplemente moviendo la fuente de EMI lo suficientemente lejos de tal forma que esta venga a ser lo suficientemente débil para afectar al equipo sensible. Como ejemplo se puede mencionar el campo electromagnético de una lámpara fluorescente que afecta la pantalla de una computadora haciendo que esta parpadee. Resulta que moviendo la lámpara fluorescente lo suficientemente lejos, el parpadeo en la pantalla termina.

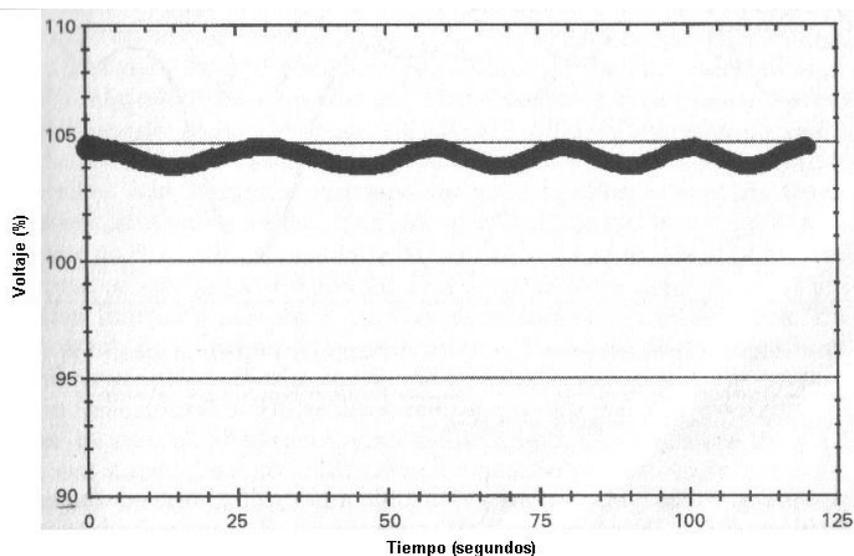
1.8 Fluctuaciones de Voltaje (Flickers)

Las Fluctuaciones de Voltaje son cambios rápidos en el voltaje dentro de las magnitudes límites permitidas de 0.95 a 1.05 del voltaje nominal.

Equipos como hornos de arco eléctrico y soldadoras, que tienen continuos y rápidos cambios en la corriente de carga, producen estos problemas. Las fluctuaciones de voltaje pueden causar que las lámparas incandescentes y fluorescentes parpadeen rápidamente. Este parpadeo de la luz es a menudo referido como “flicker”. Este cambio en la intensidad de la luz ocurre a frecuencias de 6 a 8 Hz y es visible para el ojo humano. Este problema puede provocar en las personas dolores de cabeza, irritación y estrés. Este efecto también puede provocar en equipo sensible un mal funcionamiento.

La solución a las fluctuaciones de voltaje esta en el cambio de la frecuencia de la fluctuación. En el caso de un horno de arco, usualmente involucra el uso de costosos pero efectivos SVCs “*Static VAR controllers*” controladores estáticos, que controlan las fluctuaciones de voltaje controlando el monto de potencia reactiva que esta siendo suplida al horno. La figura 18 muestra las fluctuaciones de voltaje que producen flickers.

Figura 18. Fluctuaciones de Voltaje



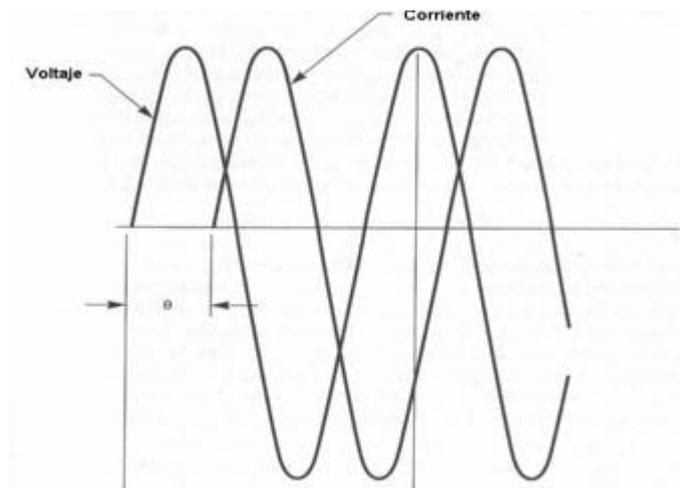
Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 43.

1.9 Variaciones del Factor de Potencia

El factor de potencia es una forma de medir el monto de potencia reactiva requerida por un sistema. La potencia reactiva es un gasto de energía eléctrica, porque ésta no produce trabajo útil. Cargas inductivas requieren potencia reactiva y constituyen una mayor porción de potencia consumida en plantas industriales. Motores, transformadores, lámparas fluorescentes, soldadoras de arco y hornos de inducción, todos usan potencia reactiva para trabajar.

El factor de potencia es también una vía de medir la diferencia de fase entre el voltaje y la corriente. Justamente como una corriente (y voltaje) alternativa rotativa puede ser representada por una onda seno, la diferencia entre voltaje y corriente puede ser representada por el coseno del ángulo de desfase. La figura 19 ilustra la relación entre el factor de potencia y la diferencia de fase entre la corriente y el voltaje.

Figura 19. Diferencia de fase entre la corriente y el voltaje



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 55.

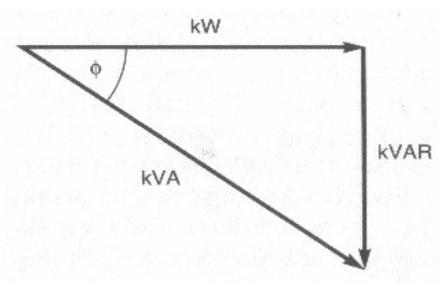
Las cargas no lineales, a menudo cambian el ángulo entre la corriente de carga y el voltaje, requieren potencia reactiva y, provocan un bajo factor de potencia. Cargas lineales en motores requieren potencia reactiva para dar vueltas al campo magnético rotativo y causan bajo factor de potencia. Entre cargas lineales y no lineales que causan un bajo factor de potencia están incluidos motores de inducción de todos los tipos, convertidores electrónicos, máquinas soldadoras de arco, hornos de inducción y de arco eléctrico y, lámparas fluorescentes o de cualquier tipo de arco.

El Factor de Potencia es definido como la razón entre la potencia activa y la aparente:

$$\text{Factor de potencia: } \frac{\text{Potencia activa en kW}}{\text{Potencia aparente en kVA}}$$

Esto es a menudo representado por el triángulo de potencia mostrado en la figura 20.

Figura 20. Triángulo de potencia



Fuente: Elaboración propia.

La potencia activa es la potencia que hace trabajo útil y es medida en kilowatts (kW). El equipo eléctrico necesita potencia activa para convertir energía eléctrica en energía mecánica. La potencia reactiva es la potencia requerida para proveer campo magnético al equipo ferromagnético como motores y transformadores y, no hace trabajo útil. La potencia reactiva es medida en kilovoltios-ampères-reactivos (kVAR). La potencia aparente o potencia demandada es la potencia total que se necesita para servir a la carga, ésta es medida en kilovoltios-ampères (kVA) y es el vector suma de la potencia reactiva y activa:

$$(kVA)^2 = (kW)^2 + (kVAR)^2$$

La potencia reactiva incrementa las pérdidas en transmisión y distribución, es frecuentemente descrita análogamente a la espuma en una jarra de cerveza, esta viene con la cerveza y ocupa espacio en la jarra pero no calma la sed. Como puede verse en el triángulo de potencia en la figura 20, el factor de potencia mide la eficiencia reactiva de un sistema de potencia. A máxima eficiencia la potencia reactiva es cero y el factor de potencia es la unidad.

A factor de potencia unitario, kVA iguala a kW y no existe componente de potencia reactiva en el sistema. Un ejemplo de bajo factor de potencia sería la requisición de 2000 kVA de potencia total para una carga de 1600 kW. El factor de potencia en este caso es de 80 por ciento.

Como regla general, un sistema eléctrico usando motores exhibe un bajo factor de potencia. Un bajo factor de potencia hace a un sistema eléctrico poco eficiente, incrementa pérdidas en conductores y transformadores y baja el voltaje. Un bajo factor de potencia además, reduce capacidades de conductores y transformadores.

Los generadores, transportistas y distribuidores deben suplir ambas potencias, activa y reactiva, es por esta razón que muchas empresas que prestan servicios de distribución cargan a sus consumidores una penalidad por un bajo factor de potencia. Algunas incrementan el precio por cada porcentaje de factor de potencia debajo de un valor seteado del 95%. Otras en cambio, están empezando a cobrar por kVAR-hora de la misma forma como cobraban por kW-hora.

Esos cargos proveen a los clientes un incentivo para incrementar su factor de potencia usando capacitores. De otra forma, el distribuidor o transportista tiene que instalar los capacitores para el mejoramiento del factor de potencia en su sistema.

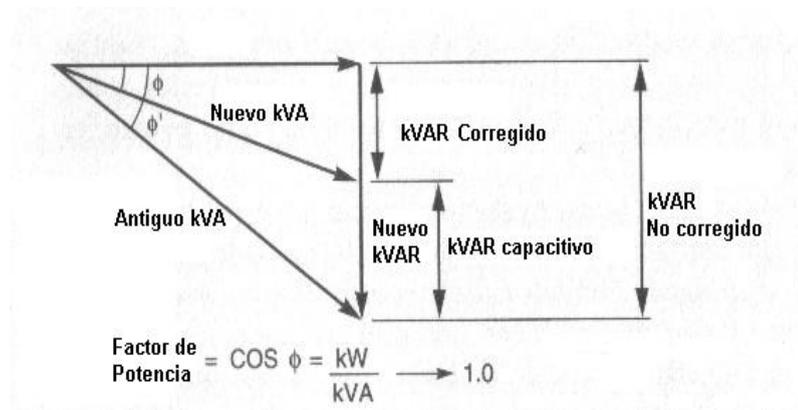
Es en general más eficiente económica y energéticamente hablando, mejorar el factor de potencia del sistema eléctrico en las plantas industriales, que requerirle a los generadores proveer la reactiva necesaria para las cargas inductivas.

Los capacitores para el mejoramiento del factor de potencia, proveen la potencia reactiva necesaria para la carga, estos además reducen la diferencia de fase entre el voltaje y la corriente atrasada.

Los capacitores almacenan la energía en unas platinas delgadas de metal separadas por una hoja de material polímero que libera la energía cada medio ciclo de voltaje, provocando de esta forma que la corriente adelante al voltaje en 90° y que resten diferencia a las ondas de corriente que se retrasaron del voltaje en 90° debido a las cargas inductivas.

Así es como los capacitores reducen la diferencia de fase entre la corriente y el voltaje y proveen la magnetización que los motores y transformadores necesitan para operar. Es por ello que los capacitores son una vía no costosa de proveer potencia reactiva a la carga e incrementar el factor de potencia. Esto es ilustrado en la figura 21.

Figura 21. Capacitores y factor de potencia



Fuente: Elaboración propia.

Los capacitores suplen potencia reactiva, es decir potencia magnetizante requerida por cargas reactivas, especialmente cargas industriales que usan motores inductivos. Cuando cuidadosamente han sido controlados, los capacitores pueden hacer que el atraso de la corriente provocada por una carga inductiva sea cero respecto al voltaje, eliminando la necesidad de potencia reactiva de la línea e incrementando el factor de potencia a la unidad.

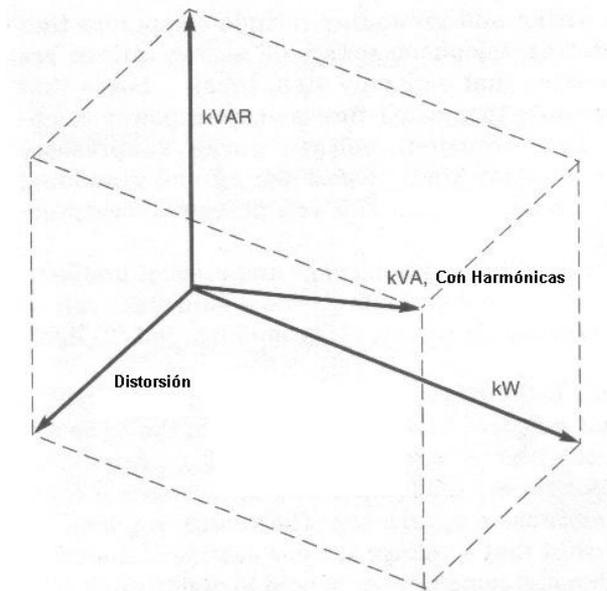
Liberando potencia reactiva al sistema, los capacitores suben el factor de potencia y el voltaje del sistema, se reducen pérdidas y ultimadamente se reduce el costo de la potencia.

De cualquier forma, los capacitores tienen un lado no tan agradable. Estos pueden amplificar las armónicas, cuando estas entran en resonancia.

Existe además del factor de potencia, lo que se conoce como **Verdadero factor de potencia**. El verdadero factor de potencia es el factor de potencia provocado por las armónicas y la onda fundamental, mientras que el factor de potencia estándar es causado únicamente por la onda fundamental a 60 Hz. La figura 22 y la siguiente fórmula definen esto:

$$\text{Verdadero factor de potencia} = \frac{\text{Potencia real en kW}}{\text{Potencia total en kVA o } V_{\text{rms}} \times I_{\text{rms}}}$$

Figura 22. Verdadero factor de potencia



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 61.

Como puede verse en la figura 22, el verdadero kVA es mayor que el kVA estándar debido a los efectos de la distorsión armónica. Aunque no existe una penalidad asociada con el factor de potencia verdadero, este viene en detrimento del sistema de potencia. Un bajo factor de potencia significa pérdidas y reducción de la capacidad del sistema. El factor de potencia verdadero se incrementa no solo con la adición de capacitores, sino además con la adición de filtros para la eliminación de armónicas. La adición de capacitores puede causar que el factor de potencia verdadero empeore por el aumento de la distorsión armónica.

Los expertos en calidad de energía encuentran un reto analizando y determinando la fuente del problema de calidad de energía. Usualmente miden los efectos del problema y, por su experiencia identifican el tipo de disturbio en las mediciones.

Las fuentes de pobre calidad de energía pueden ser divididas en dos categorías dependiendo de la localización de la fuente en relación al medidor o contador de energía. Una categoría esta en el lado del distribuidor y/o transportista e incluye operaciones de switcheo, fallas en el sistema de potencia y rayos. La otra categoría esta del otro lado del medidor, en el lado del consumidor final, e incluyen cargas no lineales, cableado y puestas a tierra pobres, interferencias electromagnéticas, electricidad estática, y la inserción de capacitores para el mejoramiento del factor de potencia.

Una investigación de EPRI encontró que un pobre cableado y aterrizaje de los servicios de los consumidores finales causa el 80 por ciento de todos los problemas de Calidad de Energía. Cuando un pobre cableado y/o aterrizaje causa que los equipos fallen, a menudo los clientes o consumidores finales atribuyen el problema al distribuidor o ente que presta el servicio eléctrico.

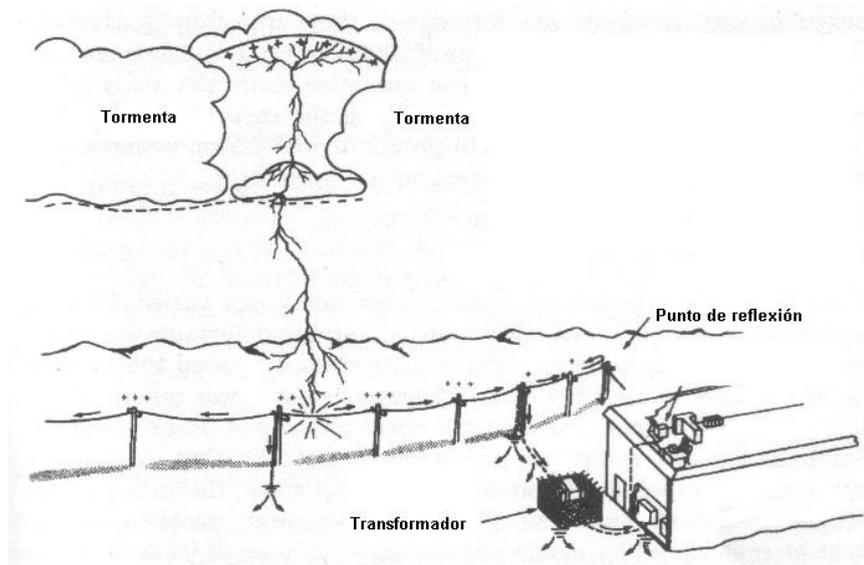
Muchas veces se compran equipos costosos para tratar los síntomas de un problema de Calidad de Energía sin que se resuelva realmente el problema, y sin saber que la solución podría estar en identificar los puntos de una mala conexión o aterrizaje y la corrección de esta.

La mezcla de cargas puede en un servicio eléctrico causar problemas. Cuando cargas sensibles y no sensibles están conectadas al mismo circuito, a menudo interactúa una con otra. Por ejemplo, cuando un motor grande de un elevador o aire acondicionado arranca, esto causa una gran corriente de arranque que provoca una caída de voltaje. La caída de voltaje provoca que las lámparas se atenúen y las computadoras funcionen de mal manera. La solución no es dejar de conectar cargas no sensibles que interactuaran con cargas sensibles. La mejor opción será la de cablear diferentes circuitos desde el panel eléctrico principal, separando las cargas sensibles de las que no lo son.

Un pobre aterrizaje puede causar una diferencia de potencial, e interferencia con equipo electrónico sensible. Un aterrizaje apropiado no solamente protege a las personas de shock, además provee un punto de referencia y un camino para grandes corrientes provocadas por fallas, como sobre tensiones de switcheo y rayos. Recuerde que puntos de referencia son críticos a las computadoras, debido a que 5 V dc representan "1" y 0 V dc representa "0".

Una tierra pobre puede provocar que un rayo destruya un equipo de casa, oficina o fábrica. Sobre-voltajes provocados por rayo tomarán el camino de menor resistencia. El cableado y el aterrizaje deberán ser diseñados para desviar la corriente de rayo del equipo sensible a tierra a través de equipos de protección como lo son supresores de rayos o pararrayos como se muestra en la figura 23.

Figura 23. Cableado y aterrizaje



Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 63.

Los efectos de problemas de calidad de energía son muchos y variados. De cualquier forma, la mayoría de problemas de calidad de energía se manifiestan en algún efecto que esto tenga en el equipo eléctrico del consumidor final. Los síntomas incluyen sobrecalentamiento de motores, disparo de variadores de velocidad, computadoras que se apagan, lámparas que parpadean, paros de producción, etc. Las computadoras y equipos controlados por computadora son los más sujetos a problemas de Calidad de Energía.

Desarrollar inspecciones de la calidad de energía puede a menudo prevenir problemas de este tipo. Cualquier consumidor final puede desarrollar investigaciones preliminares.

La prevención de problemas de Calidad de Energía es preferible a tratar de encontrar la solución a problemas existentes. Lo anterior involucra designación de equipo que no adhiera problemas potenciales, un buen cableado y aterrizaje del equipo sensible de tal manera que la interferencia electromagnética no le afecte; además, la instalación de equipos como lo son filtros, transformadores de aislamiento, UPS's, etcétera, para proteger al equipo sensible de daños causados por perturbaciones de la energía.

Se tiene ahora una comprensión básica de los pasos necesarios en la solución de problemas de Calidad de Energía y como reconocer los varios tipos de problemas. Los estándares de Calidad de Energía desarrollados por reconocidas organizaciones nos ayudarán a identificar el problema y la extensión de este.

Como sucede con las enfermedades humanas, cada día nos enfrentaremos a nuevos retos en el tema de Calidad de Energía, apareciendo nuevas enfermedades y nuevos antídotos.

A continuación en la tabla III se hace un repaso de los disturbios, fuentes, efectos y soluciones a varios tipos de problemas de Calidad de Energía.

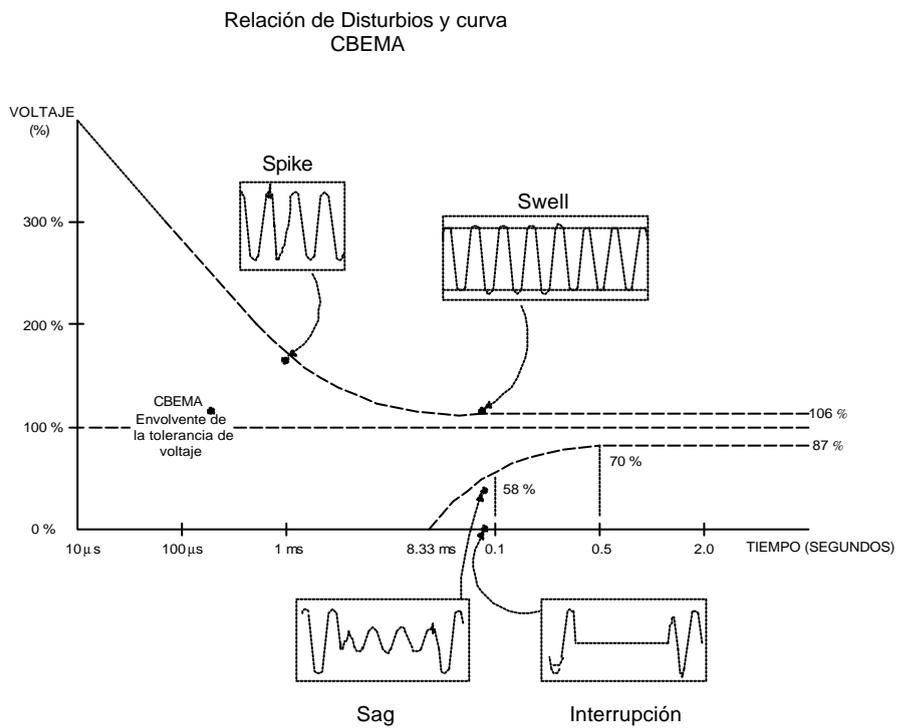
Tabla III. Sumario de problemas de calidad de energía.

Variación en la forma de onda o valor RMS	Descripción de disturbio	Fuente de disturbio	Efectos	Mitigación
	Transiente de Impulso Disturbio transitorio	ANSI/IEEE C62.41	ANSI/IEEE C62.45	UL1449 IEEE 1100
	Transiente Oscilatorio Disturbio transitorio	ANSI/IEEE C62.41	ANSI/IEEE C62.45	UL 1449 IEEE 1100
	Sags/Swells Disturbios RMS	IEEE P1346 IEEE 493	ANSI/IEEE C84.1 IEEE 446	IEEE 446 IEEE 1100 IEEE 1159
	Interrupciones Disturbios RMS	ANSI/IEEE C62.41	ANSI/IEEE C62.45	UL 1778 UL 1449 IEEE 1100
	Bajos/Altos voltajes Variación en Estado estable	ANSI C84.1 Variaciones de carga Pérdida de carga	Acorta la vida de los motores y filamentos de las lámparas.	Reguladores de voltaje
	Distorsión armónica Variación en estado estable	ANSI/IEEE519 ANSI/IEEE929 ANSI/IEEE1001 ANSI/IEEE1035	ANSI/IEEE 519 ANSI/IEEE C57.110 ANSI/IEEE C84.1	ANSI/IEEE C57.110 ANSI/IEEE C37
	Flickers de Voltaje Variación en estado estable	ANSI/IEEE C84.1 IEEE 141 IEEE 141	Parpadeos irritantes en la iluminación	IEEE 519

Fuente: Barry Kennedy. **Power quality primer**, 76.

En la figura 24 se puede apreciar la relación de algunos disturbios eléctricos y la curva CBEMA descrita en el inicio de este capítulo.

Figura 24. Relación de disturbio y curva CBEMA



Fuente: Comisión federal de electricidad de México calidad de la potencia, 2.

La tabla IV nos muestra un esquema describiéndonos las categorías de los fenómenos que intervienen en la Calidad de Energía, que son de suma importancia para clasificar los resultados de las mediciones y describir el fenómeno electromagnético.

Tabla IV. Categorías de fenómenos que intervienen en la calidad de potencia

Tabla de categorías de los fenómenos que intervienen en la calidad de la potencia			
CATEGORIA	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACION	MAGNITUD DE VOLTAJE
I. Transitorios I.1 Impulsivos - Nanosegundos - Microsegundos - Milisegundos I.2 Oscilatorios. - Baja Frecuencia - Media Frecuencia - Alta Frecuencia.	Tiempo de elevación: 5 ns Tiempo de elevación: 1 ms Tiempo de elevación: 0.1ms < 5k Hz 5 - 500 kHz 0.5 - 5 MHz	< 50 ns 50 ns - 1 ms > 1 ms 0.3 - 50 ms 20 ms 5 ms	0 - 4 pu 0 - 8 pu 0 - 4 pu
II. Variaciones de Corta Duración. II.1 Instantáneas. - Interrupción - Sag. - Swell. II.2 Momentáneas. - Interrupción - Sag. - Swell. II.3 Temporal. - Interrupción - Sag. - Swell.		0.5 - 30 ciclos 0.5 - 30 ciclos 0.5 - 30 ciclos 30 ciclos - 3 seg 30 ciclos - 3 seg 30 ciclos - 3 seg 3 seg - 1 min 3 seg - 1 min 3 seg - 1 min	< 0.1 pu 0.1 - 0.9 pu 1.1 - 1.8 pu < 0.1 pu 0.1 - 0.9 pu 1.1 - 1.4 pu < 0.1 pu 0.1 - 0.9 pu 1.1 - 1.2 pu
III. Variaciones de Larga Duración. III.1 Interrupción Sostenida III.2 Caída de Tensión III.3 Sobretenión		> 1 min > 1 min > 1 min	0.0 pu 0.8 - 0.9 pu 1.1 - 1.2 pu
IV. Desbalanceo de Voltaje.		Estado Estable	0.5 - 2 %
V. Distorsión de la forma de onda. V.1 Componente de C.D. V.2 Armónicas V.3 Interarmónicas V.4 Ranuración (Notch) V.5 Ruido	0 - 100 th armónica 0 - 6 kHz Todo el ancho de banda	Estado estable Estado estable Estado estable Estado estable Estado estable	0 - 0.1 % 0 - 20 % 0 - 2 % 0 - 1 %
VI. Fluctuaciones de Voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7 % 0.2 - 2 Pst
VII. Variaciones de la frecuencia de Potencia		< 10 seg	

Fuente: Comisión federal de electricidad calidad de la potencia, 20.

2 NORMAS NACIONALES SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA

Con el decreto No. 93-96, El Congreso de la República libera el sector eléctrico, creando la necesidad de normas y reglas claras que permitan a los participantes interactuar en el sector.

Con fundamento en el artículo 4 de la ley general de electricidad, se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyas funciones entre otras, son:

- a) Cumplir y hacer cumplir la ley general de electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores .

- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

Con lo anterior y según el artículo 56 del reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en adelante CNEE, resuelve, emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, NTCSTS RESOLUCION CNEE-50-99. Como se lee en el artículo 2 de estas normas, el objetivo es establecer los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto de los siguientes parámetros:

- a) Calidad del Producto por parte del Transportista:
 - Regulación de Tensión,
 - Distorsión Armónica,
 - Flicker.

- b) Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto:
 - Desbalance de Corriente,
 - Distorsión Armónica,
 - Flicker,
 - Factor de Potencia.

- c) Calidad del Producto por parte del Transportista:
 - Indisponibilidad forzada de líneas,
 - Indisponibilidad del equipo de compensación,
 - Indisponibilidad programada,
 - Desconexiones automáticas,
 - Reducción de la capacidad de transporte.

Como se muestra arriba en los literales a y b, la calidad del producto tiene dos puntos de vista, es decir obligaciones tanto para el prestador del servicio, que en este caso es el transportista y obligaciones para el otro participante que esté haciendo uso del sistema de transporte pudiendo ser, otro transportista, distribuidor, gran usuario, etc. Ambos tendrán tolerancias que deberán respetar. En el caso dado que una de las tolerancias en la medición haya sido traspasada, el participante trasgresor tendrá la obligación de indemnizar al participante afectado o pagar el importe de las sanciones y/o multas que la Comisión le imponga, como está estipulado en los artículos 11.8, 11.9, 13.4, 13.5 NTCSTS y otros artículos que se verán a detalle mas adelante.

Nota: Debido al tema que este trabajo de tesis estudia no se considerará lo relacionado a la Calidad del Servicio Técnico.

El monto de la indemnización, será calculado según el parámetro y el grado de desviación que las mediciones muestren respecto de las tolerancias establecidas. El control de la Calidad del Producto será efectuado por el Transportista, en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en los puntos de conexión del Transportista con los Participantes, según el artículo 17 NTCSTS.

Dentro del Período de Control, el lapso mínimo de tiempo para la medición de los parámetros, Distorsión Armónica y Flicker, será de siete días continuos. A este lapso mínimo de tiempo se le denomina Período de Medición Semanal, según el artículo 18 NTCSTS.

Para la medición de los parámetros, Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia, el tiempo de medición corresponde a los días del mes. A este tiempo se le denomina Período de Medición Mensual, según el artículo 19 NTCSTS.

Dentro del Período de Medición correspondiente, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión Armónica y Flicker se utilizará un intervalo de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalo de Medición (k). Como está estipulado en el artículo 20 NTCSTS.

A continuación las tolerancias establecidas según las normas de Guatemala para cada uno de los parámetros de Calidad de Energía exigidos a los participantes involucrados.

2.1 Calidad del producto por parte del transportista

2.1.1 Regulación de tensión

El índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del Transportista con los Participantes, en un intervalo de medición (k), según el artículo 21 NTCSTS:

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = \Delta V_k (\%) = (|V_k - V_n| / V_n) \times 100$$

El índice $\Delta V_k (\%)$ será el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

Las tolerancias para la Regulación de Tensión como lo indica el artículo 22 NTCSTS, tendrán los mismos valores establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD, para alta tensión. Según el Artículo 24 NTSD, las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen. Ver tabla V.

Tabla V. Tolerancia admisible del índice de regulación de tensión

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	7		6		5	

Fuente: CNEE. **Normas técnicas del servicio de distribución**, 7.

Tomando en cuenta que nos encontramos en la etapa de régimen (última etapa en la implementación gradual de las nuevas normas, véase artículo 4 NTCSTS) y por tratarse de regulación de tensión para líneas de transmisión, clasificación en la que se encuentra la línea Guadalupe II estudiada, la tolerancia admisible respecto del valor nominal, será de 5%.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al Período de Medición Mensual, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 22 NTCSTS.

Los Transportistas y los Participantes serán sancionados conforme al artículo 24 NTCSTS, cuando por causas imputables a ellos, la Regulación de Tensión medida excede el rango de tolerancias establecidas. Nota: el artículo 24 NTCSTS, depende del artículo 45 NTCSTS el cual fue modificado por la resolución CNEE-55-2003, el 24 de junio de 2003.

Para el Control de la Regulación de Tensión, como se describe en el artículo 23 NTCSTS, el transportista deberá efectuar mediciones durante el Período de Medición Mensual, de acuerdo al Intervalo de Medición, de los niveles de tensión en cada uno de los puntos de conexión de su sistema de transporte con cada uno de los Participantes. Los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo, a toda hora, de 0.90 o superior. Los Generadores, deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación y deben suministrarlo al AMM.

2.1.2 Distorsión armónica de la tensión

El índice de distorsión Armónica de la tensión y sus tolerancias, como lo indica el artículo 25 NTCSTS, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD vigentes.

Según el artículo 31 NTSD, el índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión expresado como un porcentaje, y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:

$$\text{DATT (\%)} = (\sqrt{\sum (Vi^2 / V1^2)}) * 100$$

$$\text{DAIT (\%)} = (Vi / V1)$$

En donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

Vi : Componente de tensión de la armónica de orden i.

V1: Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Las tolerancias para la distorsión armónica de tensión, según el artículo 32 NTSD, pueden apreciarse en la tabla VI.

Tomando en cuenta que la línea en estudio (Guadalupe II), transporta potencia a un voltaje de 69kV, las tolerancias a aplicar serán las expuestas en la tercera columna de la tabla VI resaltadas con negrilla.

Tabla VI. Tolerancias para la distorsión armónica de la tensión

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSION V ≤ 60 kV	ALTA TENSION 60kV $\leq V \leq 230 kV$
IMPARES NO MÚLTIPLOS DE 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	0.2 + 1.3*25/n	0.1 + 0.6*25/n
IMPARES MÚLTIPLOS DE 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
PARES		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %	8	3

Fuente: CNEE. Normas técnicas del servicio de distribución, 10.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al Período de Medición, las mediciones muestran que la Distorsión Armónica de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 32 NTSD.

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total. Para propósitos de evaluación de este parámetro se considerará inclusive, hasta la armónica de orden 40, como lo estipula el Artículo 32 NTSD.

El control de la Distorsión Armónica de la Tensión, como se describe en el artículo 26 NTCSTS, es responsabilidad del Transportista, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para dar solución al problema. Durante el Período de Control se realizarán mediciones en dos puntos de conexión entre el Transportista y los Participantes, de la siguiente forma: un Distribuidor y un Gran Usuario o un Generador. Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7.

El criterio y las fórmulas de aplicación de la indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, como lo describe el artículo 27 NTCSTS. Con lo anterior, los distribuidores (Transportistas) deberán indemnizar a sus usuarios, conforme el artículo 34 NTSD, por aquellos servicios en los que se compruebe que las condiciones de Distorsión Armónica han excedido las tolerancias establecidas en el artículo 32 NTSD, y se mantendrá hasta que se compruebe, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto.

2.1.3 Flicker en la tensión

El índice de flicker en la tensión y sus tolerancias, como lo indica el artículo 28 NTCSTS, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD vigentes. Sobre el índice de flicker en la tensión, el artículo 36 NTSD, indica que el Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst definido por la norma IEC 1000-3-7.

La tolerancia máxima para el índice de flicker en la tensión, según el artículo 37 NTSD, está dado por:

$$Pst \leq 1.$$

Donde:

Pst: Índice de severidad de Flicker de corto plazo.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 37 NTSD.

El control del Flicker en la Tensión, como lo describe el artículo 29 NTCSTS, es responsabilidad del Transportista, así como también el desarrollo de las acciones necesarias para dar solución al problema. Durante el Período de Control se realizarán mediciones en dos puntos de conexión entre el Transportista y los Participantes, de la siguiente forma: un Distribuidor y un Gran Usuario o un Generador. Las mediciones deberán ser realizadas de acuerdo a la Norma IEC 868.

El criterio y las fórmulas de aplicación de la indemnización por flicker en la Tensión serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, como lo describe el artículo 30 NTCSTS. Con lo anterior, los distribuidores (Transportistas) deberán indemnizar a sus usuarios, conforme al artículo 39 NTSD, por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de flicker han excedido la tolerancia establecida en el artículo 37 NTSD.

2.2 Incidencia de los participantes en la calidad del producto

2.2.1 Desbalance de corriente

El índice para evaluar el Desbalance de Corriente de los Participantes, como lo indica el artículo 31 NTCSTS, se determinará sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice estará expresado como un porcentaje.

$$\text{DDIP (\%)} = \frac{3(\text{Imp})}{(\text{Ia} + \text{Ib} + \text{Ic})} \times 100$$

Donde:

DDIP (%): Porcentaje de Desbalance de Corriente por parte del Participante,

Imp : Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases, registrada en el Intervalo de Medición k.

Ia: Corriente en la fase a registrada en el Intervalo de Medición k,

Ib: Corriente en la fase b registrada en el Intervalo de Medición k,

Ic: Corriente en la fase c registrada en el Intervalo de Medición k.

La tolerancia para el desbalance de corriente, como lo indica el artículo 32 NTCSTS, será de diez por ciento (10%).

Se considera que un Participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al total del Período de Medición Mensual, las mediciones muestran que el desbalance de la corriente ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 32 NTCSTS.

Las mediciones para el Control del Desbalance de Corriente, como lo indica el Artículo 33 NTCSTS, serán realizadas en los puntos que el Transportista considere necesarios a efecto de identificar a los Participantes que afecten la calidad del servicio de su sistema de transporte.

Los Participantes pagarán al transportista una indemnización, conforme el artículo 34 NTCSTS, en caso que se compruebe que se ha excedido el rango de tolerancia fijado en el artículo 32 NTCSTS.

Nota: el artículo 34 NTCSTS fue modificado por la resolución CNEE-82-2003, el 9 de Octubre de 2002.

2.2.2 Distorsión armónica de la corriente de carga de los participantes

El índice de Calidad y las Tolerancias de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, como lo indica el artículo 35 NTCSTS, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD vigentes. Según el artículo 41 NTSD, el índice está dado por la distorsión armónica de la corriente de carga medida en el punto de conexión.

Para tensiones mayores de 1 kV y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$\text{DATI} = (\sqrt{\sum(I_i^2 / I_1^2)}) * 100$$

$$\text{DAII} = (I_i / I_1) \times 100$$

En donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAII: Distorsión Armónica Individual de Corriente.

I_i : Componente de la intensidad de corriente de la armónica de orden i .

I_1 : Componente de la intensidad de corriente de la frecuencia fundamental 60Hz.

Las tolerancias para la distorsión armónica de corriente de carga individual y total, según el artículo 42 NTSD, se aprecian a continuación en la tabla VII.

La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del Usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica, por lo que en la Tabla VII, se establecen las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

Tomando en cuenta que la línea en estudio (Guadalupe II), transporta potencia en el orden de los mega watts, en un voltaje de 69kV, los índices de evaluación serán DATI y DAII, y las tolerancias a aplicar las expuestas en la cuarta columna de la tabla VII resaltadas con negrilla.

Tabla VII. Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 1kV	P >10Kw 1kV < V ≤ 60kV	P >50kW v >60kV
	INTENSIDAD ARMÓNICA MÁXIMA (AMP)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %	
IMPARES NO MULTIPLoS DE 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n	0.4
IMPARES MULTIPLoS DE 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
PARES			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/n	0.3	0.5
DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %	--	20	12

Fuente: CNEE. **Normas técnicas del servicio de distribución, 12.**

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 42 NTSD.

El control de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los participantes, como se describe en el artículo 36 NTCSTS, es responsabilidad del transportista. En el caso donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser realizadas durante cinco horas. El control se realizará por medio de mediciones realizadas en el punto de conexión entre el Transportista y otros Participantes. Los puntos serán elegidos por el Transportista. Las mediciones deberán efectuarse de acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7.

El criterio y las fórmulas de aplicación de la indemnización por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, como lo describe el artículo 37 NTCSTS. Con lo anterior, en los casos en que los Distribuidores (Transportistas) verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias establecidas en el Artículo 42 NTSD, el Usuario deberá pagar al Distribuidor (Transportista), conforme al artículo 44 NTSD, una indemnización determinada en función a la Distorsión Penalizable individual de Armónicas.

2.2.3 Flicker de los participantes

El índice de Flicker de los Participantes y su Tolerancia, como lo indica el artículo 38 NTCSTS, se encuentran establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD vigentes. Según el artículo 45 NTSD, el índice de Flicker generado por el Usuario se determina por el índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3.

Las tolerancias para el Flicker generado por el usuario, según el artículo 46 NTSD, pueden ser apreciadas en la tabla VIII.

Tabla VIII. Tolerancias para el flicker generado por el Usuario

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 1 kV)	
SI ≤ 20	1.00
20 < SI ≤ 30	1.26
30 < SI ≤ 50	1.58
SI > 50	1.86
Tensión: (1kV < V ≤ 230 kV)	
SI / Scc ≤ 0.005	0.37
0.005 < SI / Scc ≤ 0.02	0.58
0.02 < SI / Scc ≤ 0.04	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Scc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

Fuente: CNEE. **Normas técnicas del servicio de distribución**, 14.

Tomando en cuenta que la línea en estudio (Guadalupe II), transporta potencia a un voltaje de 69kV, y que la relación SI (carga) / Scc (capacidad de C.C.) queda dentro de los valores de 0.005 y 0.02, la tolerancia a aplicar según la tabla VIII, será de 0.58 Pst.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el período de medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas. Artículo 46 NTSD.

El control del Flicker de los Participantes, como se describe en el artículo 39 NTCSTS, será responsabilidad del Transportista. En los casos donde se decida realizar mediciones sin carga o carga mínima, para referencia, deberán ser realizadas durante cinco horas. El control se realizará por medio de mediciones realizadas en el punto de conexión entre el Transportista y otros Participantes. Los puntos serán elegidos por el Transportista. Las mediciones deberán ser efectuadas de acuerdo a la norma IEC 868.

El criterio y las fórmulas de aplicación de la indemnización por Flicker de los participantes, serán iguales a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución vigentes, como lo describe el artículo 40 NTCSTS. Con lo anterior, en los casos en que los Distribuidores (Transportistas) verifiquen que alguno de sus Usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en el Artículo 46 NTSD, el Usuario deberá pagar al Distribuidor (Transportista), conforme al artículo 48 NTSD, una indemnización en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker.

2.2.4 Factor de potencia

En las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS, no queda definido, como es en el caso de los otros parámetros ya descritos, el índice, tolerancia, sanciones y método de control para el factor de potencia de los usuarios conectados a la red de transporte. Sin embargo en el Inciso 2 del Artículo 23 del Capítulo II referente a Regulación de Tensión de las NTCSTS, se describen las obligaciones de los Distribuidores y Grandes Usuarios para el Control de la Regulación de Tensión del sistema de transporte, especificando que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo, a toda hora, de 0.90 o superior a partir de la vigencia de estas normas, refiriéndose a las normas NTCSTS.

2.3 Resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

En el transcurso de la aplicación de las normas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha emitido una serie de resoluciones con el objeto de mejorar la aplicabilidad de una norma o adecuar su aplicación a situaciones existentes. En lo que respecta al tema de Calidad de Energía, se mencionan a continuación algunos artículos de resoluciones emitidas.

Resolución CNEE-36-2003, publicada el 16 de abril de 2003 en el Diario oficial:

Artículo 3. Alcance de las mediciones. Conforme a lo establecido en las NTCSTS, se deberán efectuar mediciones de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia en todos los puntos de conexión de los Participantes con el sistema de transporte. Se considera que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las NTCSTS corresponde a mediciones válidas, es decir que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo tales como registros en blanco y/o cantidades menores a las especificadas en la presente metodología, registros dañados, etc. La CNEE por medio del personal que estime conveniente, podrá auditar la totalidad de mediciones, así como la descarga de datos, que realice el transportista.

Artículo 6. Criterios para el procesamiento de las mediciones. A los fines del procesamiento de los archivos tanto de las mediciones de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker, efectuadas por el Sistema de Medición y Control de Calidad del Producto Técnico, se deberán considerar los siguientes criterios:

- 6.1 Para el control de la Regulación de la Tensión, se define como TENSIÓN CARACTERÍSTICA del intervalo de Medición: Al valor promedio de las tres tensiones de fase.
- 6.2 Se considerarán como registros no válidos siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:
- 6.2.1 Que el intervalo de medición del registro sea distinto al indicado por las NTCSTS, para el parámetro medido (Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente, Factor de Potencia, Distorsión Armónica y Flicker).
 - 6.2.2 Que los valores de tensión en cualquiera de las fases medidas del intervalo de Medición resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de conexión.
 - 6.2.3 Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anomalía.
 - 6.2.4 Que la fecha del registro sea anterior o posterior al período de control.
 - 6.2.5 Cuando se tengan registros duplicados, es decir, aquellos que presenten igual fecha y hora. Se eliminan los dos.

6.3 Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:

6.3.1 Para Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia: que la cantidad de registros válidos no supere veinticinco días. Sin embargo, debido a que se tiene un período de Medición Mensual, que corresponde con el número de días del mes, se entiende que el equipo está permanentemente en servicio. Para el caso de los generadores, la cantidad de registros válidos podrá ser menor a veinticinco días y corresponderá con la acumulación de los períodos en los cuales fue despachado.

6.3.2 Para Armónicos y Flicker: que la cantidad de registros válidos no supere seis días. Sin embargo se entiende que el equipo está conectado al menos siete días continuos.

6.3.6 El cálculo del 5% del tiempo que determina que una medición incumple las tolerancias establecidas, se realizará como el cociente entre los registros válidos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros válidos.

Artículo 7. Dos o más participantes en un mismo punto de conexión. Para el caso en que se encuentren dos o mas participantes, sean estos, Transportistas, Generadores, Distribuidores o Grandes Usuarios, en un mismo punto de conexión con un Transportista, la CNEE determinará la responsabilidad por el incumplimiento en las tolerancias de los parámetros de Calidad de Producto, analizando toda la información disponible de todos los involucrados de cada caso específico y en función de su contribución o aporte en los períodos donde hubo registros fuera de las tolerancias establecidas.

Resolución CNEE-56-2003, publicada el 27 de Junio de 2003 en el Diario de Centro América.

En el numeral I se resuelve:

I) Extender el plazo durante el cual los resultados de las empresas de distribución y transporte, que se deriven de las mediciones de Distorsión Armónica, en tensión y corriente, así como flicker, no estarán sujetos a las disposiciones contenidas en los artículos 34, 39, 44, y 48 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y en los artículos 27, 30, 37, 40 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

3 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA LÍNEA GUADALUPE II DE LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

En el presente capítulo se muestran los resultados del estudio de Calidad de Energía realizado a la línea Guadalupe II de la subestación Guatemala Sur, en base a los índices y tolerancias establecidas en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS.

3.1 Calidad del producto por parte del transportista

Para el estudio que se presenta en este capítulo, se contó con la información de 271,275 datos, procedentes de mediciones realizadas del 1 de Septiembre a las 00:15 horas al 1 de Octubre a las 00:00 horas del año 2002 para los índices de Regulación de Tensión, Desbalance de Corriente y Factor de Potencia. Para los índices de Distorsión Armónica y Flicker las mediciones comprendieron del 30 de Agosto a las 10:35 horas al 6 de Septiembre a las 10:14 horas del mismo año.

Para el procesamiento de los datos fueron utilizadas hojas Excel y programas en Visual Basic, que pueden ser consultados en el mismo CD que contiene la tesis.

3.1.1 Regulación de Tensión

Para el parámetro Regulación de Tensión, que es uno de los parámetros para calificar la Calidad del Producto por parte del Transportista, fueron utilizados 8,640 datos procedentes de 2,880 registros conteniendo mediciones instantáneas de voltaje de cada una de las fases.

Las mediciones, como lo estipula el Artículo 20 de las NTCSTS para Regulación de Tensión, fueron tomadas cada 15 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.1 de la resolución CNEE-36-2003.

Figura 25. Voltajes en cada una de las fases

**VOLTAJE EN KV DE
CADA UNA DE LAS FASES**

↓

REGISTROS →

	A	B	C	D	T	U	V
1	FECHA	KVA	KVB	KVC	FOR IND T	TOLE 5%	RES FIN
2	2002/09/01 00:15:00	71.20000	71.19000	71.54000	3.34783	OK	OK
3	2002/09/01 00:30:00	70.37000	70.38000	70.73000	2.16425	OK	OK
4	2002/09/01 00:45:00	70.38000	70.43000	70.77000	2.21256	OK	OK
5	2002/09/01 01:00:00	70.56000	70.59000	70.95000	2.46377	OK	OK
2054	2002/09/22 09:15:00	46.07000	46.04000	46.41000	33.08213	XXXXX	----
2879	2002/09/30 23:30:00	70.92000	71.06000	71.37000	3.06763	OK	OK
2880	2002/09/30 23:45:00	70.57000	70.72000	71.02000	2.56522	OK	OK
2881	2002/10/01 00:00:00	70.87000	71.00000	71.30000	2.98068	OK	OK

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 25 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y una medición instantánea del voltaje en cada una de las fases.

Para el análisis de la Regulación de Tensión, se procedió a calcular el índice de Regulación con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = \Delta V_k (\%) = (|V_k - V_n| / V_n) \times 100$$

Es importante mencionar que la formula únicamente hace referencia a un voltaje V_k . Situación por la cual la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con la resolución CNEE-36-2003 en el artículo 6.1 indica que para el control de la Regulación de Tensión, se define como TENSION CARACTERISTICA V_k del intervalo de medición, al valor promedio de las tres tensiones de fase.

Una vez obtenido el índice, este fue comparado con una tolerancia del 5%, tolerancia de Regulación de Tensión que le corresponde a la línea Guadalupe II en estudio. Artículo 24NTSD.

Para el procesamiento de los datos fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones¹ dentro de la tolerancia fueron identificados con "XXXXX", los registros válidos que presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados con "OK" y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por "-----".

Como ejemplo ilustrativo, en el registro 2054 de la figura 25 se observan voltajes de 46.07000 kV, 46.04000 kV y 46.41000 kV con los cuales se obtuvo un voltaje V_k de 46.17333. Aplicando la fórmula del índice de regulación de tensión, se calculó un $\Delta V_k (\%) = 33.08213$ que está por encima de la tolerancia de 5%, es por ello que la celda U2054 aparece identificada con "XXXXX".

¹ Se llaman mediciones a los valores obtenidos directamente de los equipos de medición. Para este caso en particular se refiere a los valores de voltaje mostrados en las columnas B, C y D de la figura 25.

Sin embargo el registro 2054 finalmente no fue contabilizado como “registro valido fuera de tolerancia” sino como “invalido” como se observa en la celada V2054. Uno de los filtros identificó a este registro como invalido con base al artículo 6.2.2 de la resolución CNEE-36-2003 por presentar voltajes por debajo del 70% del valor nominal.

A continuación en la tabla IX los resultados:

Tabla IX. Resultados del parámetro regulación de tensión

Parámetro: Regulación de Tensión.				
Tipo de Parámetro: Calidad del producto por parte del transportista.				
Número de Registros: 2880.				
Numero de Registros no Válidos.	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por tener voltajes abajo del 70%.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
41	0	41	0	0
Número de Registros Válidos.	Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.	
2839	2839		0	
Calidad del Parámetro Regulación de Tensión: BUENA *				

* Se considera que la calidad del parámetro Regulación de Tensión es buena por cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Vease artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.1.2 Distorsión Armónica de la Tensión

Para el parámetro Distorsión Armónica de la Tensión, el cual es también un parámetro para calificar la Calidad del Producto por parte del Transportista, fueron utilizados 120,600 datos procedentes de 1,005 registros conteniendo mediciones de Distorsión Armónica Individual y Distorsión Armónica Total.

Para la evaluación de los índices, se consideró, inclusive, hasta la armónica de orden 40, como lo estipula el artículo 32NTSD.

Cabe mencionar que, para la obtención de los Índices, se realizan mediciones entre cada una de las fases, por lo que para un mismo registro existen tres Índices de Distorsión Armónica Individual para cada una de las armónicas y tres Índices de Distorsión Armónica Total.

Las mediciones, como lo estipula el Artículo 20 de las NTCSTS para Distorsión Armónica de la Tensión, fueron tomadas cada 10 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.2. De la resolución CNEE-36-2003.

En la figura 26 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y mediciones de los Índices de Distorsión Armónica Total e Individual para cada una de las armónicas analizadas.

Para el análisis de la Distorsión Armónica de la Tensión, el medidor utilizado brinda los datos procesados de DATT y DAIT como se explica en el párrafo anterior y se observa en la figura 26, por lo que no fue necesaria la utilización de las fórmulas descritas en el artículo 31NTSD para la obtención de los índices.

Figura 26. Muestra de mediciones de distorsión armónica de voltaje

REGISTROS	ARMONICA 2 DE VOLTAJE, EN % RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASE AB, BC, CA.					ARMONICA 40 DE VOLTAJE, EN % RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASE AB, BC, CA.							
	A	B	C	D	E	F	G	DL	DM	DN	DO	DP	DQ
1	File : C:\ArchivosAee4000\sep2002\Guadalupe2\Arch-Originales\0LUPE2#.svg												
2	Event : Trending												
3	Rate : Record each: 10 Minutes												
4	Date												
5	2002-08-30 10:33:03.000	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
6	2002-08-30 10:43:03.000	0.002	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0	0	0	2.47	2.382	2.221
7	2002-08-30 10:53:03.006	0	0	0	0.007	0	0	0	0	0	2.335	2.221	2.093
8	2002-08-30 11:03:03.011	0	0	0	0.004	0	0	0	0	0	2.314	2.191	2.06
9	2002-08-30 11:13:03.001	0	0	0	0.004	0	0	0	0	0	2.319	2.211	2.084
10	2002-08-30 11:23:03.001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.343	2.225	2.103
11	2002-08-30 11:33:03.014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.399	2.288	2.16
12	2002-08-30 11:43:03.005	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.411	2.305	2.159
13	2002-08-30 11:53:03.006	0	0	0	0.001	0	0	0	0	0	2.469	2.373	2.252
14	2002-08-30 12:03:03.012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.468	2.387	2.275
15	2002-08-30 12:13:03.009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.534	2.443	2.353
1006	2002-09-06 09:44:55.004	0	0	0	0.002	0	0.002	0	0	0	2.276	2.126	2.043
1007	2002-09-06 09:54:55.003	0	0	0	0	0.002	0	0	0	0	2.251	2.114	2.02
1008	2002-09-06 10:04:55.001	0	0	0	0	0.001	0	0	0	0	2.24	2.1	2.019
1009	2002-09-06 10:14:55.016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.223	2.082	2.01
1010													

Fuente: Elaboración propia.

Los datos obtenidos de las mediciones fueron comparados con las tolerancias descritas en el artículo 32NTSD. Por motivos de espacio no se incluyen en este documento las comparaciones, pero pueden consultarse en el CD adjunto.

Es importante mencionar que las tolerancias hacen referencia únicamente al valor máximo permitido para cada uno de los índices, pero no queda claramente especificada en las normas la forma en que se procesarán los datos. Hay que recordar que para cada registro se tienen tres Índices de Distorsión Armónica Individual por armónica, y tres Índices de Distorsión Armónica Total, que resultan de las mediciones entre cada una de las fases. Ante esta interrogante se consulto al departamento de normas de la CNEE, la cual confirmo el hecho de que para la comparación de los índices con las tolerancias, primero se necesitaba calcular el promedio de los tres Índices de Distorsión Armónica Individual por armónica y el promedio de los tres Índices de Distorsión Armónica Total. Dicho de otra forma, la comparación se realizaría entre la tolerancia y el índice resultante del promedio de los índices que se obtuvieron de las mediciones entre las fases, y no de la comparación individual de cada índice contra su tolerancia. Sobre esta situación no se encuentra aún una resolución que aclare el tema.

Para el procesamiento de los datos, al igual que en los demás parámetros de Calidad de Energía, fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de las tolerancias fueron identificados por las letras “XXXXX”; los registros válidos que presentaron mediciones dentro de las tolerancia fueron identificados por las letras “OK” y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por “-----”.

Para este parámetro de Calidad de Energía se consideró que un registro se encontraba fuera de las tolerancias, si se sobrepasaba la distorsión armónica total o la distorsión armónica individual para cualquier armónica, artículo 32NTSD.

A continuación en la tabla X los resultados:

Tabla X. Resultados del parámetro distorsión armónica de la tensión

Parámetro: Distorsión Armónica de la Tensión			
Tipo de Parámetro: Calidad del producto por parte del transportista.			
Número de Registros: 1005.			
Numero de Registros Válidos.	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
2	1	0	2
Número de Registros Válidos.	Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.
1003	423		580
Calidad del Parámetro Distorsión Armónica de la Tensión: MALA *			

* Se considera que la calidad del parámetro Distorsión Armónica de la Tensión es mala por no cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Véase artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.1.3 Flicker en la Tensión

Para el parámetro Flicker en la Tensión, que es también uno de los parámetros para calificar la Calidad del Producto por parte del Transportista, fueron utilizados 3,015 datos procedentes de 1,005 registros conteniendo mediciones de Flicker para cada una de las fases.

Las mediciones, como lo estipula el Artículo 20 de las NTCSTS para Flicker en la Tensión, fueron tomadas cada 10 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.1 de la resolución CNEE-36-2003.

Figura 27. Muestra de mediciones de flicker en la tensión de cada una de las fases.

**MEDICIONES DE FLICKER
DE CADA UNA DE LAS FASES**

↓

	A	IH	II	IJ	CV	CW
1	File : C:\ArchivosAce4000V				RES	RES FIN
2	Event : Trending					
3	Rate : Record each: 10 Minu					
4	Date	Flicker Pst L1	Flicker Pst L2	Flicker Pst L3		
5	2002-08-30 10:33:03:000	N/A	N/A	N/A	#DIV/0!	----
6	2002-08-30 10:43:03:000	0.574	0.585	0.556	OK	OK
7	2002-08-30 10:53:03:006	0.771	0.888	0.819	OK	OK
8	2002-08-30 11:03:03:011	0.648	0.838	0.646	OK	OK
9	2002-08-30 11:13:03:001	0.678	0.853	0.747	OK	OK
10	2002-08-30 11:23:03:001	0.653	0.698	0.645	OK	OK
1007	2002-09-06 09:54:55:009	0.65	0.725	0.693	OK	OK
1008	2002-09-06 10:04:55:001	0.627	0.786	0.709	OK	OK
1009	2002-09-06 10:14:55:016	0.626	0.672	0.648	OK	OK
1010						

REGISTROS →

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 27 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y una medición del Índice de Severidad de Corto Plazo Pst de cada una de las fases.

Para el análisis de la Distorsión de Flicker en la Tensión, el medidor utilizado brindó los datos procesados del Índice de Severidad de Corto Plazo Pst para cada una de las fases. Los datos obtenidos de las mediciones fueron comparados con la tolerancia de 1Pst descrita en el artículo 37NTSD.

Es importante mencionar que en el artículo 37NTSD, la tolerancia descrita hace referencia únicamente al valor máximo permitido al índice de Flicker, sin embargo no queda claramente especificada la forma en que se procesarán los datos. Hay que recordar que para cada registro se tienen 3 datos o índices de Flicker que resultan de las mediciones realizadas a cada una de las fases. Ante esta interrogante se consultó al departamento de normas de la CNEE, la cual confirmó el hecho de que para la comparación del índice con la tolerancia, primero se necesitaba obtener el promedio de las 3 mediciones de Flicker de cada registro. Dicho de otra forma, la comparación se realizaría entre la tolerancia y el índice resultante del promedio de las tres mediciones de Flicker en un registro, y no la comparación individual de cada índice contra la misma tolerancia. Sobre esta situación no se encuentra una resolución que aclare el tema.

Para el procesamiento de los datos, al igual que en los demás parámetros de Calidad de Energía, fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "XXXXX"; los registros válidos que presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "OK" y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por "----". Para este parámetro de Calidad de Energía se consideró que un registro se encontraba fuera de la tolerancia, si el Índice de Severidad de Corto Plazo sobrepasaba el valor de 1Pst. En la columna cw de la figura 27 se puede observar una muestra de los resultados obtenidos.

A continuación en la tabla XI los resultados:

Tabla XI. Resultados del parámetro distorsión de flicker en la tensión

Parámetro: Distorsión de Flicker en la Tensión.				
Tipo de Parámetro: Calidad del producto por parte del transportista.				
Número de Registros: 1005.				
Numero de Registros Válidos.	de no	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
2		1	0	2
Número de Registros Válidos.		Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.
1003		948		55
Calidad del Parámetro Distorsión de Flicker en la Tensión:			MALA *	

* Se considera que la calidad del parámetro Distorsión de Flicker en la Tensión es mala por no cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Véase artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.2 Incidencia de los Participantes en la calidad del producto

3.2.1 Desbalance de Corriente

Para el parámetro Desbalance de Corriente, que es uno de los parámetros para calificar la incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto, fueron utilizados 8,640 datos procedentes de 2,880 registros conteniendo mediciones instantáneas de corriente de cada una de las fases.

Las mediciones, como lo estipula el Artículo 20 de las NTCSTS para Desbalance de Corriente, fueron tomadas cada 15 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.1 de la resolución CNEE-36-2003.

Figura 28. Muestra de mediciones de cada una de las fases

CORRIENTE EN CADA UNA DE LAS FASES

↓

	A	E	F	G	AE	AF	AG
1	FECHA	IA	IB	IC	FOR.INDI	TOLE 10%	RES.FIN
2	2002/09/01 00:15:00	91.60000	91.10000	86.40000	3.678923766	OK	OK
3	2002/09/01 00:30:00	88.20000	87.70000	83.20000	3.666538016	OK	OK
4	2002/09/01 00:45:00	85.60000	85.40000	80.60000	3.895071542	OK	OK
5	2002/09/01 01:00:00	82.10000	81.90000	77.30000	3.895565686	OK	OK
6	2002/09/01 01:15:00	79.10000	79.10000	74.10000	4.304778304	OK	OK
7	2002/09/01 01:30:00	77.50000	77.40000	72.30000	4.533450704	OK	OK
8	2002/09/01 01:45:00	75.60000	75.30000	70.70000	4.28700361	OK	OK
9	2002/09/01 02:00:00	74.70000	74.70000	69.50000	4.751027867	OK	OK
10	2002/09/01 02:15:00	73.90000	73.70000	68.30000	5.094951366	OK	OK
2879	2002/09/30 23:30:00	105.70000	105.30000	100.70000	3.079884504	OK	OK
2880	2002/09/30 23:45:00	101.30000	100.80000	95.90000	3.456375839	OK	OK
2881	2002/10/01 00:00:00	96.80000	96.80000	91.40000	3.789473684	OK	OK
2882							

REGISTROS →

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 28 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y una medición instantánea de la corriente en cada una de las fases.

Para el análisis del Desbalance de la Corriente en las fases, se procedió a obtener el índice de Desbalance de Corriente con la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de Desbalance de Corriente (\%)} = \Delta\text{DIP (\%)} = [3(I_{mp})/(I_a+I_b+I_c)] \times 100$$

Una vez obtenido el índice, este fue comparado con una tolerancia del 10%, tolerancia que aplica a las líneas de transporte, categoría a la que pertenece la línea en estudio. Artículo 31NTCSTS.

Para el procesamiento de los datos, al igual que en los demás parámetros de Calidad de Energía, fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003. Además de los anteriores, se incluyó un filtro que depuraba los registros que presentaban corrientes iguales a cero y volvían indefinida la fórmula del índice de Desbalance de Corriente, sobre esta situación no se encuentra una resolución que aclarara el tema.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "XXXXX", los registros válidos que presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "OK" y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por "----". En la columna AG de la figura 28 se puede observar una muestra de los resultados obtenidos.

A continuación en la tabla XII los resultados:

Tabla XII. Resultados del parámetro desbalance de corriente

Parámetro: Desbalance de Corriente.					
Tipo de Parámetro: Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto					
Número de Registros: 2880.					
Numero de Registros no Válidos.	Registros tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por tener voltajes abajo del 70%.	Registros tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.	Registros no tomados en cuenta por presentar corrientes iguales a cero en las 3 fases.
93	0	41	0	0	92
Número de Registros Válidos.		Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.	
2787		2787		0	
Calidad del Parámetro Desbalance de Corriente: BUENA *					

* Se considera que la calidad del parámetro Desbalance de Corriente es buena por cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Véase artículo 6.3.6 de la CNEE-36-2003 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes

Para el parámetro Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, el cual es también un parámetro para calificar la incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto, fueron utilizados 120,600 datos procedentes de 1,005 registros conteniendo mediciones de Distorsión Armónica Individual y Distorsión Armónica Total.

Para la evaluación de los índices, se consideró, inclusive, hasta la armónica de orden 40. A diferencia de la Distorsión Armónica de la Tensión, en ningún artículo de Distorsión Armónica de la Corriente de carga se especifica hasta que armónica se debe de considerar en los estudios.

Cabe mencionar que para la obtención de los Índices, se realizan mediciones para cada una de las fases, por lo que para un mismo registro existen tres Índices de Distorsión Armónica Individual para cada una de las armónicas y tres Índices de Distorsión Armónica Total.

Las mediciones, como lo estipula el Artículo 20 de las NTCSTS para Distorsión Armónica de la Tensión, fueron tomadas cada 10 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.2. de la resolución CNEE-36-2003.

En la figura 29 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y mediciones de los Índices de Distorsión Armónica Total e Individual para cada una de las armónicas analizadas.

Para el análisis de la Distorsión Armónica de la Corriente, el medidor utilizado brinda los datos procesados de DATI y DAII como se explica en el párrafo anterior y se observa en la figura 29, por lo que no fue necesaria la utilización de las fórmulas descritas en el artículo 41NTSD para la obtención de los índices.

Los datos obtenidos de las mediciones fueron comparados con las tolerancias descritas en el artículo 42NTSD. Por motivos de espacio no se incluyen en este documento las comparaciones, pero pueden ser consultadas en el CD adjunto.

Figura 29. Muestra de las mediciones de distorsión armónica de la corriente de carga

A	ARMONICA 2 DE CORRIENTE, EN % RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASES A, B, C.			ARMONICA 3 DE CORRIENTE, EN % RESPECTO A LA FUNDAMENTAL RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASES A, B, C.			ARMONICA 40 DE CORRIENTE, EN % RESPECTO A LA FUNDAMENTAL RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASES A, B, C.			DISTORSION ARMONICA TOTAL RESPECTO A LA FUNDAMENTAL FASES A, B, C.			
	DR	DS	DW	DT	DU	DV	DI	DE	DF	DI	IE	IF	IG
1 File: C:\ArchivosAse4\0004													
2 Event: Trending													
3 Rate: Record each: 10 Min													
4 Date													
5 2002-08-30 10:33:03.000	0.002	24.818	0.002	0.643	22.093	0.001	N/A	N/A	N/A	0	8.488	0	0
6 2002-08-30 10:43:03.000	0	0	0	0.578	0.241	0	N/A	N/A	N/A	0	1.776	104.578	1.815
7 2002-08-30 10:53:03.006	0	0	0	0.667	0.183	0.001	0	0	0	0	1.928	1.895	1.985
8 2002-08-30 11:03:03.011	0	0.001	0.001	0.677	0.222	0.02	0	0	0	0	1.946	1.882	1.959
9 2002-08-30 11:13:03.001	0	0	0	0.676	0.19	0.026	0	0	0	0	1.931	1.852	1.968
10 2002-08-30 11:23:03.001	0	0	0	0.712	0.213	0.026	0	0	0	0	1.888	1.828	1.909
11 2002-08-30 11:33:03.014	0	0	0.001	0.635	0.195	0.003	0	0	0	0	1.641	1.583	1.643
12 2002-08-30 11:43:03.005	0	0	0.001	0.711	0.303	0.134	0	0	0	0	1.77	1.723	1.745
13 2002-08-30 11:53:03.006	0	0	0	0.735	0.377	0.209	0	0	0	0	1.818	1.76	1.812
14 2002-08-30 12:03:03.012	0	0	0	0.798	0.425	0.292	0	0	0	0	1.884	1.831	1.897
15 2002-08-30 12:13:03.009	0	0	0	0.798	0.425	0.292	0	0	0	0	1.797	1.683	1.802
1006 2002-09-06 09:44:55.004	0.01	0.001	0.071	0.797	0.637	0.163	0	0	0	0	2.567	2.532	2.625
1007 2002-09-06 09:54:55.009	0.004	0.001	0.016	0.781	0.53	0.156	0	0	0	0	2.606	2.556	2.541
1008 2002-09-06 10:04:55.001	0.005	0	0.008	0.748	0.513	0.078	0	0	0	0	2.482	2.445	2.433
1009 2002-09-06 10:14:55.016	0.009	0.383	0.006	0.724	0.747	0.113	0	0.136	0	0	2.295	3.867	2.258
1010													

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que las tolerancias hacen referencia únicamente al valor máximo permitido para cada uno de los índices, pero no queda claramente especificada en las normas la forma en que se procesarán los datos. Hay que recordar que para cada registro se tienen tres Índices de Distorsión Armónica Individual por armónica, y tres Índices de Distorsión Armónica Total, que resultan de las mediciones para cada una de las fases. Ante esta interrogante se consulto al departamento de normas de la CNEE, la cual confirmo el hecho de que para la comparación de los índices con las tolerancias, primero se necesitaba sacar el promedio de los tres Índices de Distorsión Armónica Individual por armónica y el promedio de los tres Índices de Distorsión Armónica Total. Dicho de otra forma, la comparación se realizaría entre la tolerancia y el índice resultante del promedio de los índices que se obtuvieron de las mediciones para cada fase, y no la comparación individual de cada índice contra su tolerancia. Sobre esta situación no hay una resolución que lo especifique.

Para el procesamiento de los datos, al igual que en los demás parámetros de Calidad de Energía, fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de las tolerancias fueron identificados por las letras "XXXXX"; los registros válidos que presentaron mediciones dentro de las tolerancia fueron identificados por las letras "OK" y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por "----".

Para este parámetro de Calidad de Energía se consideró que un registro se encontraba fuera de las tolerancias, si se sobrepasaba la distorsión armónica total o la distorsión armónica individual para cualquier armónica. A diferencia del parámetro distorsión armónica de la tensión, en este parámetro no se encontró ningún artículo que especificara cuando considerar a un registro fuera de las tolerancias.

A continuación en la tabla XIII los resultados:

Tabla XIII. Resultados del parámetro distorsión armónica de la corriente de carga

Parámetro: Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes.			
Tipo de Parámetro: Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto.			
Número de Registros: 1005.			
Número de Registros no Válidos.	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
3	1	0	2
Número de Registros Válidos.	Número de Registros dentro de la tolerancia.	Número de Registros fuera de la tolerancia.	
1002	1002	0	
Calidad del parámetro Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes: BUENA *			

* Se considera que la calidad del parámetro Distorsión Armónica de la Corriente de Carga de los Participantes es buena por cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Véase artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Flicker de los Participantes

Para el parámetro Flicker de los Participantes, que es también uno de los parámetros para calificar la incidencia de los participantes en la Calidad del Producto, fueron utilizadas las mismas mediciones que se utilizaron para calificar la Calidad del Producto por parte del Transportista.

Para este parámetro de Calidad de Energía, al igual que en el análisis de la Distorsión de Flicker en la Tensión, se utilizó para la comparación con la tolerancia, al promedio de los tres índices de Flicker correspondientes a cada una de las fases.

La tolerancia aplicada a este parámetro, Flicker de los Participantes, en base al artículo 46NTSD, fué de 0.58 Pst.

Para el procesamiento de los datos, al igual que en los demás parámetros de Calidad de Energía, fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "XXXXX"; los registros válidos que presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras "OK" y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por "-----".

A continuación en la tabla XIV los resultados:

Tabla XIV . Resultados del parámetro distorsión de flicker de los Participantes

Parámetro: Distorsión de Flicker de los Participantes.				
Tipo de Parámetro: Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto.				
Número de Registros: 1005.				
Numero de Registros Válidos.	de no	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
2 ²		1	0	2
Número de Registros Válidos.		Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.
1003		123		880
Calidad del Parámetro Distorsión de Flicker de los Participantes:				MALA *

* Se considera que la calidad del parámetro Distorsión de Flicker de los Participantes es mala por no cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Ver artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Factor de Potencia

Para el parámetro Factor de Potencia, el cual es también uno de los parámetros que aparecen en la lista del inciso b del artículo II del capítulo II de las NTCSTS, para calificar la incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto, se utilizaron 2,880 datos procedentes de 2,880 registros conteniendo mediciones del factor de potencia trifásico.

² Coincidentemente un mismo registro fue depurado dos veces.

Las mediciones, como lo estipula el artículo 20 de las NTCSTS para Factor de Potencia, fueron tomadas cada 15 minutos y se sobrepasaron el número de registros válidos requeridos por el artículo 6.3.1 de la resolución CNEE-36-2003.

Figura 30. Muestra de las mediciones del factor de potencia

FACTOR DE POTENCIA TRIFASICO.

↓

	A	H	I	J	K	AL	AM
1	FECHA	MW_3F	MVAR_3F	MVA_3F	FP_3F	TOLE 0.9	RES FIN
2	2002/09/01 00:15:00	10.90000	1.90000	11.08000	0.98480	OK	OK
3	2002/09/01 00:30:00	10.40000	1.64000	10.54000	0.98740	OK	OK
4	2002/09/01 00:45:00	10.12000	1.54000	10.24000	0.98820	OK	OK
5	2002/09/01 01:00:00	9.74000	1.38000	9.84000	0.98980	OK	OK
6	2002/09/01 01:15:00	9.42000	1.16000	9.50000	0.99220	OK	OK
7	2002/09/01 01:30:00	9.18000	1.04000	9.24000	0.99320	OK	OK
8	2002/09/01 01:45:00	8.96000	1.02000	9.02000	0.99320	OK	OK
9	2002/09/01 02:00:00	8.88000	0.93999	8.94000	0.99420	OK	OK
10	2002/09/01 02:15:00	8.72000	0.82000	8.76000	0.99540	OK	OK
2879	2002/09/30 23:30:00	12.60000	2.18000	12.80000	0.98500	OK	OK
2880	2002/09/30 23:45:00	12.00000	1.98000	12.16000	0.98620	OK	OK
2881	2002/10/01 00:00:00	11.52000	1.90000	11.68000	0.98640	OK	OK
2882							

REGISTROS

↓

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 30 puede apreciarse una muestra de los registros analizados. Cada registro consta de fecha, hora y una medición del factor de potencia trifásico. El valor máximo o tolerancia aceptada para este parámetro fue el de 0.9, según información proporcionada por la CNEE.

Es importante mencionar, como se hiciera en su respectivo momento en el capitulo II de este documento, que para este parámetro no existe capítulo alguno en las NTCSTS destinado a normarlo. A diferencia de los otros parámetros de Calidad de Energía ya tratados, para este parámetro no quedan claramente definidos en las normas el índice, tolerancia, sanciones y método de control.

Para el procesamiento de los datos fueron utilizados una serie de filtros con el fin de depurar los registros que no llenaban los requerimientos establecidos en el artículo 6.2 de la resolución CNEE-36-2003.

Los registros válidos que no presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras “XXXXX”, los registros válidos que presentaron mediciones dentro de la tolerancia fueron identificados por las letras “OK” y; los registros que no fueron tomados en cuenta o inválidos por no cumplir con los requerimientos establecidos en la resolución CNEE-36-2003, fueron representados por “-----”. En la columna AM de la figura 30 se puede observar una muestra de los resultados obtenidos. A continuación en la tabla XV el resumen de los resultados:

Tabla XV. Resultados del parámetro factor de potencia

Parámetro: Factor de Potencia.				
Tipo de Parámetro: Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto.				
Número de Registros: 2880.				
Numero de Registros no Válidos.	Registros no tomados en cuenta por problemas en el intervalo.	Registros no tomados en cuenta por tener voltajes abajo del 70%.	Registros no tomados en cuenta por presentar valores negativos no coherentes.	Registros no tomados en cuenta por tener texto en casillas numéricas.
41	0	41	0	0
Número de Registros Válidos.		Número de Registros dentro de la tolerancia.		Número de Registros fuera de la tolerancia.
2839		2839		0
Calidad del Parámetro Factor de Potencia:			BUENA *	

* Se considera que la calidad del parámetro Factor de Potencia es buena por cumplir con lo estipulado en el artículo 6.3.6 de la resolución CNEE-36-2003. Véase artículo 6.3.6 en el capítulo 2.

Fuente: Elaboración propia.

4 PROPUESTAS DE SOLUCIÓN A PARÁMETROS CON MALA CALIDAD DE ENERGÍA DE LA LÍNEA GUADALUPE II EN LA SUBESTACIÓN GUATEMALA SUR

En el transcurso de este documento nos hemos familiarizado con las principales distorsiones que afectan la Calidad de la Energía Eléctrica y las repercusiones que esto tiene en la sociedad, poniendo de manifiesto la importancia de estudiar y solucionar los problemas que se presentan en esta materia.

En este capítulo se plantean propuestas de solución para mejorar aquellos parámetros que resultaron en una pobre Calidad de Energía al realizarse el análisis del capítulo tres en base a las normas nacionales vigentes.

A continuación los Parámetros que resultaron en una mala Calidad de Energía.

- 1.- Distorsión Armónica de la Tensión.
- 2.- Distorsión de Flicker en la Tensión.
- 3.- Distorsión de Flicker generado por el Usuario.

4.1 Distorsión Armónica de la Tensión.

Como se observa en la tabla X del capítulo 3, de los 1003 registros válidos, únicamente 423 registros esto es el 42.17 %, presentaron registros dentro de la tolerancia, el resto 580 registros que representan el 57.83 % de registros validos, presentaron registros fuera de la tolerancia.

Para este parámetro se consideró que un registro estaba fuera de tolerancia, si al menos un índice de distorsión armónica era sobrepasado en su tolerancia en ese registro, esto significa que si el índice de distorsión armónica individual para cualquier armónica comprendida dentro del orden dos a cuarenta o el índice de distorsión armónica total sobrepasaban su tolerancia, ese registro era considerado fuera de tolerancia.

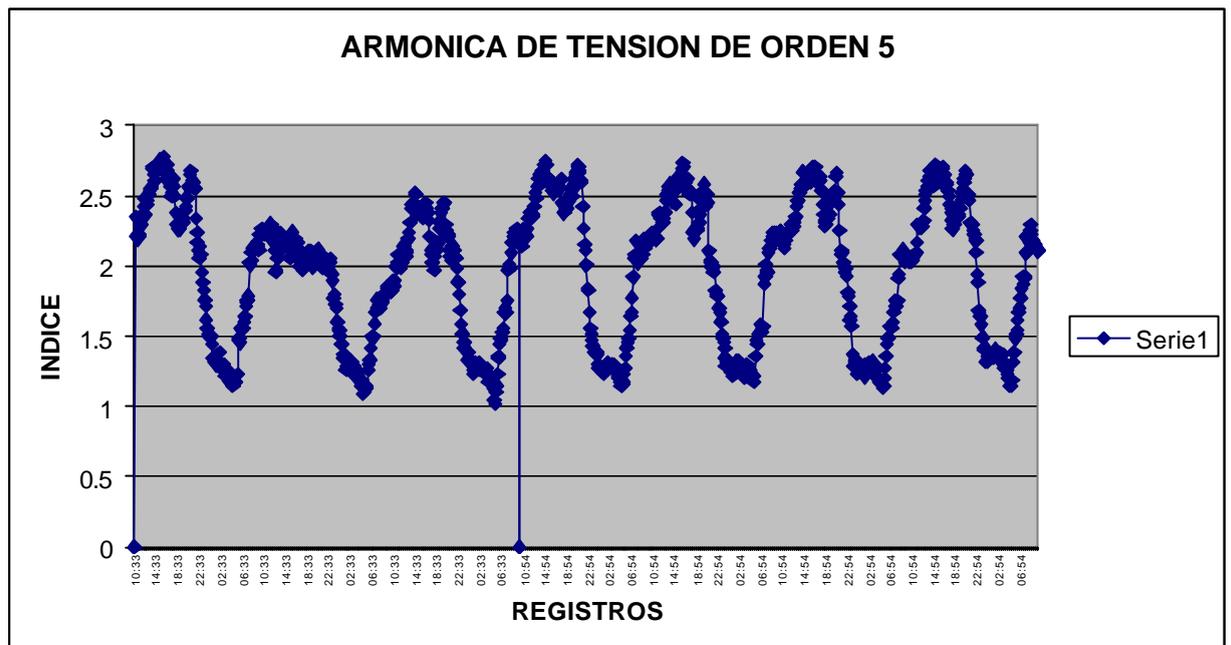
Al contabilizar los registros validos se encontró que el 57.83% de registros estaban fuera de tolerancia, valor que sobrepasaba en mucho al 5% que establecía como límite el artículo 32NTSD y el artículo 6.3.6. De la Resolución CNEE-36-2003.

Con lo anterior, se procedió a realizar un estudio más profundo en este parámetro, encontrándose que la armónica que presentaba valores fuera de la tolerancia era la armónica de orden 5. Cuando se corrieron de nuevo los programas en Visual Basic en las hojas Excel, no tomando en cuenta el Índice de Distorsión Armónica Individual para la 5ta. Armónica, se encontró que del total de 1003 registros válidos, el 100% se encontraba dentro de las tolerancias, esto significa que ningún otro Índice de Distorsión Armónica Individual para cualquier armónica o Índice de Distorsión Armónica Total sobrepasaba su tolerancia descrita en la norma.

Se encontró además, que el registro con mayor distorsión presentó un valor de 2.78066667%, arriba de la tolerancia con un valor de 2% descrita en el artículo 32NTSD.

A continuación en la figura 31, se observa el comportamiento que mostró el Índice de Distorsión de la quinta Armónica de Tensión en el período de medición.

Figura 31. Comportamiento de la armónica de orden 5 en el período de medición.



Fuente: Elaboración propia.

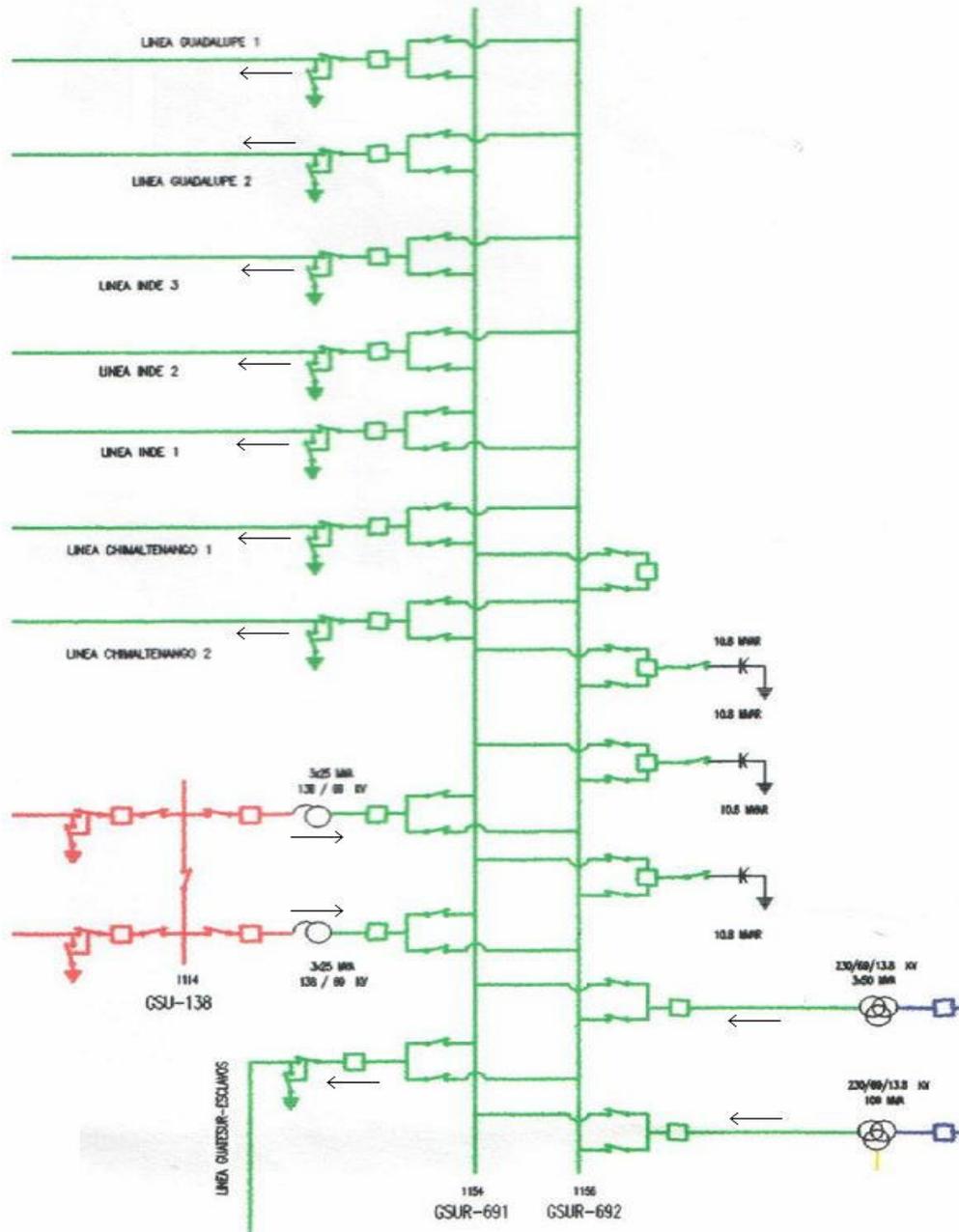
Como se observa en la figura 31, la 5ta. Armónica de tensión mostró básicamente un mismo comportamiento en el transcurso de los días estudiados, pudiéndose constatar en los registros, que la tolerancia individual de 2% era sobrepasada alrededor de las 8:00 horas y que las mediciones retornaban a valores dentro de tolerancia alrededor de las 23:00 horas, mostrando un alto grado de correlación con el aumento de la demanda. Se descartó la posibilidad de una amplificación significativa de la 5ta. Armónica por la inserción de los bancos de capacitores en Guatemala sur, puesto que, analizando los registros de entradas y salidas de estos, no mostraron una correlación estrecha con la distorsión.

Para el estudio armónico se debe tener clara la diferencia entre la distorsión de voltaje y la de corriente, y es que no es lo mismo, aunque estén relacionadas. La distorsión de voltaje es el resultado del paso de la corriente distorsionada a través de la impedancia lineal en serie de la línea del Transportista o Distribuidor. El paso de la corriente a través de la impedancia del sistema provoca caída de voltaje para cada armónica. Esto resulta en armónicas de voltaje en el bus de carga. **El monto de la distorsión de voltaje depende de la impedancia y de la corriente armónica.** Es por esto que la distorsión de voltaje que pueda producir una misma carga puesta en dos diferentes lugares del sistema será distinta.

Uno de los métodos utilizados para mitigar el efecto de las corrientes armónicas consiste en la implementación de filtros, los cuales desvían las corrientes armónicas, en otras palabras controlan el flujo de estas. Sin embargo **la implementación de estos filtros es más práctico y económico en baja tensión en la salida del usuario o en porciones del sistema de distribución que en el sistema de transmisión.**

Revisando la distorsión armónica de la corriente de carga de la línea en estudio, se observa en la tabla XIII del Capítulo 3, que ningún registro presentó valores fuera de tolerancia, y que los valores de distorsión individual de la 5ta armónica de corriente presentaron valores bajos, estos dentro de la tolerancia establecida. Es decir que la línea Guadalupe 2 de la Subestación Guatemala Sur no tiene responsabilidad directa sobre la distorsión de voltaje encontrada en el PCC (*Point of Common coupling*) o punto de conexión común y que la distorsión podría provenir de las fuentes que alimentan la barra mencionada o a la interacción entre las corrientes armónicas de las demás líneas en 69kV que se alimentan de esta barra y la impedancia del sistema. En la figura 32 se observan las barras de 69kV de la Subestación Guatemala Sur.

Figura 32. Barras de 69kV de la Subestación Guatemala Sur.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que muchas fuentes armónicas pueden haber existido en un sistema desde hace mucho tiempo, sin ser detectadas y sin causar problemas, hasta que se realiza un cambio en la red.

La eliminación de la 5ta. Armónica es importante cuando se considera el comportamiento de motores y generadores ya que es una cantidad de secuencia negativa y causa calentamiento en el rotor y par negativo en las máquinas. A continuación algunas técnicas de mitigación de armónicas:

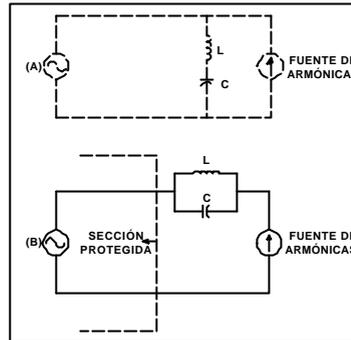
El filtrado es una de las técnicas de mitigación de armónicas mas utilizadas. El objetivo es desviar el flujo de corriente armónico del sistema ó porciones específicas de este, en otras palabras, controlar el flujo de corrientes armónicas. Los dos tipos principales de filtros armónicos normalmente empleados son: el derivación y el serie. El filtro en derivación tiene una baja impedancia a su frecuencia de sintonía, además puede sintonizarse a una ó más frecuencias discretas o sobre un ancho de banda de frecuencias. El filtro serie es de bloqueo y tiene una alta impedancia a su frecuencia de sintonía. La figura 33 muestra la composición de estos dos tipos.

Un tipo particular de filtro de bloqueo es el reactor de alizamiento usado en el sistema de transmisión HVDC. Éste no es sintonizado a una frecuencia particular ya que es un sólo elemento inductivo. Sin embargo, actúa como una alta impedancia a las armónicas del lado de CD y también actúa como alizador del pico de la onda de CD, estableciendo una corriente directa continua.

Los filtros en derivación son ampliamente usados. El diseño más común es el sintonizado a una sola frecuencia, ver figura 34. La resistencia mostrada es la del reactor ya que las pérdidas del capacitor son despreciables.

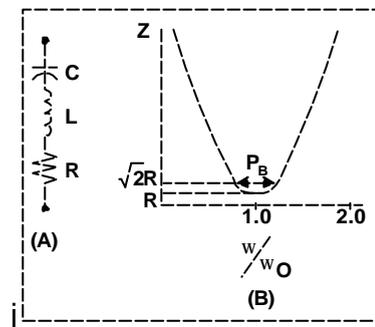
Figura 33. Tipos de filtros más comunes

- a) Filtro en derivación
- b) Filtro de bloqueo o serie.



Fuente: Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México.

Figura 34. Filtro en derivación



- a) Diagrama esquemático.
- b) Impedancia característica Vs. Frecuencia.

Fuente: Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México.

La frecuencia resonante del filtro esta dada por la expresión:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Donde: f_0 = frecuencia resonante (Hz).
L = inductancia del filtro (H).
C = capacitancia del filtro (F).

Alternativamente, la frecuencia resonante puede expresarse en términos de las reactancias a la frecuencia fundamental:

$$f_0 = 60 \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

donde: X_L = es la reactancia inductiva del filtro.
 X_C = es la reactancia capacitiva del filtro.

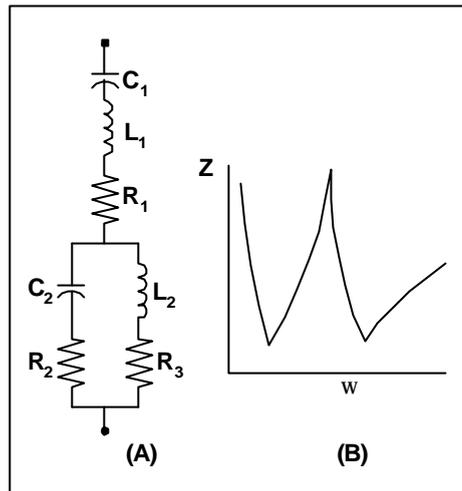
Una variante de los filtros en derivación son los filtros de doble sintonía, estos pueden usarse por ejemplo para filtrar dos armónicas como por ejemplo la 5ª y 7ª armónica. La impedancia característica de este tipo de filtro se muestra en la figura 35.

Un tercer tipo de filtro en derivación es el filtro paso altas. En la Figura 36 se muestra el circuito e impedancia característica. Con este filtro, las frecuencias más altas pueden pasar por la resistencia y el capacitor. Para altas frecuencias la reactancia inductiva es alta y la reactancia capacitiva es baja, resultando entonces una impedancia del filtro aproximadamente igual a la resistencia. Éstos filtros son utilizados en conjunción con los de una sola sintonía, para atrapar armónicas superiores a la 11a.

Figura 35. Filtro de doble sintonía.

a) Diagrama esquemático

b) Característica de impedancia Vs. Frecuencia.

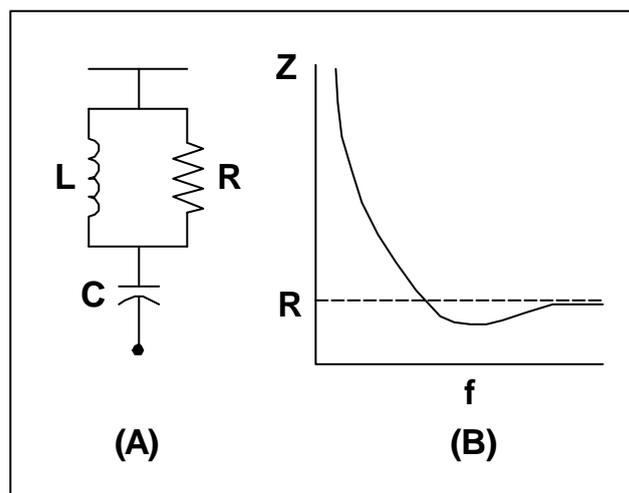


Fuente: Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México.

Figura 36. Filtro paso altas.

a) Diagrama esquemático

b) Característica de impedancia Vs. Frecuencia.



Fuente: Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México.

La clave para el diseño de filtros es reconocer la interdependencia de la red del sistema y el filtro. Las corrientes armónicas generadas por cargas no-lineales fluirán hacia el filtro y hacia la impedancia de la red. Esto significa que el filtrado nunca será perfecto a menos que la impedancia del filtro al orden armónico de interés sea cero, lo cuál no puede ser.

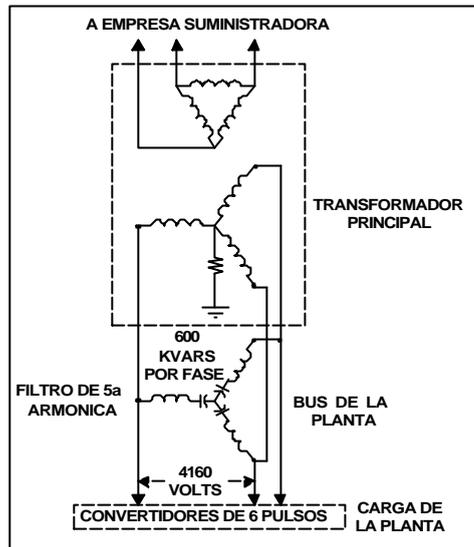
A continuación un ejemplo de la selección de los componentes de un Filtro:

El valor de la capacitancia escogida para un filtro se basa en la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia. Esta capacitancia es usualmente lo suficientemente grande para proporcionar una amplia sintonía del filtro, eliminando problemas de desintonía a causa de la variación de temperatura y otras variables. Tal filtro tendrá una impedancia más baja a armónicas altas.

En la figura 37, se ha determinado que insertando 600 kVAR de capacitancia por fase en el bus de la planta se mejorará el factor de potencia a un nivel económicamente deseable de 0.95. Se selecciona un capacitor con $V_n = 2770$ Vrms, típico para sistemas operando a 4160 Volts entre fases.

A través de un análisis ha sido determinado que los capacitores para mejorar el Factor de Potencia entran en resonancia con la inductancia del sistema a una frecuencia cercana a la 5ª armónica. Como la carga de la planta contiene una significativa fuente de 5ª armónica, se debe aplicar un filtro de 5ª armónica, tal y como se muestra en la figura 37. La selección de los componentes del filtro consiste, básicamente en seleccionar un reactor para que resuene en serie con los capacitores a la 5ª armónica.

Figura 37. Aplicación de un filtro para 5ª armónica a un bus de la planta.



Fuente: Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México.

En cada fase la reactancia capacitiva a 60 Hz (1ª armónica ó fundamental) y a 300 Hz (5ª armónica) se calculan como sigue:

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C}$$

$$X_{C_1} = \frac{V^2}{\text{VARs}} = \frac{(2770)^2}{600,000} = 12.8 \text{ Ohm}$$

$$X_{C_5} = \frac{1}{5} X_{C_1} = 2.6 \text{ Ohm}$$

donde: X_{C1} = reactancia capacitiva a 60Hz
 X_{C5} = reactancia capacitiva a 300Hz

Para que el filtro resuene a la 5ª armónica necesitamos que:

$$X_{L_5} = X_{C_5} = 2.6 \text{ Ohm}, \quad X_L = 2p\text{fL}$$

Por lo que:

$$X_{L_1} = \frac{1}{5} X_{L_5} = 0.52 \text{ Ohm}$$

Donde: X_{L1} = reactancia inductiva del reactor a 60Hz.
 X_{L5} = reactancia inductiva del reactor a 300Hz

Los parámetros críticos para determinar los valores nominales del filtro son:

- El voltaje pico a través del capacitor, y
- La carga térmica en el reactor.

Después de seleccionar las componentes del filtro, se necesita verificar el V y la I que deben soportar el reactor y el capacitor (incluyendo armónicas) para asegurar que estos parámetros están dentro de los valores nominales continuos de los componentes del filtro.

El voltaje pico impuesto al capacitor esfuerza el dieléctrico y es causa de descargas parciales, o corona en el borde de la película entre las capas de aluminio. El voltaje máximo (pico) a través del capacitor es justamente la suma aritmética de los voltajes pico de 60 hz y de 5ª armónica. Observe que ésta es la peor condición que supone que las componentes fundamental y 5ª armónica están en fase. Para calcular el $V_{\text{pico max}}$ seguimos los siguientes pasos:

A 60 Hz.

El voltaje máximo a través del filtro, de fase a tierra vale:

$$V_{L-N} = \frac{1.05 V_{L-L}}{\sqrt{3}} = \frac{1.05 \times 4160}{\sqrt{3}} = 2522 \text{ V}_{\text{rms}}$$

Donde: VL-L = Voltaje de entre fases del filtro

La corriente a través del capacitor, IC1, es:

$$I_{C_1} = \frac{V_{L-N}}{X_{C_1} - X_{L_1}} = \frac{2522}{12.8 - 0.5} = 205 \text{ A}_{\text{rms}}$$

El voltaje a través del capacitor, VC1, es:

$$V_{C_1} = X_{C_1} I_{C_1} = 12.8 \times 205 = 2624 \text{ V}_{\text{rms}}$$

A 300 Hz (5ª armónica):

Aquí se asume que la corriente de 5ª armónica máxima vista por el filtro ha sido medida o calculada en 80 Amps (Este valor dependerá del tipo de carga conectada en la planta). Entonces:

$$I_{C_5} = 80 \text{ Amp. rms}$$

El voltaje a través del capacitor, VC5 es:

$$V_{C_5} = X_{C_5} I_{C_5} = 2.6 \times 80 = 208 \text{ V}_{\text{rms}}$$

Por lo tanto, el voltaje pico a través del capacitor es:

$$V_{\text{pico}} = \sqrt{2} V_{C_1} + \sqrt{2} V_{C_5} = \sqrt{2} (2624 + 208) = \sqrt{2} 2,832 \text{ V}$$

Comparando el valor rms del voltaje pico (2832 Vrms) con el Vnominal del capacitor (2770 Vrms) nos da una relación de 102.2%. De acuerdo a los estándares industriales aplicables, los capacitores se diseñan para que soporten 120% del voltaje nominal, incluyendo armónicas. Por lo tanto, el capacitor seleccionado es capaz de soportar el voltaje impuesto por las armónicas.

De la misma forma el reactor del filtro debe ser capaz de manejar la corriente rms total, incluyendo armónicas, sin sobrecalentarse. La I rms total a través del reactor es:

$$I_L = \sqrt{(I_{L_1})^2 + (I_{L_5})^2} = \sqrt{(205)^2 + (80)^2} = 220 \text{ Arms}$$

Observe que:

$$I_{L_1} = I_{C_1} = 205 \text{ Amp. y que}$$

$$I_{L_5} = I_{C_5} = 80 \text{ Amp.}$$

Una verificación a la capacidad de corriente continua nominal del reactor muestra que los 220 Arms están dentro de la capacidad del reactor.

La selección de un filtro sintonizado puede ser resumida por lo siguiente tres pasos:

- * Seleccione los kVAR capacitivos necesarios para mejorar el factor de potencia.
- * Seleccione un reactor que resuene en serie con el capacitor a la armónica apropiada.
- * Calcule voltaje pico a través del capacitor y la rms total a través del reactor. Verifique los aguantes (duties) contra las capacidades nominales de cada componente.

Los capacitores operan a tensiones de voltaje relativamente altos. Como sucede a otros equipos de potencia, sobrevoltajes transitorios ó temporales pueden romper el dieléctrico. De acuerdo al estándar IEEE 18-1980, los capacitores paralelo se diseñan para operar sin pérdida de la vida útil esperada, bajo las siguientes condiciones:

- * Hasta 135% de los kVAR nominales, incluídos los efectos de sobrevoltajes, armónicas y tolerancias de fabricación.
- * Hasta 120% del voltaje nominal incluyendo armónicas pero no transitorios.
- * Hasta 180% de la corriente nominal rms, incluyendo la fundamental y armónicas.
- * Transitorios por switcheo con voltajes pico hasta de 2 pu's.

Se listan otras condiciones de sobrevoltajes transitorios y temporales mencionadas en la norma IEEE Std-18-1980 con las magnitudes de voltaje y el número esperado de ocurrencias por año.

Los efectos de voltajes y corrientes armónicas son la preocupación principal para los bancos de capacitores en derivación, especialmente en capacitores utilizados en filtros armónicos. Un síntoma de problemas armónicos es la frecuencia excesiva de fusión de fusibles que protegen al banco de capacitores.

El diseño del reactor del filtro debe considerar que corrientes de alta frecuencia fluirán en condiciones de estado estable. Los cálculos de pérdidas deberán incluir las de histéresis y las de efecto piel ó efecto superficial. El filtro no debe salir de sintonía por saturación magnética.

Las capacidades nominales del reactor dependen principalmente de la corriente rms máxima y del nivel de aislamiento requerido para soportar las sobretensiones por switcheo.

Para aplicaciones industriales y comerciales de medio voltaje, el reactor es de núcleo de aire y se conecta al lado línea de los capacitores. Reactores con núcleo de hierro con entrehierro de aire son usados en filtros de bajo voltaje y algunas aplicaciones de medio voltaje. El reactor con núcleo de hierro con entrehierro de aire tiene la ventaja de tener una resistencia mayor a frecuencias más altas y así proporcionar un mayor amortiguamiento al circuito.

Entre otras técnicas utilizadas para la mitigación de armónicas encontramos: multifaseo o multipulsación, multifaseo de mayor orden, cancelación de armónicas por inyección armónica, y aterrizamiento y conexiones del transformador, esta última utilizada para la cancelación de la 3era armónica y las triples las cuales son de secuencia cero.

Hemos visto pues algunas técnicas utilizadas para la mitigación de armónicas, sin embargo como se mencionara en los primeros párrafos de este capítulo la supresión o mitigación de las armónicas es más práctica y económica en bajo voltaje del lado del consumidor final (principal generador de corrientes armónicas) que en el sistema de transporte. Del lado del consumidor final o porciones de un sistema de distribución el filtrado es mas preciso puesto que el diseño es para una carga específica y no varía con las distintas configuraciones que sufre la red, además se evita la pérdida de recursos de líneas acarreado corrientes armónicas que ocupan espacio en las instalaciones y afectan a otros usuarios.

El incentivo económico es sin duda una de las mejores herramientas para superar los problemas de calidad de energía, es por esto que una medida importante para evitar armónicas en la línea en estudio y en general a todo el sistema eléctrico es la implementación gradual de las sanciones e indemnizaciones descritas en la norma. Con lo anterior, se lograría trasladar el costo de generar distorsión armónica en el sistema a aquel usuario que la produzca. En la actualidad los artículos 34NTSD, 44NTSD, 27NTCSTS, y 37NTCSTS referentes a **Indemnizaciones y sanciones por Distorsión Armónica**, quedaron sin efecto por la resolución CNEE-56-2003.

Por último es importante mencionar que utilizando los límites sugeridos por IEEE *Standard 519-1992, table 11.1*. Referentes a distorsión armónica de voltaje en 69kV, resulta que la calidad de la energía es buena al encontrarse que todos los registros válidos se encuentran dentro de la tolerancia establecida.

4.2 Distorsión de Flicker en la Tensión.

Como se observa en la tabla XI del capítulo 3, de los 1003 registros válidos, 948 registros esto es el 94.52 %, presentaron registros dentro de la tolerancia, el resto 55 registros que representan el 5.48 % de registros validos, presentaron registros fuera de la tolerancia.

Para este parámetro se consideró que un registro estaba fuera de tolerancias, si el promedio de los 3 índices de Flicker de cada una de las fases sobrepasaba el valor de la tolerancia, que para este parámetro era de 1Pst.

Al contabilizar los registros validos como se muestra en los párrafos anteriores, se encontró que el 5.48 % de registros estaban fuera de tolerancia, valor que sobrepasaba al 5.00% que establecía como límite el artículo 37NTSD y el artículo 6.3.6. de la Resolución CNEE-36-2003.

Se encontró además, que el registro con mayor distorsión presentó un valor de 5.2740 Pst, arriba de la tolerancia con un valor de 1 Pst descrita en el artículo 37NTSD.

Aunque el Flicker de voltaje no es técnicamente una variación de voltaje de larga duración, en algunos textos el Flicker es incluido dentro de ellos puesto que las causas de estos son los mismos. El sistema es muy débil para soportar ciertas cargas como lo son: hornos de arco eléctrico, arranques de grandes motores, grandes cambios de carga en procesos industriales, etc.

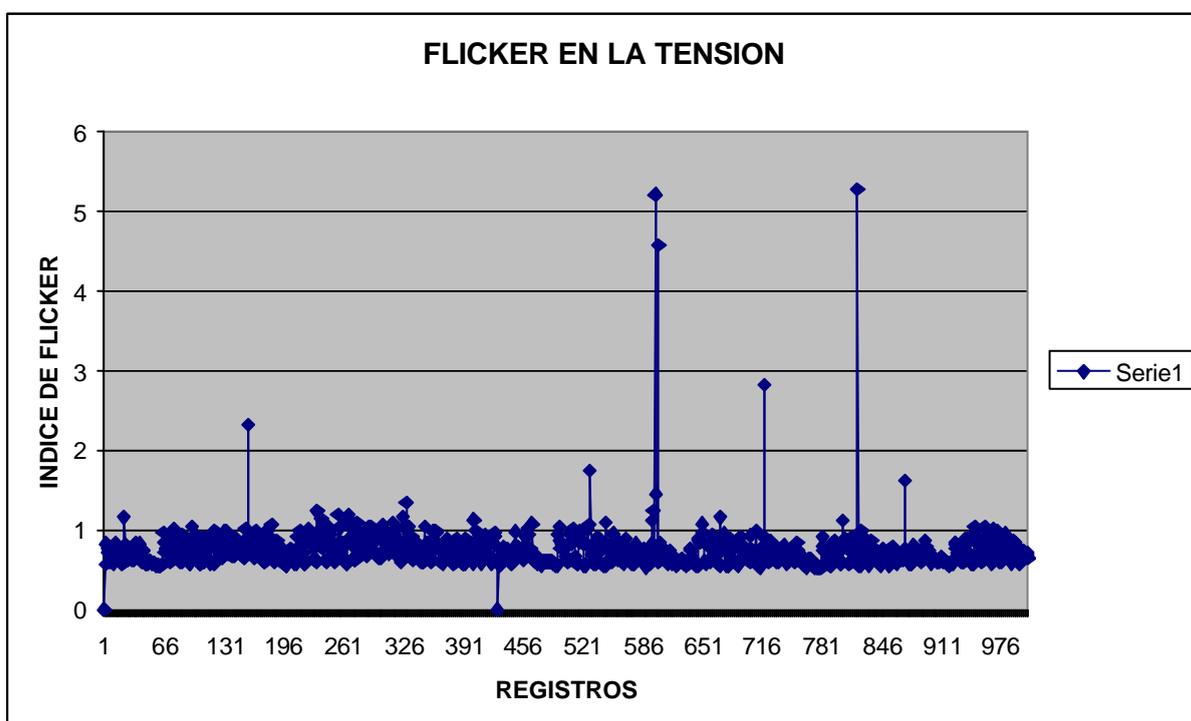
Las variaciones de voltaje resultado del Flicker se encuentran a menudo dentro del rango normal de voltaje, pero los cambios de estos son suficientemente rápidos para irritar a ciertos usuarios.

Es por ello que el Flicker está directamente relacionado con la magnitud de cambio del voltaje y la frecuencia de ocurrencia de estos cambios.

El fenómeno de flicker puede ser bien definido como fluctuaciones de voltaje en el sistema que resulta en observables cambios de la luz eléctrica. Debido a que el flicker es mayormente un problema cuando el ojo humano lo observa, este es considerado un problema de percepción.

A continuación en la figura 38, se observa el comportamiento que mostró el Índice de Flicker en el período de medición.

Figura 38. Comportamiento del índice de flicker en el período de medición



Fuente: Elaboración propia.

Para la línea en estudio, el punto en donde se realizaron las mediciones correspondió a las barras de 69kV de la subestación Guatemala Sur, el cual es un PCC o punto de conexión común para las líneas que se observan en la figura 32. Aventurarse a afirmar que la distorsión allí observada corresponde a una carga en particular podría ser prematuro y será necesario el análisis de cada una de las cargas de cada línea para establecer la procedencia de la distorsión.

Varias opciones existen disponibles para aliviar los problemas de flicker. Entre las alternativas de mitigación están incluidos los capacitores estáticos, equipos de switcheo de potencia electrónicos, e incrementar la capacidad del sistema. El método a escoger se basará en varios factores como lo son el tipo de carga que causa el flicker, la capacidad del sistema que supla la carga, y el costo del método de mitigación.

El flicker es usualmente el resultado de la variación de una carga que es relativamente grande con respecto a la capacidad de corto circuito del sistema. Una vía obvia para remover el flicker será el incrementar la capacidad del sistema lo suficiente para disminuir el relativo impacto de la carga productora de flicker. Una mejora en el sistema podría incluir cualquiera de lo siguiente: cambiar el conductor por uno de mayor capacidad, reemplazar los transformadores por otros de mayor capacidad, o incrementando el voltaje de operación.

Modificaciones en los motores son también opciones disponibles para reducir el aporte de flicker producido durante el arranque y las variaciones de carga. Los motores pueden ser re-embobinados de tal forma que se modifiquen sus curvas de velocidad-torque. Desafortunadamente en algunos casos esto resulta en disminución de su eficiencia.

Los volantes de inercia pueden además reducir el monto de corriente requerida para compensar las variaciones de torque.

Recientemente, reactores en serie han funcionado en la reducción de flicker provocado por hornos de arco eléctrico. Los reactores en serie ayudan a estabilizar el arco, reduciendo las variaciones de corriente durante el inicio del período de fundición. Adhiriendo los reactores en serie, el repentino aumento en la corriente es reducido debido al incremento en la reactancia.

Bancos de capacitores en paralelo son usados para soporte de voltaje o corrección de factor de potencia. Una mala concepción del asunto es pensar que los capacitores en paralelo pueden ser usados para reducir el flicker. La disminución inicial de voltaje es reducida, sin embargo el porcentaje de cambio de voltaje ($\Delta V/V$) no es reducido, y en algunos casos puede ser incrementado.

Otro método no costoso para la reducción de flicker producido por el arranque de grandes motores, será simplemente la instalación de un arrancador de motores, el cual reducirá el porcentaje de corriente de arranque. Con el avance de la tecnología de estado sólido, el tamaño, peso, y costo de los variadores de frecuencia han disminuido, el uso de estos equipos permite también la reducción de flicker.

Los SVCs (*Static var compensators*) o compensadores estáticos de potencia reactiva son bastante flexibles y tienen bastantes roles en los sistemas de potencia. Los SVCs pueden ser usados para la corrección del factor de potencia, reducción de flicker, y control de voltaje en estado estable, y tienen además el beneficio de ser capaces de filtrar frecuencias no deseadas en el sistema. Los SVCs típicamente consisten en un TCR en paralelo con un arreglo de capacitores.

El control en los TCR permite continuas variaciones en el monto de potencia reactiva entregada al sistema, de esta forma incrementa la potencia reactiva durante periodos de alta carga y disminuye durante períodos de baja carga. Los SVCs pueden ser bien efectivos en el control de fluctuaciones de voltaje por variaciones de carga, desafortunadamente el costo es alto.

Los TSCs (*Thyristor-switched capacitors*), pueden también ser usados para suplir potencia reactiva al sistema de potencia en un muy corto tiempo, es por ello que son de ayuda en la reducción de fluctuaciones rápidas de carga. Los TSCs usualmente consisten de dos a cinco bancos de capacitores en paralelo conectados en serie con diodos y tiristores.

Las anteriores son algunas propuestas de solución a problemas de flicker que podrán ser tomadas en cuenta en el momento en el que los pagos por distorsión entre los participantes afectados se hagan efectivos. En la actualidad la aplicabilidad de los artículos 39 y 48 de las NTSD, y los artículos 30 y 40 de las NTCSTS, referentes a **Indemnización por Flicker de Tensión e Indemnización por Flicker del Usuario**, quedan sin efecto según la RESOLUCION CNEE-56-2003. Véase RESOLUCION CNEE-56-2003 en el capítulo II de este documento.

4.3 Distorsión de Flicker generada por el Usuario.

Como se observa en la tabla XIV del capítulo 3, de los 1003 registros válidos, 123 registros esto es el 12.26 %, presentaron registros dentro de la tolerancia, el resto 880 registros que representan el 87.74 % de registros válidos, presentaron registros fuera de la tolerancia.

Para el procesamiento de este parámetro se utilizó la misma técnica utilizada para el parámetro de Flicker en la Tensión, con la diferencia que la tolerancia utilizada fue de 0.58 Pst.

Como se observa en el primer párrafo de esta sección, el número de registros válidos que presentaron valores arriba de la tolerancia de 0.58 Pst. descrita para este parámetro, fue de 880 registros que representaban el 87.74 % de los registros válidos, valor que sobrepasa en mucho al 5 % que establecía como límite el artículo 46NTSD y el artículo 6.3.6. de la Resolución CNEE-36-2003.

Las propuestas de solución a la distorsión en este parámetro, serán las mismas que fueron planteadas para la Distorsión de Flicker en la Tensión, y se recomienda como se hiciera en los dos parámetros ya tratados en este capítulo la revisión y sobre todo la aplicación de las sanciones descritas en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD, para que sirva de incentivo económico a los participantes del sector eléctrico para la mejora de los índices de los parámetros estudiados.

CONCLUSIONES

- 1 Muchos de los problemas del mal funcionamiento de los equipos se debe a una pobre Calidad de Energía.
- 2 El estudio de Calidad de Energía realizado respecto de las líneas Guadalupe II 69 kV. Con mediciones tomadas en la subestación Guatemala sur, demuestra que los parámetros que resultaron en una pobre Calidad de Energía en base a las normas NTSD y NTCSTS, fueron: Distorsión Armónica de la Tensión, Distorsión de Flicker en la Tensión y Distorsión de Flicker generado por el Usuario.
- 3 La mejor forma de mantener una buena calidad de energía en un sistema de potencia liberalizado es creando los incentivos económicos entre los participantes.
- 4 En la industria, las principales fuentes de distorsión son las cargas no lineales constituidas principalmente por la electrónica de potencia.

RECOMENDACIONES

1. Ampliar las normas NTCSTS con un capítulo destinado al parámetro Factor de Potencia, en donde se especifiquen los índices, tolerancias, método de control e indemnizaciones, de la misma forma como se encuentran especificados para los demás parámetros de Calidad de Energía.
2. Que la CNEE especifique la forma en que se deben procesar los datos para distorsión armónica de tensión y corriente, en la norma actual no está claro si la tolerancia hace referencia a las mediciones de cada fase o al promedio de estas.
3. Que la CNEE especifique la forma en que se deben procesar los datos para distorsión de Flicker, es decir, si la tolerancia hace referencia a cada fase o al promedio de las tres fases.
4. Incluir en los artículos referentes a distorsión armónica de la corriente generada por el Usuario, cuando considerar una medición fuera de tolerancia, como queda descrito para la distorsión armónica de tensión.
5. Hacer las modificaciones necesarias a las NTCSTS, de tal forma que no haga referencia en casi todos los parámetros a las NTSD con el objeto de evitar confusiones.
6. Publicar los resultados de las mediciones de tal forma que cualquier persona tenga acceso a las mismas.

7. Incluir en las NTCSTS quien elige los puntos para las mediciones de los índices de calidad de la distorsión armónica y flicker de la tensión, como queda, claramente, especificado para los índices de distorsión armónica de la corriente de carga y flicker de los participantes.
8. Reactivar los artículos 34NTSD, 39NTSD, 48NTSD, 27NTCSTS, 30NTCSTS, 40NTCSTS referentes a indemnizaciones por la trasgresión de las tolerancias de los parámetros Distorsión Armónica de la Tensión, Distorsión de Flicker en la Tensión y Distorsión de Flicker generado por el Usuario, en porcentajes graduales por año, de tal forma que cada uno de los participantes tenga el tiempo necesario para tomar las medidas correctivas a las distorsiones mencionadas.
9. Con el aumento de la automatización de los procesos en la industria, es necesario que los usuarios conectados al Sistema Eléctrico sepan que el uso de cierto equipo puede provocar problemas de distorsión que le afecten a él mismo y a la empresa que le presta el servicio de electricidad.
10. Un criterio importante para la selección de los equipos en la industria, será el nivel de distorsión que estos generen, de tal forma que se considere el costo de mitigar la distorsión o el costo de las indemnizaciones a pagar a la empresa que presta el servicio eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

1. **MÉNDEZ** Ordóñez, Gustavo Adolfo. Distorsión armónica ocasionada por la electrónica de potencia, metodología para su predicción y solución. Tesis Ing. Elec. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2000. 155 pp.
2. **DUGAN**, Roger y otros. *Electrical power systems quality*. 2^a ed. *United States of America*: Editorial McGraw-Hill, 2003. 528 pp.
3. **KENNEDY**, Barry. *Power quality primer*. *United States of America*: Editorial McGraw-Hill, 2000. 361 pp.
4. **Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones**. Guatemala: s.e., 1999. 8pp.
5. **Normas técnicas de calidad del servicio de distribución**. Guatemala: s.e., 1999, 21pp.
6. **Ley general de electricidad**. Guatemala: s.e., 1996, 17pp.
7. **Reglamento de la ley general de electricidad**. Guatemala: s.e., 1997, 40pp.
8. **Corrientes Armónicas**. Técnica Salgar S.A. de C.V. s.i. s.e. s.a. 34pp.

9. **Armónicas en los Sistemas Eléctricos.** Laboratorio de alta tensión subestación Topilejo México. S.i. s.e. s.a. 130pp.

10. **Notas sobre Transitorios Electromagnéticos.** Comisión Federal de Electricidad de México. S.i. s.e. s.a. 113pp.