



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de calidad de la energía para el
cumplimiento del código de red en
centros de carga.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico - Electrónico

P R E S E N T A N

Curiel Salazar Deyanira
José Angón Dulce Esperanza

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Torres García Vicente



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Agradecimientos

A mi familia y amigos:

Por sus sabios consejos que me motivaron a salir y conocer un estilo de vida diferente, les agradezco infinitamente. Quienes supieron guiarme y apoyarme durante todo mi camino de estudiante, con algunos consejos, regaños y risas que hicieron de todo esto algo divertido.

A mis profesores:

Por la paciencia y dedicación que lograron aportar en todas y cada una de sus clases para transmitir sus conocimientos. Y en especial a mi tutor de tesis por no dejarme rendir en este largo camino.

José Angón Dulce Esperanza

“Agradezco a toda mi familia por alentarme y aconsejarme durante este proceso.

A mis docentes, y en especial a mi tutor, por su ayuda, paciencia y dedicación.

A mis amigos de toda la vida que me acompañan desde siempre.”

Deyanira Curiel Salazar

Finalmente le damos un especial agradecimiento al proyecto PAPIIT con número IA10522 y a nuestra máxima casa de estudios la Universidad Nacional Autónoma de México por cobijarnos con su amplia visión cultural y académica.

RESUMEN

El aumento de las cargas sensibles en el sistema eléctrico trae como consecuencia un incremento de las perturbaciones en la red, tales como: sag, swell, offset, ruido, flickers, armónicos, etc. Sin embargo, a efectos de esta tesis se estudian las causas, consecuencias y mitigación de armónicos y efectos resonantes.

Fundamentalmente, se tratarán las principales perturbaciones eléctricas producidas en un sistema eléctrico. Para un mejor entendimiento el IEEE (Institute of Electrical Electronics Engineers) ha estandarizado las definiciones de las diferentes perturbaciones producidas en la red. Dichas definiciones se encuentran presentes en el estándar IEEE 1159.

Además, se exponen los principales criterios que deben cumplirse para practicar el código de red. El cual, es de carácter obligatorio a nivel nacional para los sistemas de media y alta tensión. En él, se establece las definiciones de cargas lineales y no lineales, así como los límites admisibles del factor de potencia y nivel de distorsión armónica en los centros de carga.

Se estudia el comportamiento de los armónicos en el sistema eléctrico. Y, se realiza un estudio algebraico para analizar el comportamiento del factor de potencia y la distorsión armónica en un sistema sinusoidal y no sinusoidal. Asimismo, se propondrá una solución para la mitigación o eliminación de los armónicos en el sistema.

De modo similar, se analizará cómo y por qué se producen los efectos resonantes en el sistema, y, se estudiarán los diferentes tipos de resonancias, así como las posibles consecuencias que se pueden llegar a producir.

Finalmente, se analizarán diferentes casos prácticos en los que se buscará una solución para evitar o mitigar los efectos resonantes en un sistema con presencia de armónicos, además de, la solución para un sistema con bajo factor de potencia.

ABSTRACT

The increase of sensitive loads in the electrical system brings as a consequence an increase of disturbances in the network, such as: sag, swell, offset, noise, flickers, harmonics, etc. However, for the purposes of this thesis, the causes, consequences and mitigation of harmonics and resonant effects are studied.

Fundamentally, the main electrical disturbances produced in an electrical system will be discussed. For a better understanding, the IEEE (Institute of Electrical Electronics Engineers) has standardized the definitions of the different disturbances produced in the network. These definitions can be found in the IEEE 1159 standard.

In addition, the main criteria that must be met in order to practice the network code are presented. This is mandatory at national level for medium and high voltage systems. It establishes the definitions of linear and non-linear loads, as well as the admissible limits of the power factor and harmonic distortion level in the load centers.

The behavior of harmonics in the electrical system is studied. And, an algebraic study is carried out to analyze the behavior of the power factor and harmonic distortion in a sinusoidal and non-sinusoidal system. Likewise, a solution for the mitigation or elimination of harmonics in the system will be proposed.

Similarly, it will be analyzed how and why resonant effects are produced in the system, and the different types of resonances will be studied, as well as the possible consequences that can be produced.

Finally, different practical cases will be analyzed in which a solution will be sought to avoid or mitigate the resonant effects in a system with presence of harmonics, as well as the solution for a system with low power factor.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	8
INTRODUCCIÓN.....	8
1.1 Planteamiento del problema.....	10
1.2 Justificación.....	10
1.3 Objetivos.....	11
1.3.1 Objetivos generales	11
1.3.2 Objetivos específicos	11
1.4 Hipótesis	12
1.5 Estado del Arte	12
CAPÍTULO 2	15
CALIDAD DE LA ENERGÍA	15
2.1 Definición de calidad de la energía	15
2.2 Terminología para la descripción de disturbios.....	16
2.2.1 Caída de Voltaje (Sags)	16
2.2.2 Sobrevoltaje (Swell)	17
2.2.3 Interrupciones (Interruption)	17
2.2.4 Desplazamiento en DC (Offset)	18
2.2.5 Muecas (Notching)	18
2.2.6 Ruido (Noise)	19
2.2.7 Armónicos (Harmonics)	20
2.2.8 Inter armónicos	21
2.2.9 Fluctuaciones de Voltaje (Flickers)	21
2.2.10 Desbalance de voltaje	22
2.3 Sistemas de referencia para mediciones de calidad de la energía.....	23
2.3.1 Curva CBEMA	23
2.3.2 Curva ITIC	24
CAPÍTULO 3	26
CÓDIGO DE RED EN CENTROS DE CARGA.....	26
3.1 Código de Red aplicado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	26
3.2 Cumplimiento del Código de Red.....	27
3.3 Código de Red para los centros de carga.....	27
3.3.1 Disposiciones generales de conexión de centros de carga (CONE)	27
3.3.2 Criterios para la conexión de los centros de carga	28
3.4 Características de los diferentes tipos de carga	31
3.4.1 Carga lineal	32

3.4.2 Carga no lineal	33
Capítulo 4.....	35
Armónicos en sistemas eléctricos	35
4.1 Análisis armónico.....	35
4.1.1 Series de Fourier	35
4.1.2 Transformada de Fourier	36
4.1.3 Señales armónicas	37
4.1.4 Distorsión armónica	39
4.2 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje y corriente sinusoidales.....	40
4.2.1 Potencia instantánea para condiciones sinusoidales	41
4.2.2 Potencia Media para condiciones lineales	41
4.2.3 Voltaje RMS para condiciones lineales	42
4.2.4 Potencia aparente para condiciones lineales	43
4.2.5 Factor de potencia para condiciones lineales	43
4.3 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje sinusoidal y corriente no sinusoidal (Power Harmonics)	44
4.3.1 Potencia instantánea	44
4.3.2 Potencia media	45
4.3.3 Corriente RMS	45
4.3.4 Potencia Aparente	46
4.3.5 Factor de potencia	46
4.4 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje no sinusoidal y corriente no sinusoidal.....	48
4.4.1 Potencia instantánea	48
4.4.2 Potencia promedio	48
4.4.3 Voltaje RMS	49
4.4.4 Potencia aparente	49
4.4.5 Factor de Potencia	49
4.5 Compensación del factor de potencia	50
4.6 Mitigación de armónicos	50
4.6.1 Filtros Pasivos	51
4.6.2 Filtros Activos	54
CAPÍTULO 5	56
RESONANCIA.....	56
5.1 Resonancia	56
5.2 Resonancia Serie	56
5.3 Resonancia Paralelo.....	57

5.4	Consecuencias de resonancias	62
CAPÍTULO 6		64
CASOS DE ESTUDIO.....		64
6.1	Adaptación de un banco de capacitor de potencia en un centro de carga	64
6.2	Condiciones de resonancia y mitigación en un centro de carga.....	67
6.3	Sistema de cinco buses.....	70
6.4	Sistema de 14 buses	74
6.4.1	Reporte de verificación de cumplimiento del código de Red	79
6.4.2	Plan de trabajo para el cumplimiento del código de Red	79
CAPÍTULO 7		81
CONCLUSIONES		81
TRABAJO FUTURO		82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		83

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el uso generalizado de componentes electrónicos, desde equipos electrodomésticos hasta el control de procesos industriales, ha generado más conciencia sobre la calidad del suministro de energía eléctrica. Una buena calidad y un control en el suministro eléctrico es actualmente un tema de gran interés para los usuarios industriales, comerciales y residenciales, de la misma manera para las empresas proveedoras de energía eléctrica.

El crecimiento a gran escala de la tecnología exige un suministro libre de interrupciones y perturbaciones en el sistema. La forma en la que interactúa el mundo se ha vuelto totalmente dependiente de la disponibilidad continua del suministro eléctrico. Por ejemplo, debido a la restricción sanitaria reciente, el trabajo por vía remota ha incrementado, y realizar nuestras actividades desde casa depende enormemente de un suministro eléctrico sin interrupciones. Los cambios tecnológicos han incrementado el número de cargas sensibles en los sistemas eléctricos y por si solos resultan ser una causa de la degradación en la calidad de la energía eléctrica.

El estudio de la calidad del suministro eléctrico se ha intensificado en la medida en que los equipos se han vuelto más sensibles a los cambios de voltaje, corriente y frecuencia. En otros términos, se expresa la calidad de la energía como un concepto que indica su grado de pureza medida según sus parámetros en cualquier instante de tiempo.

En la literatura los términos implementados para describir las perturbaciones energéticas son variadas y en algunos casos se crean confusiones. En consecuencia, el Instituto de Ingenieros Eléctricos Electrónicos (por sus siglas en inglés IEEE) ha desarrollado un estándar con definiciones de las diferentes perturbaciones que se pueden presentar en un sistema eléctrico. Dicho estándar es conocido como Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (Estándar IEEE 1159-1995).

A raíz de la mala regulación de la energía eléctrica, de apagones, cortes, accidentes, etc., surge el documento conocido como Código de Red, el cual son criterios establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para preservar los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad, y sustentabilidad del sistema eléctrico. Este compete a todos los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), los

transportistas, distribuidores, generadores, comercializadores, suministradores, centrales eléctricas y centros de carga.

Estas perturbaciones y variaciones del voltaje que acontecen en la red eléctrica afectan directamente al consumidor. Como consecuencia, originan problemas en la red como los que se citan a continuación [1]:

- Circulación de corrientes mayores para la cual fue diseñado el conductor.
- Funcionamiento erróneo en los transformadores.
- Valores erróneos registrados por los equipos de medición.
- Pérdidas excesivas y calentamiento en las máquinas de inducción y máquinas síncronas.
- Interferencia inductiva con los sistemas de telecomunicaciones.
- Pérdidas en los motores de inducción, trayendo como consecuencia la disminución del torque generado.

Existen muchas razones por las cuales es necesario realizar una evaluación de la calidad del suministro eléctrico, sin embargo, las razones principales son:

- Los sistemas eléctricos que están interconectados a través de la red eléctrica. Dado que, es un proceso integrado en donde la falla de cualquier componente tiene consecuencias aún más importantes.
- El equipo eléctrico conectado dado que es más sensible a las variaciones de la calidad de la energía. Estos contienen controles basados en microprocesadores y dispositivos de electrónica de potencia, siendo consideradas Cargas no Lineales (CNL).
- El creciente uso de bancos de capacitores en la industria en busca de mejorar el factor de potencia aportando un aumento en los niveles armónicos de los sistemas eléctricos.

Como se ha dicho anteriormente las redes eléctricas se han visto forzadas a soportar cargas sensibles y cargas no lineales que contienen un alto contenido armónico; provocando así la aparición de problemas en la red, y, por ende, en las demás cargas conectadas a él. Para evitar esto, se busca evadir disminuir la presencia de armónicos. Uno de los métodos más utilizados es mediante la implementación de filtros pasivos y activos, considerando estar dentro de los límites de distorsión armónica permitidos en una señal eléctrica.

1.1 Planteamiento del problema

La presencia de dispositivos electrónicos de potencia, por ende, cargas no lineales, se manifiestan en la red trayendo consigo diferentes fenómenos eléctricos que no se pueden despreciar debido a los efectos negativos que puedan provocar en el sistema. De acuerdo con las características de operación de estos dispositivos son considerados como fuentes de armónicos. Por ejemplo, si en el sistema de estudio se tiene un bajo factor de potencia y debe optimizarse; al tener una fuente de armónicos el proceso se torna complicado, por consecuencia, es necesario replantear la metodología de corrección factor de potencia ante condiciones armónicas en un centro de carga.

1.2 Justificación

En la industria eléctrica, la mayoría de los centros de carga tienen implementado uno o más motores en los cuales se manifiesta un bajo factor de potencia, debido a las grandes cantidades de potencia reactiva requeridas. Las soluciones implementadas durante mucho tiempo ante condiciones cercanas a las sinusoidales es el dimensionamiento de los bancos de capacitores. Sin embargo, ante la condición de armónicos en el sistema, la capacitancia efectiva de los bancos reduce la frecuencia de resonancia del sistema y esta puede interactuar con la fuente de armónicos, dando lugar al fenómeno de resonancia, el cual puede ser perjudicial para distintos equipos eléctricos, ya que, da lugar a sobrevoltajes y sobrecorrientes no deseadas.

Además, el cambio constante de los bancos de capacitores conlleva una gran pérdida económica. Grandes cantidades de dinero están asociadas a los disturbios en la industria, por ejemplo, la salida de operación de una línea de producción, que requiere varias horas para operar nuevamente, se traduce en pérdidas mercantiles. Más aún, con los lineamientos de los códigos de red para centros de cargas, una mala calidad de la energía puede hacer acreedores a los clientes de multas insostenibles.

A continuación, se muestran algunos tipos de consumidores que requieren forzosamente equipos de acondicionamiento para mantener un buen nivel de calidad de energía eléctrica:

- Sistemas de información que utilizan equipo de cómputo.
- Departamentos de paramédicos y bomberos.
- Empresas públicas (Gas, agua, energía eléctrica).
- Aeropuertos.
- Instituciones financieras.

- Departamento de policía, entidades gubernamentales.
- Empresas de semiconductores, entre otras similares.
- Transporte público, como lo es el sistema de transporte colectivo metro, el trolebús, etc.
- Industriales como acereras, papeleras, etc.
- Todo tipo de industria que en sus procesos de automatización utilice electrónica.

Actualmente, tanto en las industrias como en las entidades de los centros urbanos se utilizan constantemente aparatos de naturaleza electrónica. La implementación de un filtro es una manera de mitigar las componentes armónicas presentadas en la red eléctrica. Además, reduce los efectos resonantes en el sistema. Esto mejora la calidad en la energía y evita posibles sobre corrientes y sobre voltajes.

Siendo así, con un estudio detallado del fenómeno en cuestión se debe cumplir con criterios establecidos en el Código de Red buscando la manera de verificar y garantizar la operación dentro de los estándares de operación en condiciones estables para abastecer la demanda total de las necesidades de consumo eléctrico en un centro de carga de distribución.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos generales

La finalidad del presente trabajo es encontrar un camino efectivo para corregir alguna perturbación o variación ya sea de voltaje o de corriente en el lado de la carga, que pudieran afectar los requerimientos mínimos establecidos en el código de red. Proponer soluciones para corregir estos disturbios, y con ello, lograr un suministro de energía eléctrica que cumpla con los criterios de eficiencia, calidad, continuidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional como lo dictan los apartados CONE 9 y CONE 6 del Código de Red, haciendo referencia a los temas de factor de potencia y distorsión armónica.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Identificar la problemática de las diversas fuentes de armónicos mediante un estudio de cargas.
- b) Llevar a cabo un estudio de resonancias.

- c) Diseñar un banco de filtros pasivos para mitigar los armónicos de corrientes y voltajes, mejorando así el factor de potencia de un centro de carga.
- d) Apegarse a las recomendaciones especificadas en CONE 6 y CONE 9 del Código de red para corregir el factor de potencia ante condiciones armónicas y garantizar una calidad energética.

1.4 Hipótesis

Realizar un estudio de calidad de la energía dedicado exclusivamente a la distorsión armónica del voltaje y corriente, permite identificar los posibles armónicos y efectos resonantes en la red. Las condiciones de resonancia en un sistema se pueden presentar debido a la presencia de armónicos. Sin embargo, al implementar filtros pasivos se reducen los fenómenos de resonancia y se mitiga la presencia de armónicos, se establece así una metodología y recomendación para cumplir con los estándares de calidad de energía.

1.5 Estado del Arte

Desde los años 80 hasta nuestros días el termino calidad de la energía ha sido ampliamente utilizado. El concepto se refiere a una gran cantidad de disturbios individuales de los sistemas eléctricos de transmisión, distribución e incluso sistemas industriales. La mayoría de estos disturbios que pudieran caer dentro del término calidad de energía no son necesariamente nuevos, lo que actualmente se hace es tratar de englobar varios problemas en uno solo, el cual, se relaciona directamente con la eficacia del suministro de energía, entre ellos se encuentran las variaciones de voltaje, frecuencia, forma de onda sinusoidal, entre otros.

Existen diferentes soluciones a los problemas de calidad de la energía, cada uno con sus diferentes características y aplicaciones. Por ejemplo, en sistemas de transmisión [2] se menciona un método de solución mediante la instalación de controladores FACTS (por sus siglas en inglés Flexible AC Transmission Systems). Son dispositivos capaces de mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de transmisión de los sistemas de potencia. Los controladores más conocidos son los SVC (por sus siglas en inglés Static Var Compesator). Estos controladores compensan inicialmente las cargas pesadas, además, de que mejora la estabilidad utilizando una rápida regulación de voltaje.

Por otra parte, se sabe que las componentes armónicas se presentan en sistemas de distribución debido a las cargas no lineales que aisladas o agrupadas presentan niveles de distorsión, para los cuales debe

de disponerse de equipos mitigadores en el punto de acoplamiento común (PCC) que compensen las perturbaciones generadas.

De forma general la compensación de la potencia reactiva se ha afrontado mediante la instalación de dispositivos pasivos. En el caso de la potencia reactiva se emplean bancos de capacitores mientras que, para la reducción de la distorsión armónica, los dispositivos más frecuentemente instalados en las redes de distribución son los filtros pasivos.

Normalmente, estos últimos son circuitos LC resonantes conectados en paralelo con la carga y sintonizados a la frecuencia del armónico dominante. Otros tipos de filtros pasivos pueden ser de bloqueo de armónicos, paso banda o paso bajo. En el diseño e instalación de estos filtros es preciso considerar la topología de la red para evitar la aparición de resonancias a otras frecuencias armónicas [3]. Los equipos diseñados para compensar la potencia reactiva pueden enlistarse en: filtros pasivos, filtros activos de potencia y bancos de capacitores híbridos, que son una combinación de los anteriores. La elección para cada caso particular de uno de esos tipos depende de las necesidades técnicas y económicas del proyecto.

En [4] se aplica un filtro LCL pasivo que puede filtrar los armónicos producidos por convertidores electrónicos de potencia. Por otra parte, en [5] implementan un filtro pasivo de armónicos para la aplicación de ciclo convertidor de seis pulsos, sin embargo, para esto hay que considerar precauciones especiales, como son: Recopilación y análisis de datos, problemas y soluciones, etapa de filtrado, implementación y verificación. Un ciclo convertidor produce frecuencias múltiples impares de la frecuencia fundamental. Es decir, los armónicos principales que se pueden presentar son desde la tercera armónica, seguida de ellas están las 5^a, 7^a, 9^a, 11^a etc. [6].

Las redes eléctricas constan regularmente de inductores, capacitores e impedancias, por lo que, siempre habrá resonancias en el sistema. El problema inicia cuando la resonancia provoca el aumento de distorsión de la señal de voltaje o corriente. La resonancia puede surgir por el aumento de armónicos en la señal. En [7] usan armónicos de potencia activa para detectar resonancia armónica. En [8] usan un sistema de filtro de potencia pasivo (PPF) simple para mitigar la resonancia armónica ya que comprimen en gran medida el deterioro de los equipos eléctricos. Existen diferentes topologías de los filtros activos, tales como: LC, LCL y LLCC. Usando estas topologías [9] se realiza un estudio comparativo con relación a la distorsión armónica.

En [10] utilizan un filtro de potencia activa en derivación (por sus siglas en inglés SAPF) para una Microred (MG) establecida en PV. Este filtro aplica un controlador PI para regular el voltaje de CD de este. Mediante simulaciones lograron observar que la distorsión armónica se minimizaba. En [11] se propone un filtro de potencia activa de serie híbrido en conjunto con un controlador PI basado en redes neuronales artificiales.

Generalmente, el diseño de los filtros se realiza mediante la topología de diseño a lápiz y papel, sin embargo, en [12] se diseñan los filtros mediante el método de Algoritmos Genéticos (AG), el cual consiste en emplear métodos evolutivos y con la ayuda de un software obtener los filtros RC activos de manera sofisticada y a una rapidez mayor. En [13] se emplea un método de detección de armónicos basado en el Principio Ortogonal del Triángulo (TOP), este tiene un cálculo bajo, tiempo de ejecución rápido, menor complejidad de implementación computacional y proporciona un método simple para detectar la corriente de referencia. Usando este principio, se diseña un filtro de potencia activa con bajo costo y gran rendimiento.

Los armónicos se encuentran presentes en la iluminación eléctrica, en [14] se realiza un análisis de distorsión armónica en fuentes de iluminación LED, con base en esos resultados obtenidos la iluminación LED tiene presencia de terceros armónicos, los cuales representan más del 80% de la distorsión y un THD mayor al 150%. Para corregir esto, las luminarias contienen controladores con filtros para la reducción de los armónicos.

Para la medición en sistemas trifásicos como factor de potencia, potencia promedio, armónicos, entre otras se usan sondas que usan transformadores de corriente, sin embargo, en [15] se aborda la sustitución de estas sondas por una sonda Rogowsky (sondas construidas usando transformadores de voltaje) e incluye un circuito diseñado específicamente para obtener las respuestas de amplitud y fases requeridas. En [16] se implementa un sistema de medición de armónicos portátil que permite la captura de los datos en sitio y la identificación precisa de los armónicos mediante una transformada rápida de Fourier.

La importancia de analizar las diferentes fuentes de distorsión armónica que se puede presentar en un sistema eléctrico tiene diferentes soluciones a implementar, la clave está en elegir el método más adecuado para que este cumpla con los requerimientos establecidos en normas internacionales y por supuesto, con el Código de Red.

CAPÍTULO 2

CALIDAD DE LA ENERGÍA

2.1 Definición de calidad de la energía

Los usuarios de la red energía eléctrica buscan un servicio confiable y seguro, que no presente un peligro para ellos y para sus equipos, por lo tanto, las empresas suministradoras de energía tratan de ofrecer una señal eléctrica sinusoidal, con una frecuencia fundamental de 60 Hz sin distorsión alguna. El concepto de calidad de la energía tiene muchas definiciones según el marco de referencia. Es decir, desde la perspectiva del proveedor o usuario.

Desde el punto de vista del proveedor, la calidad de energía eléctrica se define como confiabilidad y se demuestra usando estadísticas. Por otro lado, desde la perspectiva de la carga, la calidad se define como las características de la potencia suministradora que permite que los equipos trabajen correctamente. Otra definición es: Cualquier problema de energía que se manifieste en desviaciones de voltaje, corriente o frecuencia que resulten en fallas o mal funcionamiento de la parte suministradora o del equipo del consumidor final [17].

La definición acorde al estándar IEEE 1159 es: *“El concepto de alimentar y conectar a tierra equipos sensibles de una manera que sea adecuada para el funcionamiento del equipo”*. [18]

La calidad de energía puede definirse desde dos perspectivas diferentes, según se trate de suministro o consumo de electricidad. La calidad de energía en el generador suele referirse a la capacidad del generador de producir energía a una frecuencia de 60 Hz y con una variación nula. Mientras que calidad de energía en distribución y transmisión hace referencia al voltaje suministrado que se mantiene dentro de un rango de más o menos 5% [19].

Generalmente se hace referencia a la calidad de la energía como Power Quality. No obstante, se sabe que la potencia es una relación proporcional entre el voltaje y la corriente. Por lo general, es la señal de voltaje la que se aborda para mantener el voltaje de alimentación dentro de ciertos límites y cumplir con los estándares de calidad.

2.2 Terminología para la descripción de disturbios

El termino de disturbio, en calidad de energía se conoce como disturbio de la frecuencia fundamental (power frequency disturbance). Este tiene dos clasificaciones según el tiempo de duración que tenga. Es decir, hay disturbios de corta y larga duración. Estos disturbios pueden llegar a durar desde un ciclo completo hasta varios segundos o incluso minutos. La ventaja de estos disturbios es que son lentos y por tanto se pueden medir utilizando equipos de instrumentación. A continuación, se describe brevemente los principales disturbios que afectan a la calidad de la energía eléctrica.

2.2.1 Caída de Voltaje (Sags)

Es una variación de corta duración. Representa una disminución en magnitud de entre 0.1 y 0.9 [P.U] del voltaje en a.c durante periodos de 0.5 ciclos a 1 minuto. Una característica de esta perturbación es que el voltaje vuelve a la normalidad después del sag. El periodo de duración puede depender también del tiempo de liberación de la falla que se presente. Este tipo de perturbaciones se deben a la energización de cargas muy pesadas, arranques de motores de inducción, fallas de línea a tierra, transferencia de energía, etc., que son las que resultan con daños más severos. Los sags son las principales razones de un mal funcionamiento de los dispositivos eléctricos por bajo voltaje.

La Figura 1 muestra la forma de onda de voltaje durante un sag de voltaje debido a una falla en la red, se observa que aproximadamente en 2.5 ciclos, la caída se mantuvo hasta que algún dispositivo de protección es accionado e interrumpe la falla.

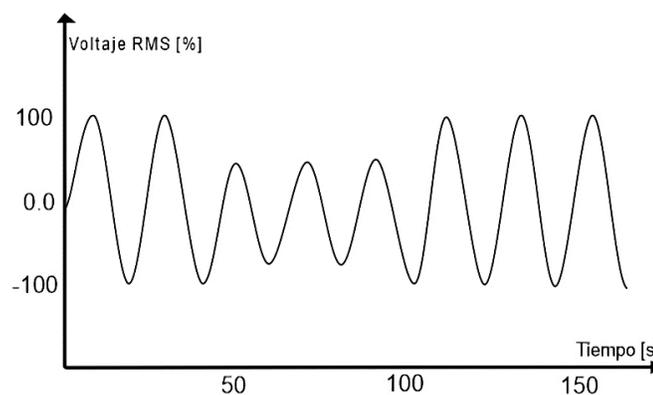


Figura 1. Voltaje Sags causado por una falla monofásica a tierra.

2.2.2 Sobrevoltaje (Swell)

Al igual que los sags, entra en las perturbaciones de corta duración. Al contrario de los sags, este tipo de perturbaciones representa un aumento de magnitud entre 1.1 y 1.8 [p.u] de voltaje de C.A. durante un periodo de 0.5 ciclos a 1 minuto. En la Figura 2 se muestra la forma de onda de voltaje en donde se observa un aumento en 1.5 p.u durante 2.5 ciclos de duración. En forma general, estas perturbaciones se presentan cuando ocurre una falla monofásica a tierra (SLG), las fases en donde no se presenta dicha falla tienden a tener un aumento temporal del voltaje. Además, también se pueden presentar por energizar o desenergizar banco de capacitores.

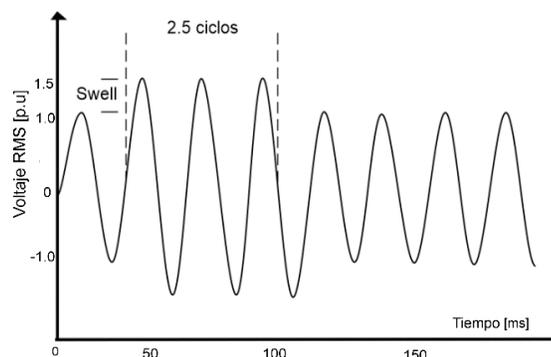


Figura 2. Swell de voltaje.

2.2.3 Interrupciones (Interruption)

Las interrupciones son variaciones de corta y larga duración de voltaje. Las de corta duración son las que persisten menos de 1 minuto. Se dice que ocurre una interrupción de corta duración cuando la fuente de energía o la corriente de carga disminuye a 0.1 [p.u]. El tiempo de duración depende del tiempo de operación de los equipos de protección, sin embargo, la mayoría de los equipos no exceden de más de 1 minuto para operar. La Figura 3 muestra la forma de onda de voltaje donde se presenta una interrupción de 180 segundos.

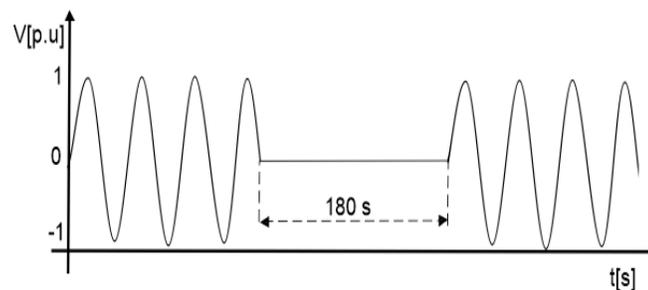


Figura 3. Interrupción de larga duración, de 3 minutos.

Estas interrupciones en la industria traen pérdidas de producción y, además, el tiempo de espera en que se restaura el servicio eléctrico.

Algunas veces para solucionar estos problemas se instalan equipos como fuentes de alimentación interrumpida, por sus siglas en inglés UPS (Uninterruptible Power Supplies). Otra solución es instalar otro alimentador con un interruptor a altas velocidades, con el objetivo de cambiar directamente al alimentador alternativo en el momento que detecte una interrupción en el sistema y así no se quede sin alimentación.

2.2.4 Desplazamiento en DC (Offset)

La presencia de una tensión o corriente continua en un sistema de alimentación de corriente alterna se denomina "desajuste de corriente continua". Este fenómeno puede producirse como resultado de una perturbación geomagnética o debido al efecto de la rectificación de media onda. Y, tiene como consecuencias que los equipos tales como, transformadores tengan un proceso de sobrecalentamiento y saturación debido a corrientes de d.c circulando en ellos [20]. La Figura 4 a) muestra una señal puramente sinusoidal sin ningún disturbio ni desplazamiento. En cambio, la Figura 4 b) tiene un incremento en el voltaje de d.c.

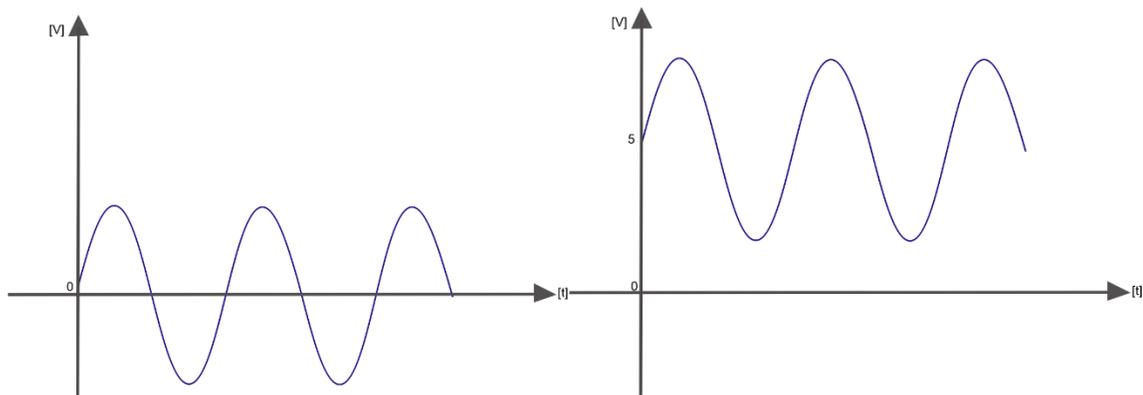


Figura 4. a) Señal sinusoidal normal.

b) Señal sinusoidal con 5V de offset DC.

2.2.5 Muestras (Notching)

Las muescas como se muestra en la Figura 5, se producen por el comportamiento normal de los dispositivos electrónicos de potencia, estas se producen cuando la corriente se conmuta de una fase a otra. Según el estándar IEEE 1159 durante este periodo, se produce un cortocircuito momentáneo

entre dos fases. La gravedad de la muesca en cualquier punto del sistema viene determinada por la inductancia de la fuente y la inductancia de aislamiento entre el convertidor y el punto que se controla.

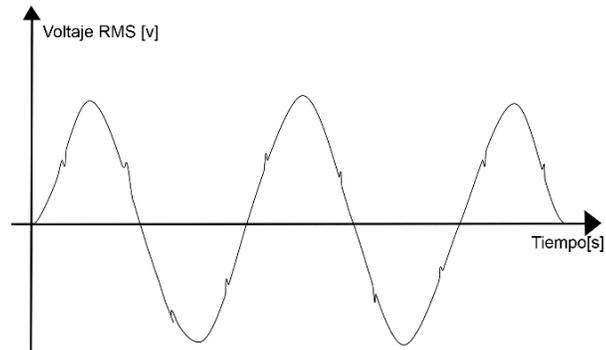


Figura 5. Muecas de Voltaje.

2.2.6 Ruido (Noise)

El ruido se manifiesta en señales eléctricas indeseadas, las cuales se superponen en las señales de voltajes y corrientes. Frecuentemente se producen debido a una mala conexión de los conductores a tierra, implicando que el ruido no tenga salida del sistema y se almacena dentro, provocando así, problemas y deformaciones en la señal como se observa en la Figura 6 a) y 6 b). Generalmente se pueden mitigar implementando filtros diseñados a un ancho de banda menor a 200 kHz, o usando transformadores de aislamiento [21].

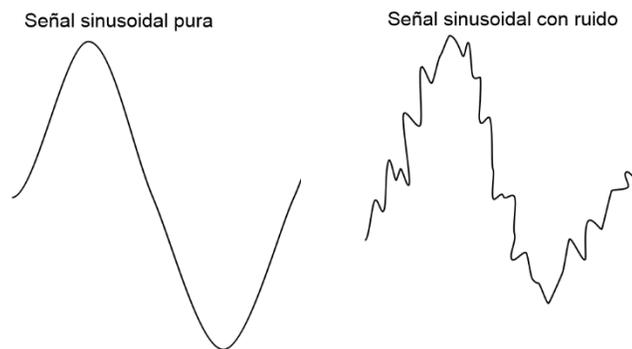


Figura 6. a) Señal fundamental. b) Señal fundamental con ruido.

2.2.7 Armónicos (Harmonics)

Según la norma CFE L0000-70 [22], una armónica de voltaje es: *Voltaje sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental del voltaje de suministro*. Sin embargo, los armónicos no solamente son voltajes, también pueden ser señales de corriente. Estos son conocidos como un problema en la calidad de energía en estado estable.

Los parámetros se clasifican por tres parámetros, que son: orden (n), frecuencia y secuencia. El orden establece la relación que hay entre el armónico y la frecuencia fundamental. Además, indica que tan grande es el armónico con respecto a la fundamental. De la ecuación (1), $F_{armónico}$ indica la frecuencia del armónico de orden n, y $F_{fundamental}$ indica la frecuencia fundamental del sistema.

$$n = \frac{F_{armónico}}{F_{fundamental}} \quad (1)$$

Una armónica de orden “n” está definida como una señal de frecuencia de “n” veces la frecuencia fundamental con magnitud F_n y ángulo θ_n , como se muestra en la ecuación (2).

$$f_n(t) = F_n \cos(n\omega t + \theta_n) \quad (2)$$

En la Figura 7 se muestra una señal a una frecuencia fundamental de 60 Hz y un armónico de orden 3. La frecuencia de esta señal armónica es de 180 Hz. Es decir, la frecuencia es 3 veces mayor que la fundamental. La frecuencia total es una combinación de la frecuencia fundamental más cada una de las armónicas.

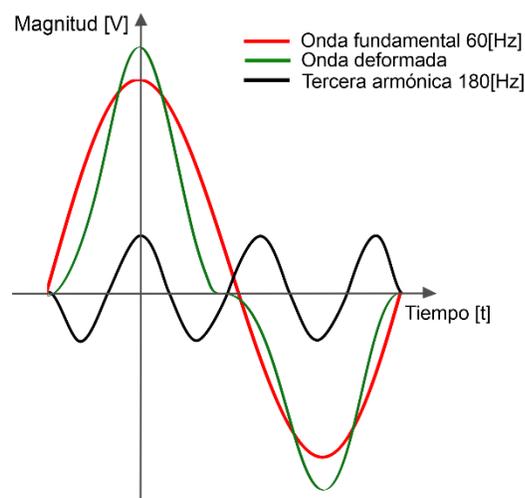


Figura 7. Señal fundamental vs Señal armónica.

2.2.8 Inter armónicos

A diferencia de las armónicas, los inter armónicos son señales que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz). Estas señales inter armónicas por lo general, tienen sus orígenes por las conversiones de frecuencia y en otras ocasiones, varían con la carga.

La distorsión interarmónica es un tipo de distorsión de forma de onda que suele ser el resultado de una señal sobrepuesta en la señal de voltaje por equipos eléctricos como convertidores de frecuencia estáticos, motores de inducción y dispositivos de generación de arco. Los ciclos convertidores (que controlan grandes motores lineales utilizados en equipos laminadores, cementeros y mineros) crean algunos de los problemas más importantes de las fuentes de alimentación interarmónica. Estos dispositivos transforman el voltaje de potencia en un voltaje de C.A. de una frecuencia menor o mayor que la de la frecuencia de suministro.

El efecto más notable de la interarmónica es el parpadeo visual de monitores y luces incandescentes, además de causar un posible calentamiento e interferencia en las comunicaciones. Las soluciones para la interarmónica incluyen filtros, sistemas UPS y acondicionadores de línea.

2.2.9 Fluctuaciones de Voltaje (Flickers)

El cambio de intensidad de la iluminación es denominado como parpadeo (flicker). Estas variaciones en los niveles de iluminación llegan a ser notables y/o molestas para los usuarios y en algunos casos provocan posibles consecuencias médicas. Este parpadeo es subjetivo y depende de cómo lo perciba cada persona.

El efecto del parpadeo depende tanto de la frecuencia como de la magnitud de las fluctuaciones de voltaje que causan estas variaciones. Estas varían según lo especificado por la norma ANSI C84.1 en un rango de voltaje de 0.9 a 1.1 p.u. Muchas veces suele ocurrir que el parpadeo se confunde con los efectos que producen los armónicos. Sin embargo, los armónicos son múltiplos de la frecuencia fundamental y la gama de frecuencias son demasiado altas para que el ojo humano las perciba.

Dado que las fluctuaciones de voltaje son fundamentalmente diferentes del resto de las anomalías de la forma de onda, se ubican en una categoría aparte. Una fluctuación de voltaje como se muestra en la Figura 8, es una variación sistemática de la forma de onda de voltaje o una serie de cambios aleatorios de voltaje, de pequeñas dimensiones, concretamente entre 95 y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, en general por debajo de 25 Hz.

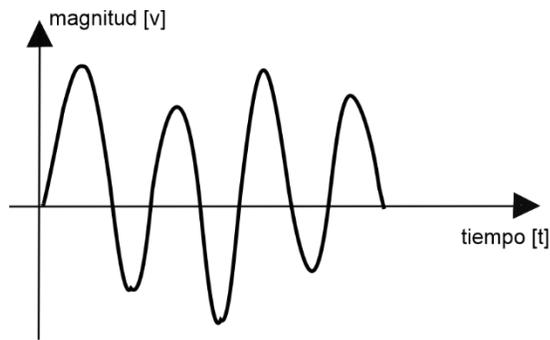


Figura 8. Fluctuaciones del voltaje.

Cualquier carga que exhiba variaciones significativas de corriente puede causar fluctuaciones de voltaje. Los hornos de arco son la causa más común de fluctuación de voltaje en el sistema de transmisión y distribución. Un síntoma de este problema es el parpadeo de luces incandescentes. La eliminación de la carga problemática, el traslado del equipo sensible o la instalación de acondicionadores de línea de alimentación o dispositivos UPS son métodos para resolver este problema.

2.2.10 Desbalance de voltaje

El desbalance de voltaje es la variación de voltaje en el que las magnitudes de voltaje y los ángulos de fase entre ellos no son iguales. Si los voltajes y corrientes de un sistema trifásico tienen la misma magnitud y el desfase entre ellas es de 120° ver Figura 9 a), se dice que el sistema es simétrico o balanceado, si no cumplen con estas características se dice que el sistema está desbalanceado como se muestra en la Figura 9 b).

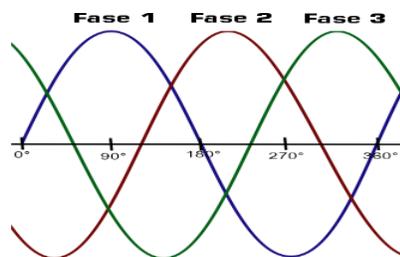
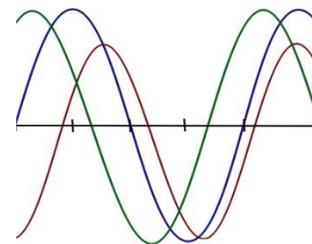


Figura 9. a) Sistema trifásico balanceado.



b) Sistema trifásico desbalanceado.

Según la norma IEEE 1159, define el desbalance de voltaje como la desviación máxima del promedio de los voltajes o corrientes trifásicos, dividida por el promedio de los voltajes o corrientes trifásicos, expresadas en porcentaje.

La definición que se elige como la más acertada es, la relación entre el componente de secuencia negativa o cero y el componente de secuencia positiva. El que un sistema este desbalanceado generalmente depende de las cargas desbalanceadas conectadas a nivel distribución. Los desbalances de voltaje se presentan en el sistema en forma de calentamiento de los equipos. Mientras mayor sea el desbalance, las causas son mayores. Se producen fallas en el sistema debido a que este suministra energía a cargas monofásicas y trifásicas, lo cual implica que estas cargas no sean balanceadas, y, por ende, producen flujos de corrientes de secuencia cero y de secuencia negativa.

2.3 Sistemas de referencia para mediciones de calidad de la energía

De la necesidad de comparar la sensibilidad de los equipos a perturbaciones en el sistema surge la necesidad de medir la calidad del servicio eléctrico mediante una representación de datos. Para esta representación se utiliza un plano x-y, en el cual se captura el tiempo de duración (eje x) y magnitud del evento presentado (eje y), ya sea sag, swell, interrupciones, etc.

2.3.1 Curva CBEMA

La curva CBEMA por sus siglas en inglés, fue desarrollada por Computer Business Equipment Manufacturers Association. Esta curva, ilustrada en la Figura 10, tiene un diseño común para presentar los datos de la variación de la calidad. La operación nominal de los equipos debe ubicarse dentro de la zona limitada por las curvas. Si los puntos obtenidos se encuentran por arriba de la curva superior suponen causas de un mal funcionamiento debido a fallas de aislamiento, sobretensiones y sobreexcitación. Los puntos por debajo de la curva inferior implican causas de pérdida de carga, o sobretensiones [23]. Y si los datos se encuentran en la zona limitada por ambas curvas, se dice que están operando de manera estable.

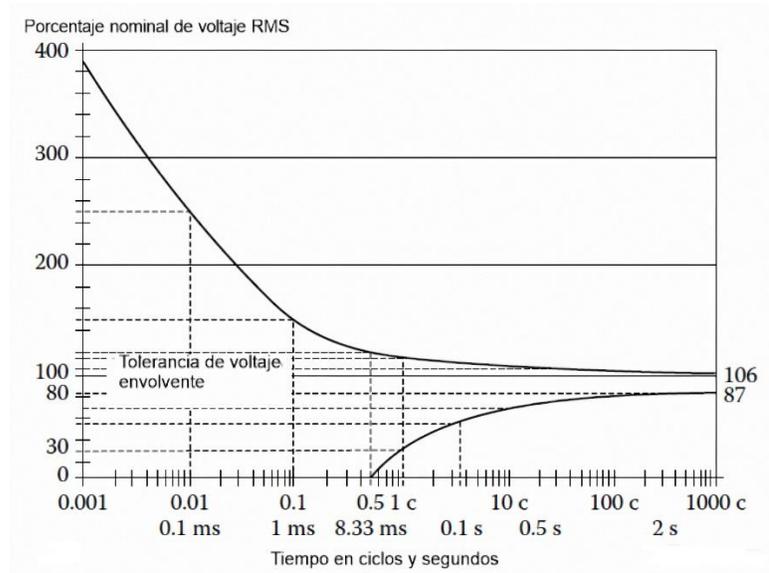


Figura 10. Curva CBEMA.

La curva de la gráfica muestra la magnitud y duración de las variaciones de voltaje en el sistema eléctrico. La región entre los dos lados de la curva es la envolvente de tolerancia dentro de la cual se espera que los equipos electrónicos funcionen de manera confiable [24].

2.3.2 Curva ITIC

Esta curva fue desarrollada y publicada por el Technical Committee 3 (TC3) del Consejo Industrial de Tecnología de la información (por sus siglas en inglés Información Technology Industry Council ITIC). Es básicamente el mismo principio de funcionamiento que la curva CBEMA, a diferencia de ella, es que se utiliza para diferentes equipos y no solo computadoras, es decir, contempla un espectro más extenso del comportamiento de los equipos industriales. Consecutivamente esta curva ITIC relevó a la curva CBEMA, y al igual que la primera, tiene 3 zonas de operación: región prohibida, región sin daños y región de no interrupción como se observa en la Figura 11.

Esta curva es aplicable para equipos cuyo voltaje nominal es de 120V RMS. Con respecto a los parámetros que utiliza en estudios de calidad de la energía son solo dos, la magnitud del disturbio y el tiempo de duración. Esta curva permite tener registros de días, semanas o años para evaluar el comportamiento de los equipos y concluir si se tienen problemas de calidad de energía.

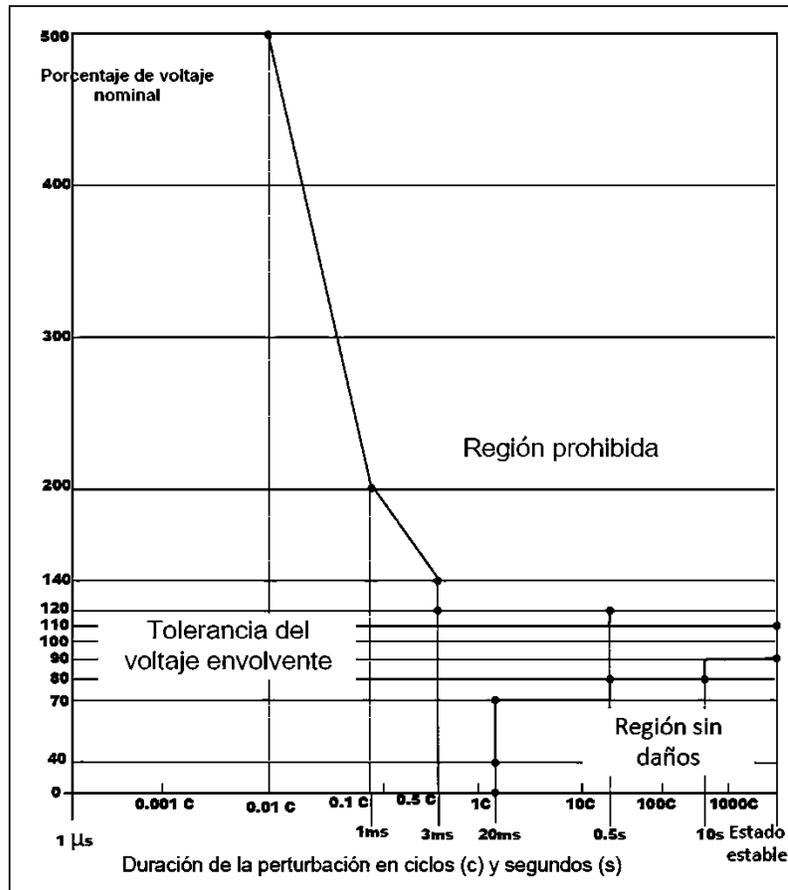


Figura 11. Curva ITIC.

CAPÍTULO 3

CÓDIGO DE RED EN CENTROS DE CARGA

De acuerdo con lo dictado en el Código de Red [25] *“En tanto no se cuente con una Norma Oficial Mexicana sobre Calidad de la energía, se deberá cumplir con los siguientes criterios”*:

- a) Todos los centros de carga deberán asegurarse de que en los puntos de conexión a la red no existan distorsiones ni fluctuaciones en el voltaje de suministro causadas por sus instalaciones más allá de lo especificado en las Tablas 1, 2, 3 y 4 que se muestran en este apartado.*
- b) Los centros de carga especiales deberán cumplir con los límites especificados de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de voltaje (flicker) y desbalance de corriente. Las Centros de carga convencionales deberán cumplir con los límites especificados de desbalance de corriente únicamente.*

Conforme al Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga [26] se entenderá por Calidad de la Energía a la condición en que la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos de los Centros Carga con las características y condiciones adecuadas, que les permita mantener su operación continua, sin que se afecte el desempeño de estos ni provoque fallas a sus componentes.

3.1 Código de Red aplicado en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), el Código de Red [25] es un documento que fue emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en abril del 2016. El cual, contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo correspondiente a las disposiciones administrativas generales que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional. Además, establece reglas de medición, control, acceso y uso de infraestructura eléctrica.

3.2 Cumplimiento del Código de Red

El Código de Red es aplicable y obligatorio para centros de carga en alto y medio voltaje, además de todas las industrias eléctricas y/o comercios que estén conectados al SEN. Esta obligación se debe a que todo el Sistema Interconectado Nacional no se encuentra completamente mallado y un impacto en algún punto de la red afecta a todo el sistema. Con la ayuda del Código de Red se busca la manera de verificar y garantizar la operación dentro de los estándares de operación en condiciones estables para abastecer la demanda total de las necesidades de consumo eléctrico.

Los requerimientos técnicos, conocidos como el “nivel adecuado de confiabilidad”, buscan cumplir con los adecuados niveles de voltaje, frecuencia, factor de potencia, calidad energética, intercambio de información, control y coordinación de protecciones, de manera que pueda soportar la contingencia sencilla más severa sin violación de límites operativos.

La vigilancia y cumplimiento del Código de Red es responsabilidad de la CRE, garantizando además de la correcta operación de la Red Nacional de Distribución (RND), la interconexión de centrales eléctricas, la conexión de los centros de carga, planeación y medición de la red.

Actualmente la versión vigente del documento es la RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. Emitida por el DOF el Viernes 31 de diciembre de 2021.

3.3 Código de Red para los centros de carga

3.3.1 Disposiciones generales de conexión de centros de carga (CONE)

El Código de Red [25] expone 15 criterios técnicos requeridos por los Centros de Carga conectados en medio y alto voltaje para lograr una satisfactoria conexión al SEN. Cada uno de ellos deben aplicarse y estar bajo observancia al punto de conexión.

Los criterios CONE se encuentran relacionados con el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga [26] (Manual Regulatorio de Conexión), donde además se establece que los requerimientos se deben cumplir tanto por los Centros de Carga conectados al SEN, así como también por los nuevos centros solicitantes.

Del cual, este trabajo se hace referencia al cumplimiento de los Criterios CONE 6 y CONE 9 debido a la relación que existe entre factor de potencia ante condiciones no sinusoidales y la distorsión armónica.

3.3.2 Criterios para la conexión de los centros de carga

CONE 6.- *“Los Centros de Carga deberán cumplir con los requerimientos de factor de potencia contenidos en el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga.”*

Se establece que el estado operativo normal de los centros de carga en alto voltaje debe mantener un factor de potencia con una medición cinco minutas. Los límites deberán estar entre -0.95 y 1.0, se debe cumplir con al menos el 95% del tiempo durante un periodo mensual. Después de 10 años, entre 0.97 en atraso y 1.0. el requerimiento es de al menos el 97% del tiempo mensual.

Para tensiones iguales o menores a 35 kV se mide en el punto de acoplamiento común de conformidad con las “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución de energía eléctrica”

CONE 9.- *“Respecto a la Calidad de la energía, el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y demás regulación aplicable establecerán los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a indicadores como: Distorsión Armónica Total, fluctuaciones de voltaje (flicker) y Desbalance de Corriente.”*

Los Centros de carga convencionales, es decir aquellos que por sus características no presentan un impacto en calidad del servicio, deben cumplir con los límites de desbalance de corriente.

Por otro lado, los Centros de Carga especiales, que por sus procesos impactan en la calidad del servicio del resto de los usuarios conectados al sistema eléctrico, ya sea por la variabilidad de la demanda o por su alto contenido armónico. Debiendo cumplir con los límites especificados por la norma CFE L0000-45, de distorsión armónica en corrientes, fluctuación de voltaje (flicker) y desbalance de corriente.

La Tabla 1 muestra los límites máximos permisibles de la distorsión de corriente, para niveles de voltaje de 69 kV-161 kV, y, la Tabla 2 muestra los niveles máximos permitidos de distorsión armónica para niveles de voltaje menores de 69 kV según el estándar IEEE 1159 [18].

- **Distorsión armónica de corriente**

Tabla 1. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones de 69kV a 161kV [22].

Impedancia relativa o razón de CC $\left(\frac{I_{cc}}{I_L}\right)$	Límites para componente armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	<11	11 a 16	17 a 22	23 a 34	> 34	
$\frac{I_{cc}}{I_L} < 20$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
$\frac{I_{cc}}{I_L} \geq 1000$	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 2. Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para tensiones menores o iguales de 69kV. [22]

Impedancia relativa o razón de CC $\left(\frac{I_{cc}}{I_L}\right)$	Límites para componente armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	<11	11 a 16	17 a 22	23 a 34	> 34	
$\frac{I_{cc}}{I_L} < 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$\frac{I_{cc}}{I_L} \geq 1000$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Donde:

I_L = Corriente Máxima de Carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses. Si no se dispone de este valor, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

I_{cc} = Corriente de Corto Circuito en el punto de acometida.

%DATD = Porcentaje de distorsión armónica total de demanda.

Los límites establecidos son para el caso más desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos eléctricos de arco, que toman un tiempo máximo de un minuto. En ningún caso se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa.

- **Flickers**

Las variaciones por minuto, en acometidas en medio y alto voltaje en estado estacionario.

Tabla 3. Límites de fluctuaciones de voltaje [27].

Indicador	Límite
P_{st}	≤ 1
P_{lt}	≤ 0.65
d_t	$\leq 3.3\%$ durante el cambio de tensión par más de 500ms
d_c	$\leq 3.3\%$
$d_{m\acute{a}x}$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

P_{st} – Indicador de variación de voltaje de corto plazo. Expresada severidad de la fluctuación durante un periodo de 10 min, siendo $P_{st} = 1$ el umbral de irritabilidad.

P_{lt} – Indicador de variación de voltaje de largo plazo. Expresa la severidad de la fluctuación durante un periodo largo de 2 horas, empleando valores sucesivos de P_{st} .

d_t – Característica de cambio de voltaje, $\Delta V(t)$. Es el cambio de voltaje RMS evaluado de fase a tierra como un valor simple para cada medio periodo sucesivo entre cruces por cero de la fuente de voltaje entre intervalos de tiempo en los cuales el voltaje está en condiciones de estado estacionario hasta 1 segundo.

d_c – Cambio de voltaje en estado estacionario, ΔVc . Es la diferencia entre dos tensiones medidas de fase a tierra y en estado estacionario separados por una característica de cambio de voltaje.

$d_{m\acute{a}x}$ – Característica de cambio de voltaje máxima, $\Delta Vm\acute{a}x$. Es la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la característica de cambio de voltaje.

- **Desbalances de corriente**

Tabla 4. Límites de fluctuaciones de voltaje [27].

Impedancia relativa o razón de CC $\left(\frac{I_{cc}}{I_L}\right)$	Desbalance (%)		
	Menor a 1kV	De 1kV a 35kV	Mayor a 35kVD
$\frac{I_{cc}}{I_L} < 20$	5.0	2.5	2.5
$20 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 50$	8.0	4.0	3.0
$50 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 100$	12.0	6.0	3.75
$100 \leq \frac{I_{cc}}{I_L} < 1000$	15.0	7.5	4.0
$\frac{I_{cc}}{I_L} \geq 1000$	20.0	10.0	5.0

3.4 Características de los diferentes tipos de carga

Los sistemas de distribución forman una parte esencial de los sistemas eléctricos de potencia debido a que toda la potencia generada se tiene que distribuir a los usuarios finales. Estos usuarios finales demandan potencia para diferentes tipos de cargas. La determinación de las cargas eléctricas es el punto inicial para identificar y solucionar los problemas técnicos que se presenten en un sistema de distribución.

Las clasificaciones de los tipos de carga en sistemas de distribución son:

- a) Residencial: Este tipo de cargas utilizan sistemas de distribución monofásicos y la electrificación de las zonas rurales es más económica en comparación con las zonas urbanas y suburbanas.
- b) Comercial: Por lo general son ubicadas en las zonas céntricas de las ciudades, como lo son centros comerciales, edificios, etc. La densidad de carga es un poco mayor a la residencial.
- c) Industrial: Estas cargas dependerán si son industrias pequeñas o grandes. Las pequeñas por lo general se consideran como comerciales. Las grandes industrias en algunos casos llegan a requerir una conexión a sistemas de alto voltaje.

Otra clasificación para las cargas de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica son las siguientes:

Carga CIL: Consumo de los Centros de Carga incluidos en un Contrato de Interconexión Legado (CIL) que reciben energía eléctrica directamente de la Central Eléctrica incluida en el mismo

Contrato de Interconexión Legado, sin transmitir la energía eléctrica por la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, y que estén en posibilidad de recibir energía eléctrica del SEN a través del Punto de Conexión.

Carga Contratada: Demanda contratada por el usuario fijada con base en sus necesidades de operación. Para fines de los estudios de conexión de nuevos centros de carga, este término se refiere a la capacidad indicada por el solicitante.

Carga Convencional: Carga demandada por un centro de carga que por las características de sus procesos no presentan distorsiones armónicas, variaciones de voltaje e índices de parpadeo (Flickers), depresiones o abatimientos (Sags) o sobretensiones (Swell) con impacto en la calidad del servicio al resto de los usuarios conectados al Sistema Eléctrico Nacional.

Carga Especial: Carga demandada por un Centro de Carga en alta o media voltaje y que por las características propias de sus procesos presentan distorsiones armónicas, fluctuación de voltaje y desbalance de corriente más allá de los límites establecidos en el Código de Red vigente, aun cuando dispongan de filtros y controladores para Calidad de la energía. La carga especial es similar a nuestro caso a desarrollar.

A parte de las clasificaciones antes mencionadas existe otra clasificación. Esta depende específicamente del comportamiento de la impedancia con relación al voltaje aplicado. A esta clasificación se le conoce como cargas lineales y no lineales.

3.4.1 Carga lineal

Una carga lineal se rige por la Ley de Ohm, es decir. La corriente que fluye por los conductores es proporcional al voltaje, esta proporción es conocida como una impedancia constante.

$$i(t) = \frac{v(t)}{Z} \quad (3)$$

La relación de la ecuación (3) es lineal, por lo tanto, se puede conocer fácilmente la caída de voltaje en el sistema si se tiene una carga lineal. Cuando está presente una carga lineal, se dice que el voltaje y la corriente se encuentran en fase solo si la reactancia inductiva es igual a 0 ($X_L = 0$).

Una excepción de la carga lineal en las cuales el voltaje y la corriente no están en fase es, si en el sistema se encuentran cargas capacitivas o inductivas, ya que en estos casos la corriente se adelanta con respecto al voltaje en una carga capacitiva, y, la corriente se atrasa con respecto al voltaje en las

cargas inductivas. Un ejemplo de carga lineal puede ser un motor de inducción o lámparas incandescentes.

3.4.2 Carga no lineal

Por otra parte, los sistemas con alto contenido de carga no lineal (CNL), son susceptibles de tener serios problemas de armónicas. Las CNL son aquellas que generan armónicas derivadas de su propio principio de operación que está basado en la rectificación de forma de onda (por ejemplo, la conversión de c.a. a c.d.). Además del incremento de los dispositivos de control y de electrónica como pueden ser: variadores de velocidad electrónicos, arrancadores progresivos electrónicos, PC's, UPS, balastras, soldadoras, hornos eléctricos, copiadoras, etc. Estas nuevas tecnologías están presentes en prácticamente todo tipo de industria como la industria automotriz, industria química, industria papelería, industria azucarera, industria del vidrio, industria del acero, servicios, etc. y su número va en aumento. [28]

El código Eléctrico Nacional (NEC) mexicano define la carga no lineal como “Una carga donde la forma de onda de la corriente de estado estable no sigue la forma de onda del voltaje aplicado”. En otras palabras, se dice que una carga no lineal es aquella que su impedancia cambia con respecto al voltaje. Este cambio de voltaje indica que la forma de onda de la corriente consumida por la carga no será sinusoidal incluso si el voltaje aplicado si lo es. Las corrientes no sinusoidales están constituidas por señales armónicas que provocan una distorsión del voltaje, el cual trae como consecuencia fallas en las cargas conectadas al sistema. A mayor distorsión de la señal, la corriente armónica es mayor.

La carga no lineal puede ser representada como una fuente de corriente en paralelo, y cada una de ellas opera a diferentes frecuencias, por lo que su espectro no es puramente sinusoidal como se observa en la Figura 12.

Un ejemplo de equipos que resultan perjudicados debido a las cargas no lineales y, por ende, a los armónicos producidos son los transformadores de distribución. El sobrecalentamiento es el efecto principal y, para su solución deben ser mitigados o se reemplaza por transformadores diseñados para filtrar un rango especial de armónicos.

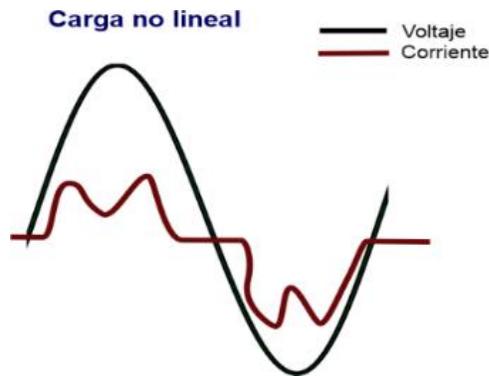
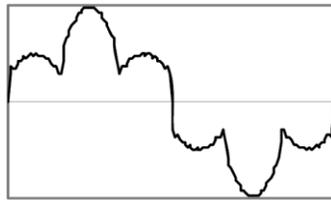


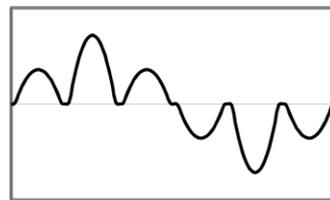
Figura 12. Forma de onda distorsionada por rectificador de 6 pulsos.

Algunas cargas no lineales son:

Convertidores estáticos, es decir, aquellos equipos que en su diseño incluyen electrónica de potencia, transformadores, motores u otros equipos magnéticos, hornos de arco, alumbrado fluorescente, etc. La peculiaridad de estos equipos es que el orden de sus armónicos es $h = 6k \pm 1$, es decir, $h=5, 7, 9, 11, 13$, etc. Donde k es un número entero y la forma de onda se cambia dependiendo el nivel de distorsión como se muestra en la Figura 13.



a) Señal de corriente con alta potencia y un THD=32.6%



b) Señal de corriente con baja potencia y un THD=67.4%

Figura 13. Formas de onda del convertidor trifásico de fuente de tensión de seis pulsos [29]

CAPÍTULO 4

ARMÓNICOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Los problemas de armónicas presentados en un sistema de potencia son causados por diferentes factores, como son: la presencia de cargas no lineales, variadores de velocidad, interruptores de circuito, saturación de transformadores, equipos con electrónica de potencia, equipos de oficina y domésticos en gran volumen, lámparas LED, etc. Y como consecuencia trae consigo sobrecalentamiento en los equipos y por ende reducción de la vida útil, apertura de fusibles e interruptores, falla en capacitores, etc. Además, pueden producir resonancias en los componentes RLC del sistema.

De acuerdo con el Código de Red se describe una armónica como la tensión o corriente sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión o corriente de Suministro Eléctrico.

4.1 Análisis armónico

El análisis armónico consiste en calcular magnitudes y fases de las señales presentes en el sistema, y, con ello se obtiene su espectro armónico. Las señales estudiadas son sumas de senos y cosenos que tienen frecuencias igual a múltiplos de la frecuencia fundamental, estas características son representadas por las series de Fourier. Ahora, para poder calcular magnitudes y fases de las series de Fourier es necesario aplicar transformadas de Fourier a dichas series. Esta transformada consiste en un análisis frecuencial de la señal, donde la variable principal es la frecuencia.

4.1.1 Series de Fourier

Una función periódica de periodo T puede ser representada por una serie trigonométrica como se muestra en (4). Donde $n\omega_0$ se denomina la n ésima armónica de la función periódica, y, la

componente de frecuencia angular fundamental se expresa como $\omega_0 = 2\pi f_0 = \frac{2\pi}{T}$, ya que la frecuencia es el inverso al periodo [30].

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + a_1 \cos(\omega_0 t) + a_2 \cos(2\omega_0 t) + \dots + b_1 \sin(\omega_0 t) + b_1 \quad (4)$$

La representación más corta es mediante la sumatoria.

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t) \quad (5)$$

Para que una función se pueda representar mediante una serie de Fourier, la función debe de cumplir con las siguientes condiciones [31]:

- Función periódica
- Continua en un intervalo
- Acotada
- En un periodo cualquiera debe tener un número finito de máximos y mínimos, y un número finito de discontinuidades.

Otra de sus representaciones es mediante los coeficientes C_n y θ_n los cuales están en función de a_n y b_n . Donde a_n y b_n se denominan **coeficientes de Fourier** de $f(t)$. Los coeficientes C_n y θ_n se conocen como amplitudes armónicas y ángulos de fase respectivamente.

$$C_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} ; C_0 = \frac{1}{2}a_0 ; \theta_n = \tan^{-1} \left(\frac{b_n}{a_n} \right) \quad (6)$$

$$f(t) = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} C_n \cos(n\omega_0 t - \theta_n) \quad (7)$$

Por ejemplo, una serie periódica que se puede representar mediante series de Fourier es la de una señal de corriente no sinusoidal como la ecuación (8) o bien como la ecuación (9).

$$i(t) = \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \quad (8)$$

$$i(t) = I_1 \cos(\omega_1 t + \Phi_1) + I_2 \cos(\omega_2 t + \Phi_2) + \dots + I_n \cos(\omega_n t + \Phi_n) \quad (9)$$

4.1.2 Transformada de Fourier

Hay ocasiones en que las señales no siempre serán periódicas. Por ejemplo, en una función periódica de periodo T; cuando T se aproxima a infinito la señal deja de ser periódica, a medida que T aumenta,

los armónicos tienden a acercarse infinitamente y su amplitud se vuelve infinitesimal, es decir, el espectro de la señal pasa de ser discreto a continuo.

De lo mencionado anteriormente, podemos destacar que la transformada de Fourier es un análisis frecuencial e indica cómo se distribuye la energía o potencia (dependiendo el tipo de la señal) en función de la frecuencia. La representación de la transformada de Fourier se expresa como la ecuación (11).

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j\omega t} dt \quad (10)$$

Resolviendo la integral presentada anteriormente para una función $x(t)$ en específico se obtiene la representación de la señal en el dominio de la frecuencia. La magnitud de $|F(\omega)|$ se le conoce como espectro de magnitud y puede obtener un espectro frecuencial para ω .

Dicho de otra forma, las series de Fourier en forma exponencial discreta son periódicas en el dominio de la frecuencia, mientras que las exponenciales continuas pierden esta característica. Sin embargo, para términos de este trabajo no es de nuestro interés, por lo que, no se profundiza en el tema.

4.1.3 Señales armónicas

Comúnmente las armónicas más conflictivas son las de orden impar, siendo estas la tercera, quinta, séptima, novena, onceava, etc. Estas se encuentran presentes en convertidores y variadores de velocidad conectados en media tensión. Estas señales tienen un patrón alternado que también es aplicable en las armónicas de corriente y se expande a cualquier orden de armónicas presentes en un sistema trifásico balanceado [32].

De lo mencionado anteriormente, las armónicas presentes en sistemas balanceados tienen relación directa con las componentes de secuencias positiva, negativa y cero. Se supone entonces que:

$$I_a = I \cos(h\delta_a) \quad (11)$$

$$I_b = I \cos(h\delta_b) \quad (12)$$

$$I_c = I \cos(h\delta_c) \quad (13)$$

Entonces, para que sea un sistema trifásico balanceado se tiene:

$$\delta_a = \omega t \quad (14)$$

$$\delta_b = \omega t - 120^\circ \quad (15)$$

$$\delta_c = \omega t + 120^\circ \quad (16)$$

De esta manera, para los diferentes valores de h son:

Para h=1, resulta secuencia (+)

$$I_a = I \cos(\delta_a) = I \cos(\omega t) \quad (17)$$

$$I_b = I \cos(\delta_b) = I \cos(\omega t - 120^\circ) \quad (18)$$

$$I_c = I \cos(\delta_c) = I \cos(\omega t + 120^\circ) \quad (19)$$

Para h=2, resulta secuencia (-)

$$I_a = I \cos(2\delta_a) = I \cos(2\omega t) \quad (20)$$

$$I_b = I \cos(2\delta_b) = I \cos(2\omega t + 120^\circ) \quad (21)$$

$$I_c = I \cos(2\delta_c) = I \cos(2\omega t - 120^\circ) \quad (22)$$

Para h=3, resulta secuencia (0)

$$I_a = I \cos(3\delta_a) = I \cos(3\omega t) \quad (23)$$

$$I_b = I \cos(3\delta_b) = I \cos(3\omega t) \quad (24)$$

$$I_c = I \cos(3\delta_c) = I \cos(3\omega t) \quad (25)$$

De aquí en adelante se repiten las secuencias quedando así la Tabla 5 que describe dicho comportamiento. Así, el comportamiento de las armónicas es similar al comportamiento de las secuencias; es por esta razón que, ante la presencia de armónicas en la corriente del sistema, se tienen corrientes que circulan de una manera similar a las corrientes de secuencia.

Tabla 5. Relación entre las secuencias y las armónicas.

secuencia	(+)	(-)	(0)	(+)	(-)	(0)	(+)	(-)
armónica	1	2	3	4	5	6	7	8

4.1.4.1 3ª Armónica

Del cual, las corrientes armónicas de ordenes múltiples de la tercera armónica se suman al neutro de los conductores generando así una corriente elevada. En la Figura 7 se observa que la señal de onda fundamental tiene una amplitud 3 veces la 3ra armónica, la suma de la señal fundamental y la tercera armónica resulta en una señal distorsionada.

4.1.4.2 5ª Armónica

Siguiendo la secuencia anteriormente mencionada, resulta que la 5ª armónica de voltaje es de secuencia negativa y se puede observar gráficamente en la Figura 14. Este orden de armónicas es una de las principales armónicas presentadas en los equipos electrónicos.

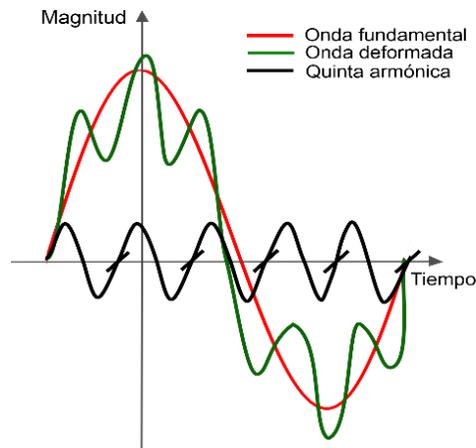


Figura 14. Señal fundamental con su quinto armónico.

4.1.4 Distorsión armónica

La distorsión que comúnmente tiene una forma de onda sinusoidal es definida como la desviación de la señal en estado estable en rangos de frecuencia de 60 o 50 Hz [33]. Para medir que tan distorsionada se encuentra una señal de su onda fundamental se calcula la Distorsión Armónica Total (por sus siglas en inglés THD). Dependiendo el porcentaje de distorsión de la señal de voltaje o corriente se identifica el nivel de riesgo que producirá en los equipos, como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Niveles de distorsión armónica total y sus consecuencias en el sistema.

THD de una señal de voltaje	
%	Operación
THD<5	Normal
5<THD<8	Distorsión armónica significativa. Se pueden presentar anomalías en los equipos.

THD>8	La distorsión armónica es importante. La probabilidad de que se presenten anomalías es mayor.
THD de una señal de corriente	
THD<10	Normal
10<THD<50	Puede existir un aumento de temperatura, que como consecuencia trae un sobredimensionamiento de los cables y fuentes.
THD>50	Las anomalías en los equipos son más probables.

La distorsión armónica se puede representar mediante un espectro armónico completo con magnitudes y ángulos de cada armónico individualmente; este espectro es la descomposición de una señal en sus armónicos en el dominio de la frecuencia. Además, con la Distorsión Armónica Total se puede observar que tan distorsionada se encuentra una señal de su onda fundamental. Esta relación de cuantificar la distorsión de la señal de voltaje o corriente se expresa como:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (26)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \quad (27)$$

El factor de potencia está íntimamente ligado a la distorsión armónica. A mayor número de armónicos, el factor de potencia disminuye proporcionalmente [34]. Esta consecuencia es un problema de gran impacto en los sistemas eléctricos, ya que indica que la eficiencia de los equipos para entregar potencia a la red no es la adecuada. A continuación, se observa la relación entre la distorsión armónica y el factor de potencia, la cual deriva de tres diferentes casos dependiendo de las características de las señales.

4.2 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje y corriente sinusoidales

En un circuito lineal trabajando en condiciones sinusoidales, la corriente va a tener una respuesta sinusoidal pero desfasada.

$$e(t) = E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \quad (28)$$

$$i(t) = I_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t + \Phi) \quad (29)$$

Para poder realizar todo el análisis se tiene que recordar algunas definiciones básicas, como son:

4.2.1 Potencia instantánea para condiciones sinusoidales

Se conoce que la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en términos de voltaje y corrientes es la definición de potencia, y como unidad de medida son los watts. La potencia absorbida en un instante de tiempo es el producto de la caída del voltaje instantáneo (en volts) y la corriente instantánea entregada a la carga (en Amperes). En este caso, la corriente se encuentra atrasada con respecto al voltaje. Si el ángulo fuera positivo, se entiende que la corriente está en adelanto con respecto al voltaje.

$$p(t) = e(t) \cdot i(t) = E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \cdot I_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t + \Phi) \quad (30)$$

$$p(t) = E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \cos(\omega_0 t + \Phi) \quad (31)$$

Con la propiedad trigonométrica $\cos A \cos B = \frac{1}{2} [\cos(A - B) + \cos(A + B)]$ se realizar la operación.

$$p(t) = E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x} \cdot \frac{1}{2} [\cos(\omega_0 t - \omega_0 t - \Phi) + \cos(\omega_0 t + \omega_0 t + \Phi)]$$
$$p(t) = \frac{E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x}}{2} [\cos(\Phi) + \cos(2\omega_0 t + \Phi)] \quad (32)$$

De esta expresión se observa que la potencia instantánea consiste en dos partes independientes, una parte estable, la cual dependerá de la carga y la segunda senoidal, que oscila al doble de la frecuencia fundamental.

4.2.2 Potencia Media para condiciones lineales

El valor medio de la potencia es el promedio de la potencia instantánea en un cierto periodo T, y se expresa como:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (33)$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x} \cos(\Phi)}{2} + \frac{E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x} \cos(2\omega_0 t + \Phi)}{2} dt \quad (34)$$

A simple vista se puede decir que el resultado de la integral será constante, ya que, la parte estable no depende del tiempo y la parte sinusoidal es periódica, y la potencia media de una señal periódica es cero.

$$P = \frac{E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x} \cos(\Phi)}{2} \quad (35)$$

Por lo tanto, debido a que esta potencia promedio no cambia con respecto al tiempo, es más sencillo de medir mediante un wattmetro.

4.2.3 Voltaje RMS para condiciones lineales

Es una medida de efectividad que expresa un valor constante que transmite la misma potencia promedio a una carga que una fuente variable de manera periódica. Es decir, es un valor que de voltaje o corriente en c.a que produce el mismo efecto de disipación de calor que su equivalente de voltaje o corriente en valores promedio. Para el caso de una señal de voltaje su expresión matemática es la siguiente:

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T e(t)^2 dt} \quad (36)$$

Resolviendo la expresión anterior para una señal sinusoidal de voltaje se tiene lo siguiente.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t))^2 dt}$$

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{E_{m\acute{a}x}^2}{T} \int_0^T \cos^2(\omega_0 t) dt} \quad (37)$$

Realizando la integral mediante un cambio de variable y utilizando la propiedad trigonométrica de $\cos^2 \phi = \frac{1+\cos(2x)}{2}$ se obtiene el resultado final del valor eficaz para una señal sinusoidal de voltaje.

El procedimiento es similar para una señal de corriente.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{E_{m\acute{a}x}^2}{T} \left[\frac{1}{2} T + \frac{\sin(2\omega_0 t)}{4} \Big|_0^T \right]}$$

$$V_{RMS} = \frac{E_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} \quad (38)$$

Para la corriente el procedimiento es similar.

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (I_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t + \Phi))^2 dt}$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{I_{m\acute{a}x}^2}{T} \int_0^T \cos^2(\omega_0 t + \Phi) dt}$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{I_{m\acute{a}x}^2}{T} \left[\frac{1}{2} T + \frac{\sin(2\omega_0 t + 2\Phi)}{4} \Big|_0^T \right]}$$

$$I_{RMS} = \frac{I_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} \quad (39)$$

4.2.4 Potencia aparente para condiciones lineales

Por definici3n, se tiene que la potencia aparente es el producto del voltaje y corriente en valores RMS. Esta definici3n aplica a se\~nales sinusoidales no sinusoidales.

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (40)$$

Si ambas se\~nales son puramente sinusoidales como en este caso, la expresi3n queda como:

$$S = \frac{E_{m\acute{a}x} I_{m\acute{a}x}}{2} \quad (41)$$

4.2.5 Factor de potencia para condiciones lineales

Es una relaci3n entre la potencia 3til necesaria para realizar un trabajo y la potencia suministrada por parte de CFE u otra dependencia. Este mide el porcentaje de energ3a de uso que es utilizada por una carga.

Para este caso, en se\~nales puramente sinusoidales el factor de potencia se expresa como:

$$f.p. = \frac{P}{S} \quad (42)$$

Entre el voltaje y la corriente hay solo un 3ngulo de fase, por lo que, el factor de potencia se puede calcular como el coseno del 3ngulo de fase; que com3nmente es referido al factor de desplazamiento

$\cos(\Phi)$. Este factor va a depender del tipo de carga, es decir, si se encuentra en adelanto o en atraso dependiendo si es una carga capacitiva o inductiva respectivamente.

$$f.p. = \frac{P}{S} = \cos(\Phi) \quad (43)$$

Cuando la señal es puramente sinusoidal el $\cos(\Phi)$ y el factor de potencia coinciden.

$$\cos(\Phi) = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (44)$$

4.3 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje sinusoidal y corriente no sinusoidal (Power Harmonics)

En un circuito lineal trabajando en condiciones sinusoidales y no sinusoidales, la corriente va a tener la siguiente respuesta:

$$e(t) = E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \quad (45)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \quad (46)$$

4.3.1 Potencia instantánea

De las expresiones anteriores se obtiene que la potencia instantánea resulta como:

$$\begin{aligned} p(t) &= E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \cdot \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \\ p(t) &= E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \cdot I_1 \cos(\omega_0 t + \Phi_1) + \sum_{n=2}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \cdot E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \\ p(t) &= \frac{E_{m\acute{a}x} I_1}{2} \cos(\Phi_1) + \frac{E_{m\acute{a}x} I_1}{2} \cos(2\omega_0 t + \Phi) \\ &\quad + \sum_{n=2}^N I_n \cdot E_{m\acute{a}x} \cos(\omega_0 t) \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \\ p(t) &= \frac{E_{m\acute{a}x} I_1}{2} \cos(\Phi_1) + \frac{E_{m\acute{a}x} I_1}{2} \cos(2\omega_0 t + \Phi) \\ &\quad + \sum_{n=2}^N \frac{E_{m\acute{a}x} I_n}{2} [\cos(\omega_0 t - (n\omega_0 t + \Phi_n)) + \cos(\omega_0 t + n\omega_0 t + \Phi_n)] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
p(t) = & \frac{E_{m\acute{a}x}I_1}{2} \cos(\Phi_1) + \frac{E_{m\acute{a}x}I_1}{2} \cos(2\omega_0t + \Phi) \\
& + \sum_{n=2}^N \frac{E_{m\acute{a}x}I_n}{2} [\cos((1-n)\omega_0t - \Phi_n) + \cos(1+n)\omega_0t + \Phi_n]
\end{aligned} \tag{47}$$

4.3.2 Potencia media

Para la potencia promedio, dado que la segunda parte de la potencia instantánea es oscilante, la potencia promedio de esta será cero. Por lo tanto, la potencia media dependerá únicamente del primer armónico de la señal de corriente, es decir de la señal fundamental.

$$P = \frac{E_{m\acute{a}x}I_1}{2} \cos(\Phi_1) \tag{48}$$

4.3.3 Corriente RMS

La definición es la misma que el voltaje RMS, lo que cambia dependiendo de las características de la señal es el resultado final. Es decir, algebraicamente el análisis se hace más extenso debido a que la corriente ya no es puramente sinusoidal.

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} \tag{49}$$

$$i(t)^2 = \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0t + \Phi_n) \cdot \sum_{m=1}^N I_m \cos(m\omega_0t + \Phi_m) \tag{50}$$

$$i(t)^2 = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N I_n I_m [(\cos(m\omega_0t + \Phi_m))(\cos(n\omega_0t + \Phi_n))]$$

$$\begin{aligned}
i(t)^2 = & \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N I_n I_m [\cos(m\omega_0t + \Phi_m - (n\omega_0t + \Phi_n)) \\
& + \cos(m\omega_0t + \Phi_m + (n\omega_0t + \Phi_n))]
\end{aligned}$$

$$i(t)^2 = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N \frac{I_n I_m}{2} (\cos((m-n)\omega_0t + \Phi_m - \Phi_n) + \cos((m+n)\omega_0t + \Phi_m + \Phi_n)) \tag{51}$$

Suponiendo que en la ecuación anterior $m = n$, la expresión se reduce a:

$$i(t)^2 = \sum_n^N \frac{I_n^2}{2} (1 + \cos(2n\omega_0 t + 2\Phi_n)) \quad (52)$$

La integral de dicha ecuación resulta más simple de resolver. Consecuentemente, se tiene que:

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \sum_{n=1}^N \frac{I_n^2}{2} dt + \frac{1}{T} \int_0^T \sum_{n=1}^N \cos(2n\omega_0 t + 2\Phi_n) dt} \quad (53)$$

$$I_{RMS} = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{\sqrt{2}} \quad (54)$$

4.3.4 Potencia Aparente

Con base en las expresiones anteriores, para este caso se tiene que la potencia aparente se expresa en términos matemáticos como:

$$S = \frac{E_{m\acute{a}x}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{\sqrt{2}} \quad (55)$$

$$S = \frac{E_m \sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{2} \quad (56)$$

Del resultado obtenido se puede decir que, la potencia aparente dependerá de la sumatoria de todos los armónicos, a diferencia de la potencia promedio, que solo depende de la frecuencia fundamental.

4.3.5 Factor de potencia

Tomando en consideración la potencia aparente calculada previamente, se tiene que la relación del factor de potencia queda expresada en los siguientes términos:

$$f.p. = \frac{P}{S} = \frac{I_1}{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}} \cdot \cos(\Phi_1) \quad (57)$$

Para este punto se observa que aparece otra expresión diferente al factor de desplazamiento ($FD = \cos(\Phi_1)$) y se conoce como factor de distorsión (D). Dicho factor tiene la característica que siempre debe ser ≤ 1 . En el caso anterior no se observa claramente, ya que el factor de distorsión para una

señal de corriente sinusoidal es 1. Así mismo, mientras más pequeño sea el porcentaje de distorsión, se entiende que el número de armónicos es grande, y, por tanto, el factor de potencia disminuye.

$$D = \frac{I_1}{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}} \quad (58)$$

Las ecuaciones para la obtención de la potencia reactiva en presencia de armónicos son las siguientes:

$$Q = \frac{E_{\text{máx}} I_1}{2} \sin(\Phi_1) \quad (59)$$

$$\begin{aligned} S^2 = P^2 + Q^2 &= \left(\frac{E_{\text{máx}} I_1}{2} \cdot \cos \Phi_1 \right)^2 + \left(\frac{E_{\text{máx}} I_1}{2} \cdot \sin \Phi_1 \right)^2 \\ &= \left(\frac{E_{\text{máx}} I_1}{2} \right)^2 \cdot (\cos^2 \Phi_1 + \sin^2 \Phi_1) \\ &= \frac{E_{\text{máx}}^2 \cdot I_1^2}{4} \end{aligned} \quad (60)$$

$$\begin{aligned} S^2 &= \frac{E_{\text{máx}}^2 \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{4} = \frac{E_{\text{máx}}^2 \cdot I_1^2}{4} + \frac{E_{\text{máx}}^2}{4} \cdot \sum_{n=2}^N I_n^2 \\ &= P^2 + Q^2 + D^2 \end{aligned} \quad (61)$$

$$D = \frac{E_{\text{máx}}}{2} \cdot \sqrt{\sum_{n=2}^N I_n^2} = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (62)$$

Al respecto, el triángulo de potencia difiere con respecto al triángulo de potencia en condiciones sinusoidales, este se observa en la Figura 15. En el cual, el triángulo considera la nueva componente de distorsión producida (D), y, como consecuencia la potencia aparente también cambia y esta es representada como S1.

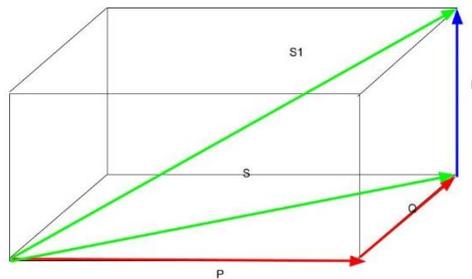


Figura 15. Triángulo de potencia (Diagrama fasorial).

$$\cos(\Phi) = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (63)$$

Por lo tanto, para corregir el factor de potencia no es posible solamente incluyendo un banco de capacitores, debido a la presencia de distorsiones es necesario conectar un filtro pasivo o activo. Debido a que se analiza el sistema con presencia de armónicos, las señales tienen cierto porcentaje de distorsión, el cual se puede obtener con la ecuación (57).

4.4 Análisis de circuitos en condiciones de voltaje no sinusoidal y corriente no sinusoidal

En un circuito lineal trabajando en condiciones sinusoidales, tanto el voltaje y la corriente tendrán respuestas con contenido armónico.

$$e(t) = \sum_{m=1}^M E_m \cos(\omega_0 t) \quad (64)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n) \quad (65)$$

4.4.1 Potencia instantánea

$$p(t) = \sum_{m=1}^M E_m \cos(\omega_0 t) \cdot \sum_{n=1}^N I_n \cos(n\omega_0 t + \Phi_n)$$

$$p(t) = E_{m1} \cos(\omega_0 t) \cdot I_{n1} \cos(\omega_0 t + \Phi_1) + \sum_{n=2}^N \sum_{m=2}^M I_n E_m \cos(m\omega_0 t) \cos(n\omega_0 t + \Phi_n)$$

$$= \frac{E_{m1} I_{n1}}{2} \cos(\Phi_1)$$

$$+ \frac{E_{m\acute{a}x} I_1}{2} \cos(2\omega_0 t + \Phi_1)$$

$$+ \sum_{n=2}^N \sum_{m=2}^M \frac{I_n E_m}{2} [\cos((m-n)\omega_0 t - \Phi_n) + \cos((m+n)\omega_0 t + \Phi_n)] \quad (66)$$

4.4.2 Potencia promedio

Del resultado anterior que la potencia promedio se expresa como:

$$P = \frac{E_{m1} I_{n1}}{2} \cos(\Phi_1) \quad (68)$$

La cual, va a depender de las señales fundamentales de voltajes y corrientes.

4.4.3 Voltaje RMS

Para un voltaje con componentes armónicos, la expresión es similar a la corriente RMS en el caso B.

$$V_{RMS} = \frac{\sqrt{\sum_{m=1}^M E_m^2}}{\sqrt{2}} \quad (69)$$

4.4.4 Potencia aparente

En este caso, la potencia dependerá de todos los armónicos, tanto de las señales de voltajes y corrientes.

$$S = \frac{\sqrt{\sum_{m=1}^M E_m^2}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{\sqrt{2}} \quad (70)$$

$$S^2 = \frac{E_{m\acute{a}x}^2 \cdot I_1^2}{4} + \frac{\sqrt{\sum_{m=1}^M E_m^2}}{2} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}}{2} \quad (71)$$

$$S^2 = (P^2 + Q^2) + D^2$$

4.4.5 Factor de Potencia

Mientras más armónicos estén presentes en el sistema eléctricos, el factor de potencia se ve más afectado.

$$f.p. = \frac{P}{S} = \frac{E_{m1} I_{n1}}{\sqrt{\sum_{m=1}^M E_m^2} \sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}} \cdot \cos(\Phi_1) \quad (72)$$

Observando los tres casos aquí mostrados, se nota que el factor de distorsión (D) no es el mismo, aunque el factor de desplazamiento si se mantiene igual.

$$D = \frac{E_{m1} I_{n1}}{\sqrt{\sum_{m=1}^M E_m^2} \sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2}} \quad (73)$$

Estas sumatorias presentadas anteriormente son utilizadas para el cálculo del espectro armónico, el cual, resulta de un previo análisis de Fourier o también conocido como análisis armónico.

4.5 Compensación del factor de potencia

En el sistema eléctrico se tiene equipos electromecánicos constituidos por devanados y bobinas, las cuales necesitan de energía reactiva para producir sus campos magnéticos y así operar adecuadamente. La presencia de cargas inductivas y capacitivas trae como consecuencia un desfase entre el voltaje y la corriente y como consecuencia el factor de potencia se ve afectado

Generalmente la compensación del factor de potencia (f.p.) en sistemas eléctricos tanto de distribución, como industriales, se enfocan en el dimensionamiento de los bancos de capacitores.

- Método simplificado para determinar el nivel de compensación de energía reactiva
 1. Conociendo los datos de $\cos(\Phi_1)$
 2. Conociendo el $\cos(\Phi_1)$ deseado
 3. Potencia activa media de la instalación

Ejemplo:

La potencia activa es de 300kW, $f.p._1 = 0.76$ y el valor deseado es de $f.p._2 = 0.97$, entonces, utilizando la ecuación 68 se calcula el valor del banco de capacitores.

$$Q_c = P \cdot (\tan(\cos^{-1}(FP_1)) - \tan(\cos^{-1}(FP_2))) \quad (74)$$
$$Q_c = 300kW \cdot (\tan(\cos^{-1}(0.76)) - \tan(\cos^{-1}(0.97)))$$

Por lo tanto, $Q_c = 181.2 \text{ kVAR}$

Nuestro banco de capacitores será de 182 kVAR. Sin embargo, se toma un banco aproximado que este estandarizado.

En este ejemplo, se muestra que para compensación de reactivos se puede hacer un análisis cuantitativo de manera muy sencilla ante condiciones sinusoidales, sin embargo, ante condiciones no sinusoidales hay que considerar los posibles efectos de resonancia. Como se verá en el siguiente capítulo.

4.6 Mitigación de armónicos

Algunas consecuencias de la presentación de armónicos en el sistema son que:

- Reduce el factor de potencia

- Para motores de inducción, la corriente del rotor cambia dependiendo del contenido de armónicas producidas por las vibraciones y sonidos periódicos.
- Mal funcionamiento de los relés de protección, por lo tanto, pérdida de seguridad.
- Resonancias en serie o paralelo en el sistema
- Errores de medición
- Capacidad nominal del sistema, su confiabilidad y seguridad disminuyen.

Uno de los métodos de mitigación de armónicos en un sistema es implementando filtros armónicos. El objetivo de estos filtros consiste en reducir la amplitud de una o más frecuencias de corriente o voltaje. [35]

4.6.1 Filtros Pasivos

Los filtros pasivos compensan a una frecuencia sintonizada, es decir, estos filtros consisten en reactancias y capacitancias combinadas para que trabaje a una frecuencia específica; estos filtros se conocen como filtros LC sintonizados y/o filtros de paso alto. El diseño de estos filtros consiste en presentar una impedancia pequeña a una frecuencia armónica sintonizada que la impedancia de suministro, con el propósito de que toda la corriente armónica fluya hacia el filtro LC. En otras palabras, lo que se busca con los filtros pasivo es hacer un barrido de frecuencia.

Por ejemplo, si se conecta una carga no lineal y esta presenta una 5^a armónica, se puede diseñar un filtro pasivo tal que, a la frecuencia armónica presentada la impedancia tienda a un valor aproximado a cero. Con esto, lo que se consigue es que la armónica aumente tal vez a la armónica 15 y esta no afecte a nuestro sistema.

La ventaja de estos filtros es que son muy económicos, la desventaja es que no permite compensar a diferentes frecuencias solo a una armónica en especial o a un rango determinado [36]. Convencionalmente solo se usaba este tipo de filtro para compensar los armónicos en el sistema. Sin embargo, presentaban muchos problemas de resonancia y mal ajuste, lo que traía como consecuencia una discontinuidad del sistema. Estos inconvenientes fueron mejorados con la implementación de filtros de potencia activa en derivación o en serie. En la Figura 16 se observa el circuito de un filtro conector en derivación.

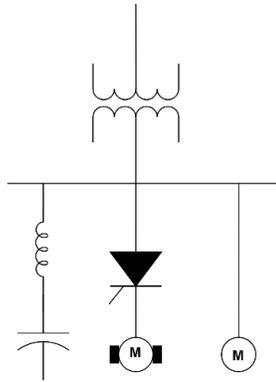


Figura 16. Conexión de un filtro pasivo en derivación al bus de distribución del sistema.

4.6.1.1 Filtros sintonizados

Un filtro sintonizado es un filtro pasivo conectado en paralelo al sistema de distribución general o a cargas individuales significativas. Reduce el contenido armónico generado por dispositivos no lineales. Proporciona potencia reactiva fundamental para compensar el desplazamiento del factor de potencia, coordinando su operación con la demanda de la carga.

Son instalados en el bus principal de distribución; su potencia total en pasos es accionada por contactores, que son comandados por un regulador a la potencia reactiva específica del sistema, según sea la condición para compensar la demanda. [25]

La frecuencia de sintonía para los filtros debe ser la frecuencia de resonancia, es decir, es aquella a la que la impedancia del filtro es igual a cero, permitiendo el libre paso de la corriente a través del filtro.

Por lo general, el valor de la frecuencia de la sintonía se elige ligeramente inferior a la menor armónica dominante para que atenúe a esta y a las de orden superior. Es entonces que el filtro se comporta como un elemento inductivo a partir del valor elegido de frecuencia sintonizada, por lo que las corrientes armónicas de mayor orden ya no son expuestas a resonancia.

Una de las cosas más importantes a considerar es el valor de la corriente de operación, pues además de la corriente de potencia reactiva, también está siendo producida la corriente distorsionante de las cargas no lineales del usuario. Por esa razón, la corriente soportada por el reactor no debe deteriorar el aislamiento y mantener su linealidad con sobrecarga armónica. Para este fin son utilizados detectores de sobrecalentamiento, y así detectar una posible importación excesiva de armónicas.

Debido al efecto del reactor en serie es importante determinar los límites de operación de voltaje en los capacitores. Los límites de diseño para capacitores son establecidos en el estándar 18 -1980 IEEE Standard for Shunt Power Capacitors.

Tabla 7. Relación de límites en capacitores con valores nominales.

Voltaje pico	115%
Corriente máxima	180%
kVAR	135%
Voltaje eficaz	110%

En cualquier instalación siempre es conveniente tomar en cuenta un dimensionamiento a futuro para posibles ampliaciones de carga no lineal. De no hacerlo, sería fácil exceder los límites de diseño, provocando una falla.

4.6.1.2 Filtro pasa altas

Un filtro pasa altas RC, deja pasar frecuencias por encima de una frecuencia de corte, mientras que amortigua de manera significativa las frecuencias por debajo de dicho corte. A muy altas frecuencias, la reactancia del capacitor es muy pequeña, y el equivalente de cortocircuito puede sustituirse. El resultado es que $V_{ent} = V_{sal}$. La Figura 17 a) muestra la configuración general de un filtro paso altas, las Figura 17 b) muestra el comportamiento con respecto a la frecuencia del filtro.

La precisión de un filtro depende de la agudeza del corte, o el grado de inclinación de la curva en la cercanía de la frecuencia de esquina. En $f = 0$ Hz, la reactancia del capacitor es bastante alta. En general, las curvas de respuesta más inclinadas requieren circuitos más complejos.

Para el circuito del filtro pasa altas simple se deben elegir los valores de R y C a fin de obtener una frecuencia de corte determinada. En la práctica, es más probable que la decisión se base en los valores de las resistencias y capacitores disponibles comercialmente. [37]

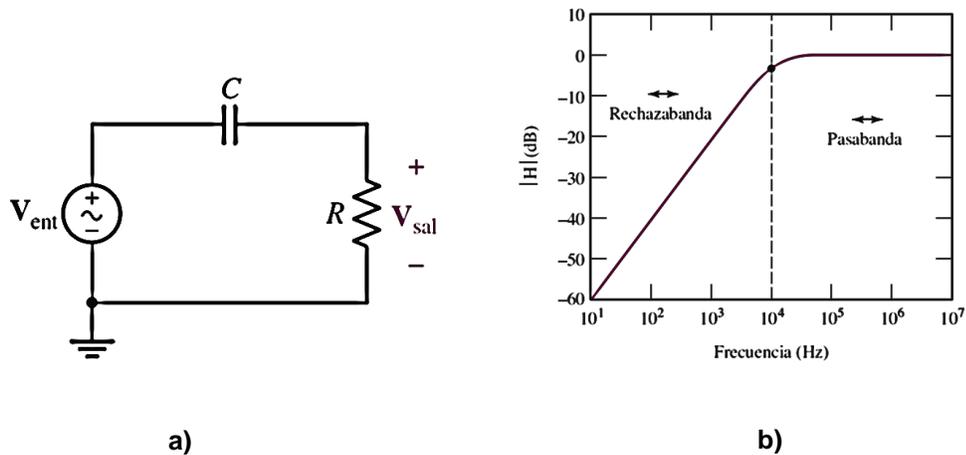


Figura 17. a) Circuito de filtro paso altas (paso altas) simple. b) Curva de respuesta de filtro paso altas. Donde cada punto corresponde a -3dB. [37]

El filtro pasa alto de uso más frecuente dentro de los filtros de característica amortiguada es el de segundo orden. Estos son utilizados para eliminar un amplio rango de frecuencias, y se emplean cuando las armónicas no tienen frecuencia fija, lo que sucede comúnmente en los ciclos convertidores. La configuración de este filtro se muestra en la siguiente Figura 18.

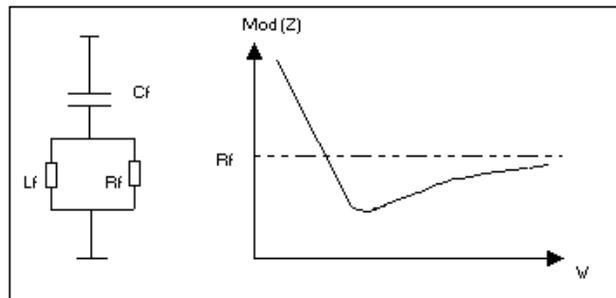


Figura 18. Configuración y comportamiento de un filtro paso alta de segundo orden. [37]

Este filtro, al igual que el sintonizado simple, se sintoniza a alguna frecuencia específica; pero debido a que posee una característica amortiguada, producto de la resistencia en paralelo con la inductancia, presenta una baja impedancia para la frecuencia de sintonía y superiores a ésta. En otras palabras, absorbe corrientes armónicas -si existen- de frecuencias desde la de sintonía en adelante. Para frecuencias menores a la sintonía, el filtro presenta impedancias altas.

4.6.2 Filtros Activos

Los filtros activos se clasifican según el tipo de conexión que presenten, pueden ser en serie o paralelo. Los filtros activos en paralelo son también conocidos como filtros activos de corriente. Por

el contrario, los filtros activos en serie son conocidos como filtros activos de voltaje. En la Figura 19 a) se dispone la configuración de un filtro activo general en paralelo, en la Figura 19 b) es el mismo filtro, en cambio el tipo de conexión es tipo serie.

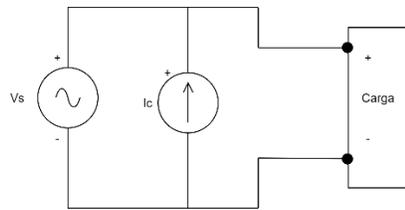


Figura 19 a) Filtro en paralelo

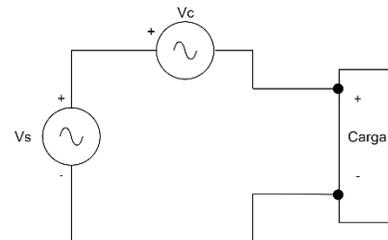


Figura 19 b) Filtro en serie

Para una conexión serie se cancelan los armónicos de voltaje presentes en la red eléctrica, ayudando así a mejorar la forma sinusoidal de la corriente. Estos filtros, a diferencia de los pasivos presentan una solución dinámica, es decir, se ajusta a los niveles necesarios de compensación.

El objetivo que tiene el filtro activo en paralelo es eliminar los armónicos de corriente y con ello mejoran el factor de potencia de la carga. En otras palabras, se encarga de reducir los dos problemas anteriores; de forma que la corriente que circule por la red eléctrica sea sinusoidal y que el voltaje aplicado a las cargas también lo sea. Para poder realizar ambos propósitos, se emplea la opción de diseñar un filtro activo mixto.

Estos filtros presentan muchas ventajas a diferencia de los filtros pasivos. Y es que pueden adaptarse a las diferentes condiciones de carga al igual que de la propia red eléctrica; se reduce también la posibilidad de que aparezcan resonancias entre la red y el filtro. Además de la reducción de armónicos, los filtros activos pueden también realizar otras tareas como son la corrección del coseno de ϕ , es decir, el desfase entre las señales de voltaje y corriente; y el equilibrado entre las fases [38].

Los diferentes tipos de filtros cumplen un papel importante en los estudios de resonancia, desde los filtros sintonizados hasta los filtros activos que requieren una mayor complejidad.

CAPÍTULO 5

RESONANCIA

5.1 Resonancia

Como se mencionó anteriormente, la resonancia se produce tanto en sistemas lineales como no lineales. Este efecto se origina cuando en un sistema eléctrico se tienen componente inductivos y capacitivos, tal que, al ser excitado el sistema la reactancia inductiva iguala a la reactancia capacitiva. En otras palabras, cuando el voltaje y la corriente están en fase a una frecuencia dada la reactancia inductiva y capacitiva se anula. La frecuencia en la que se igualan se llama frecuencia de resonancia f_R .

$$X_L = X_C \quad (75)$$

La reactancia inductiva X_L es directamente proporcional a la frecuencia, en cambio X_C es inversamente proporcional a la frecuencia. Es decir, cuando aumenta la frecuencia, aumenta X_L y disminuye X_C .

Una de las aplicaciones más comunes de la resonancia es como selector, es decir, la resonancia está presente cuando se ajusta la frecuencia de oscilación de un circuito receptor hasta igualarla a una frecuencia en específico.

Existen dos tipos de resonancia, la resonancia serie y la resonancia paralela, para cada combinación de L y C, solo existe una frecuencia (en los circuitos en serie y en paralelo) que hace a X_L coincidir exactamente con X_C ; esta frecuencia se conoce como frecuencia natural o resonante. Cuando la frecuencia resonante alimenta a un circuito en serie o en paralelo, X_L se vuelve igual a X_C , y se dice que el circuito es resonante en esa frecuencia [39].

5.2 Resonancia Serie

En la resonancia serie todos los elementos del circuito se encuentran en la misma rama y les circula la misma corriente, como se muestra en la Figura 20. La ecuación (76) muestra el equivalente de impedancia obtenido por dicho circuito. A baja frecuencias la reactancia capacitiva es dominante y el ángulo predominante es de 90° con la corriente adelantando al voltaje y conforme la frecuencia

aumenta, la reactancia inductiva empieza a ser más significativa y la frecuencia de resonancia crece a tal punto que anula la reactancia capacitiva del capacitor.

A esta frecuencia de resonancia la reactancia inductiva y capacitiva son prácticamente invisibles y solo una resistencia R limita la corriente del circuito por lo que $I = \frac{V}{R}$, consecuentemente los voltajes del capacitor V_C y del inductor V_L crecen significativamente, pero con ángulos opuestos lo que ocasiona que se cancelen mutuamente. A frecuencia mayor a la de resonancia la reactancia inductiva es más significativa y la corriente atrasa en 90 al voltaje de referencia. La resonancia en serie difiere de la resonancia en paralelo en su baja impedancia a la frecuencia de resonancia.

$$Z(\omega) = j\omega L + \frac{1}{j\omega C} = j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right) \quad (76)$$

La magnitud de la función anterior tiene un mínimo en $|Z(\omega)|=0$ el cual constituye un cero de la función:

$$\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right) = 0 \quad (77)$$

Por lo que la frecuencia de resonancia será exactamente igual a:

$$\omega_s = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (78)$$

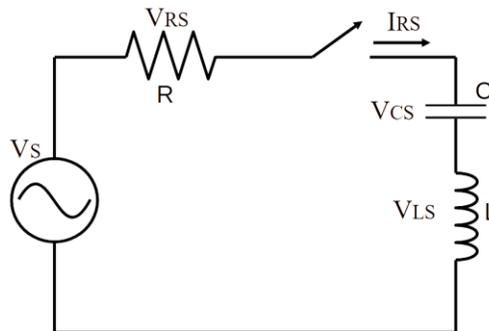


Figura 20. Circuito LC Serie.

5.3 Resonancia Paralelo

En el caso de la resonancia paralelo todos los elementos tienen el mismo voltaje como se muestra en la Figura 21, la impedancia del circuito esta dado por la ecuación (79), a bajas frecuencias la reactancia inductiva es dominante, conforme aumenta la frecuencia la reactancia inductiva disminuye y la reactancia capacitiva crece hasta llegar a la frecuencia de resonancia, esta resonancia es similar

para circuitos series y paralelo, por lo que la resonancia serie y paralelo ocurren con la misma combinación de valores de capacitancia e inductancia.

A la frecuencia de resonancia la reactancia inductiva y capacitiva son invisibles y la admitancia total del circuito depende solamente de la conductancia G , las corrientes I_L e I_C alcanzan valores muy grandes, pero de ángulos opuestos por lo que se anulan entre sí. En la resonancia paralelo, el voltaje del circuito es limitado únicamente por G .

Conforme la frecuencia es mayor a la de resonancia, la reactancia capacitiva comienza a ser predominante. Por lo tanto, la admitancia del circuito alcanza su mínimo en la frecuencia de resonancia y se vuelve muy grande en frecuencias bajas y altas. En otras palabras, en una resonancia en paralelo del circuito se convierte en un circuito abierto, lo que indica que es una impedancia relativamente alta, lo que conduce a una sobretensión igualmente alta. Este comportamiento es el opuesto al circuito en serie, donde la impedancia alcanza su mínimo en la frecuencia de resonancia.

$$Y(\omega) = j\omega C + \frac{1}{j\omega L} = j\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right) \quad (79)$$

La magnitud de la función anterior tiene un mínimo en $|Y(\omega)|=0$ el cual constituye un cero de la función:

$$\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right) = 0 \quad (80)$$

Por lo que la frecuencia de resonancia paralelo es:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (81)$$

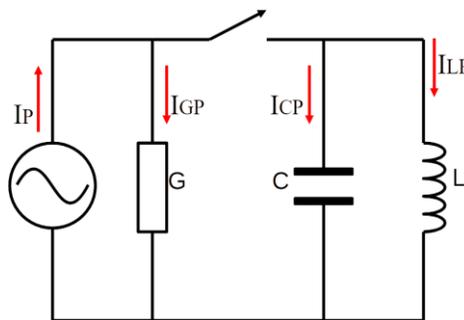


Figura 21. Circuito LC paralelo.

Basado en la explicación anterior se puede decir que cuando la función impedancia pasa a ser un mínimo ocurre una resonancia serie y, por otra parte, cuando la función impedancia pasa a ser un máximo, ocurre una resonancia paralela. La Tabla 8 muestra las características de la resonancia serie y paralelo.

Tabla 8. Características de la resonancia serie y paralelo

Tipo de resonancia	Impedancia en Resonancia	Admitancia en Resonancia	Polo/Cero De Impedancia LC	Frecuencia
Serie	Mínima	Máxima	Cero para Circuito LC serie	$1/\sqrt{LC}$ para Circuito LC serie
Paralelo	Máxima	Mínima	Polo para Circuito LC serie	$1/\sqrt{LC}$ para Circuito LC paralelo

En general la forma de búsqueda de condiciones de resonancia requiere un barrido en frecuencia para encontrar los extremos de $|Z(\omega)|$. Usualmente se hace barrido de frecuencia en la impedancia de puerto impulsor (driving-point impedance) de un bus, aunque a veces es posible encontrar resonancias en las impedancias de transferencia. Y se requiere encontrar mínimos y máximos de esa impedancia.

Otro método consiste en obtener el barrido de la fase de la función $|Z(\omega)|$ y encontrar los cruces de fase por cero, donde podría ocurrir resonancia.

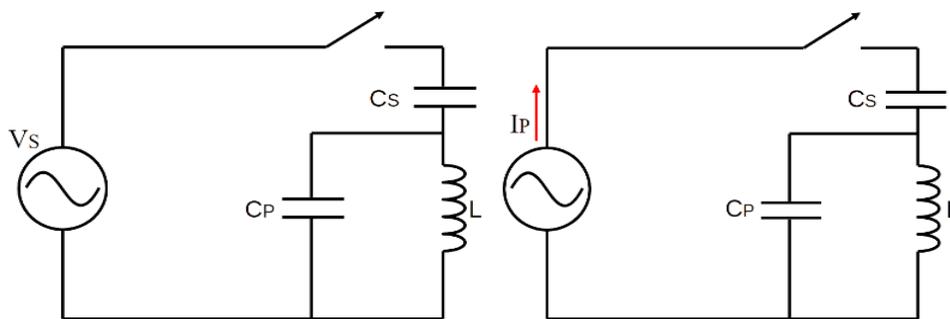


Figura 22. a) Excitación por voltaje.

b) Excitación por corriente.

En la figura anterior se muestra un circuito LC mixto, el cual es excitado por una fuente de voltaje y por una fuente de corriente. Este circuito es utilizado como ejemplo para llevar a cabo un barrido en frecuencia y se obtienen las gráficas presentadas en la Figura 23 y 24.

Parámetros del circuito:

$$L = 1[H]$$

$$C_s = 1[nF]$$

$$C_p = 1[nF]$$

Del cual, al hacer uso de los parámetros anteriores y al utilizar la ecuación $\omega_s = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, se obtiene que $F_s=3558.81$ Hz. Los resultados de este barrido en frecuencia se muestran en la Figura 23 a), donde se observa el comportamiento de la impedancia en función de la frecuencia.

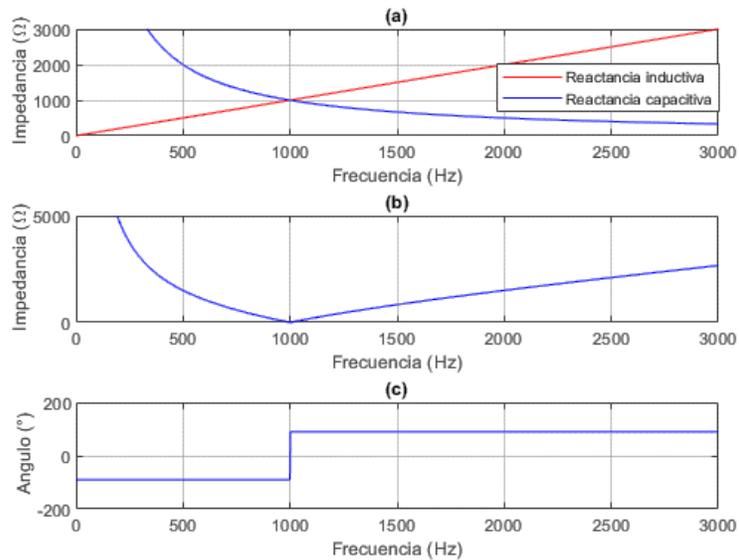


Figura 23. Resonancia serie.

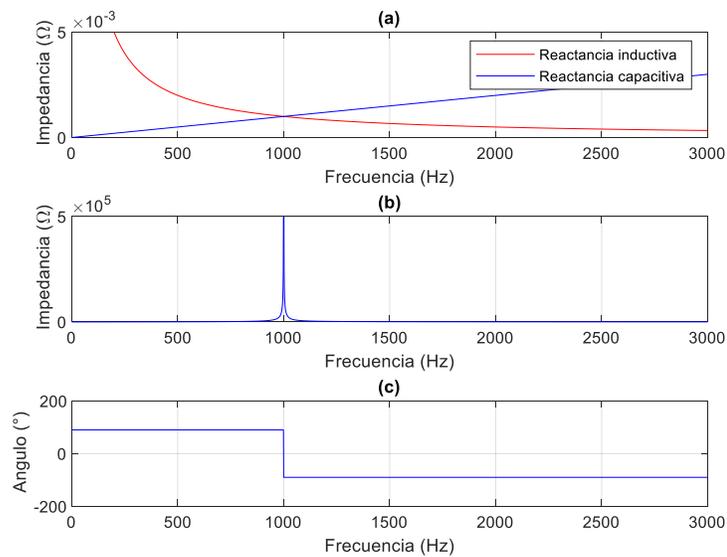


Figura 24. Resonancia en paralelo.

En la Figura 24 se observa un punto resonante en una escala logarítmica a una frecuencia de $F_p=5032.92$ Hz para una resonancia en paralelo. Además, se puede observar que a baja frecuencia la reactancia capacitiva es dominante y el ángulo es aproximadamente -90° como se observa en la Figura 25), conforme la frecuencia se acerca a 3.5 kHz, la impedancia comienza a decrecer, y el ángulo comienza a incrementar hasta que la impedancia alcanza su valor mínimo y el ángulo se hace cero, después de eso la reactancia inductiva comienza a aumentar y la impedancia empieza a crecer. Nuevamente, conforme la frecuencia aumenta se acerca a su segundo punto resonante 5 kHz aprox. En ese punto la impedancia alcanza su valor máximo y nuevamente el ángulo se hace cero. Con el aumento de la frecuencia más allá de 5 kHz la reactancia capacitiva se hace predominante, por lo tanto, la impedancia decrece y el ángulo nuevamente regresa a -90° .

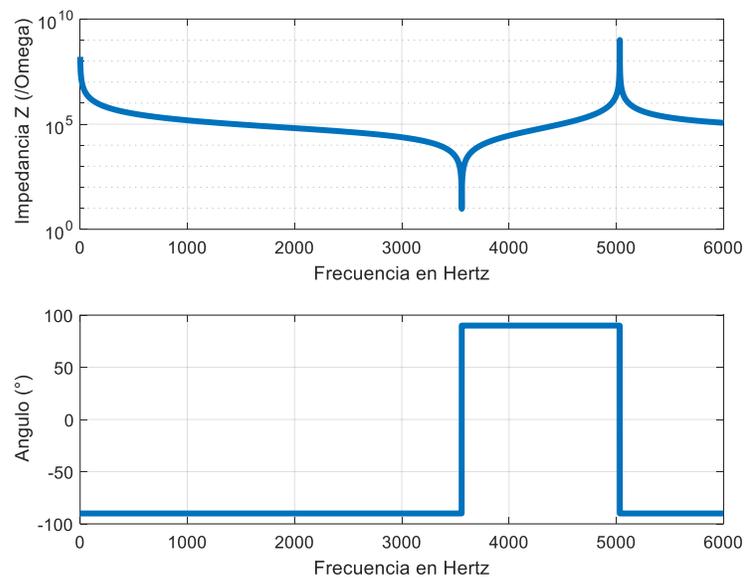


Figura 25. Resonancia circuito mixto.

Cuando el circuito es alimentado ya sea por una fuente de voltaje o una fuente de corriente se puede observar el voltaje en el inductor en función de la frecuencia. Se observa en la Figura 26 que, cuando el circuito se alimenta con una fuente de voltaje (rojo), el voltaje a través del inductor alcanza un máximo a una frecuencia de 3.5 kHz, que corresponde a la resonancia de $(C_S + C_P) = 2$ nF, con $L=1$ H.

Por otra parte, cuando el circuito se alimenta con una fuente de corriente (azul), el voltaje a través del inductor alcanza un máximo a una frecuencia de 5.03 kHz como se observa en la Figura 26, que corresponde a la resonancia de $C_P = 1$ nF con $L=1$ H. Aunque el circuito serie-paralelo tiene la

capacidad de resonar en dos modos diferentes, solo el modo en serie es excitado por una fuente de voltaje y solo el modo paralelo es excitado por una fuente de corriente.

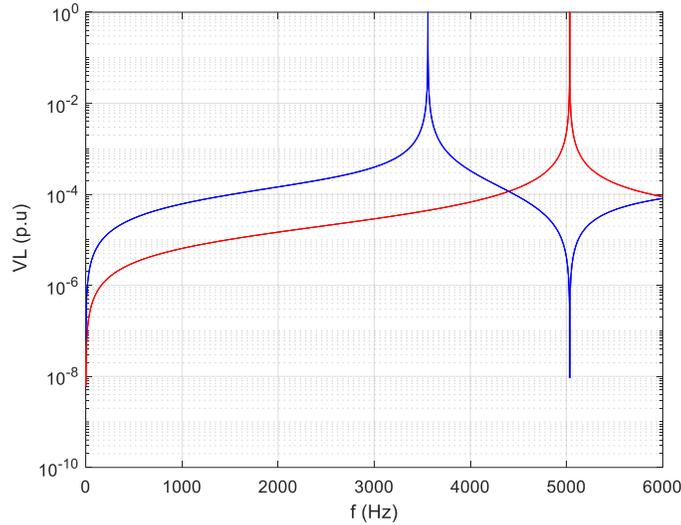


Figura 26. Voltaje en el inductor.

Se puede decir que las fuentes ideales de voltaje y corriente no existen en la práctica. Ignorando las fuentes de corriente armónica. En general, los sistemas eléctricos se alimentan de fuentes de voltaje. Una fuente de voltaje colocada detrás de una pequeña impedancia se comporta como una fuente de voltaje ideal. Sin embargo, una fuente de voltaje colocada detrás de una fuente de impedancia alta se comporta más como una fuente de corriente ideal. Por lo tanto, la excitación requerida para resonancias en serie o en paralelo puede estar presente en un circuito, dependiendo de la topología y los parámetros de la red.

5.4 Consecuencias de resonancias

La corrección del factor de potencia con bancos de capacitores puede dar lugar a una resonancia en paralelo. Esta corrección modifica el factor de desplazamiento, mas no el de distorsión, es decir, los bancos de capacitores no generan armónicos, pero afectan la respuesta del sistema y como consecuencia resulta una resonancia que amplifica el problema de distorsión. Más, si se lleva a cabo la compensación de factor de potencia, en donde existan cargas no lineales, el problema se puede agravar debido a que la fuente de armónicos de esta carga no lineal puede interactuar con la frecuencia de resonancia y el sistema dando lugar a sobrevoltajes no deseados.

Para solucionar los problemas presentados en una red eléctrica, se plantea el siguiente diagrama de flujo para los sistemas eléctricos a nivel distribución con presencia de cargas no lineales que pueden generar distorsión de la señal y en algunos casos estas cargas pueden llegar a producir un efecto resonante en el sistema. En la Figura 27 se puede visualizar un diagrama de flujo que corresponde a la solución de armónicos.

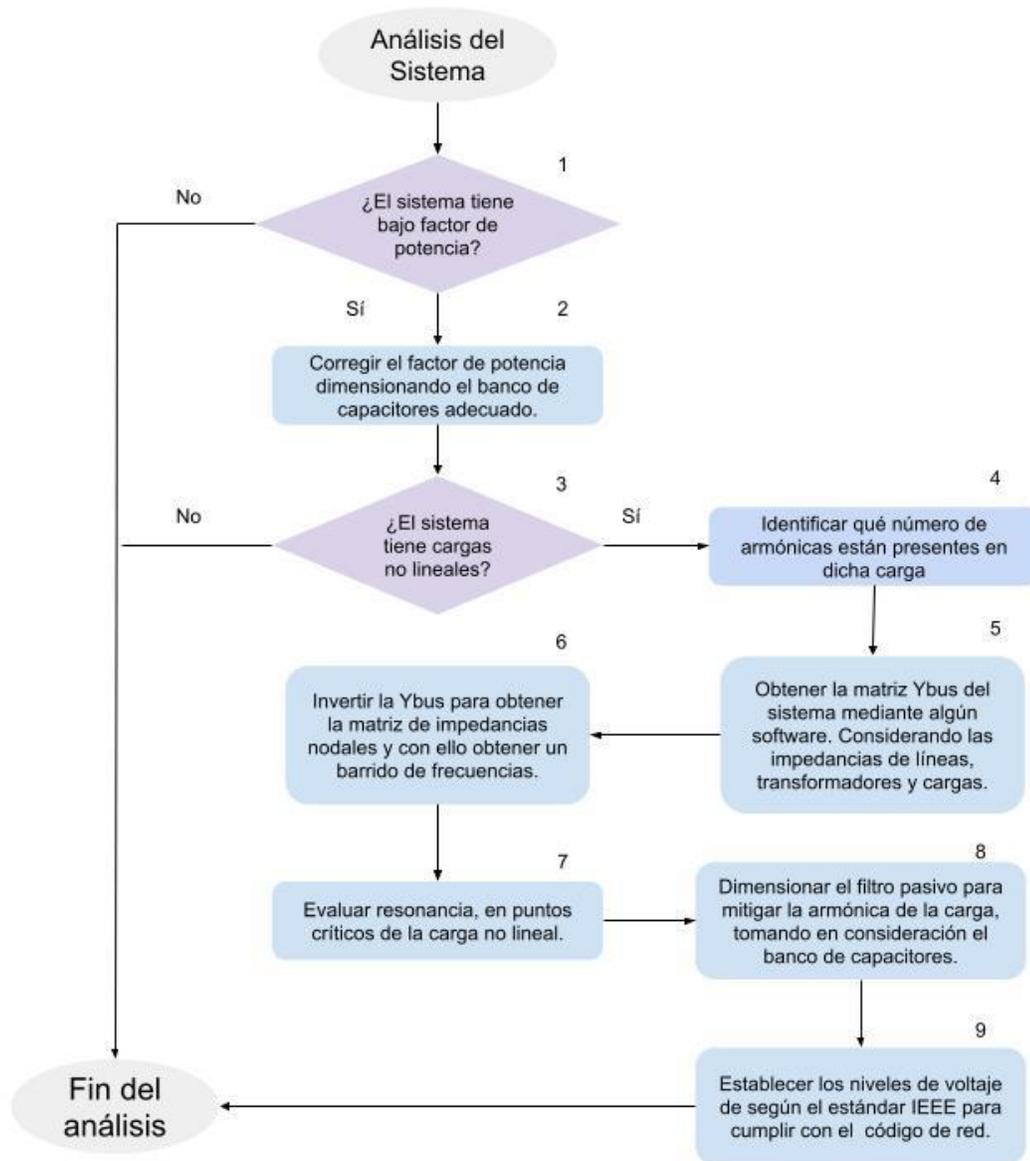


Figura 27. Diagrama de flujo para solución de señales armónicas.

CAPÍTULO 6

CASOS DE ESTUDIO

6.1 Adaptación de un banco de capacitor de potencia en un centro de carga

Un banco de capacitor es instalado para la compensación de potencia reactiva. La aplicación de variadores de frecuencia representa un problema directo en el quinto armónico. Se requiere determinar el tamaño del reactor requerido y verifique si la operación del banco de capacitores los parámetros se encuentran dentro de los límites recomendados por IEEE-18. La carga no lineal de 8MVA está compuesto por convertidores de potencia estática de seis pulsos. Es decir, las armónicas presentes son $\pm 6k$, que son. 5, 7, 9, 11, 13, etc.

Ejemplo 1: Adaptación de un banco de capacitores en para un filtro de quinta armónica [31], en la Tabla 9 se encuentran los datos del sistema.

Tabla 9. Datos generales del centro de cargas.

Datos	Valores
Voltaje fase-fase	13.8 [kV]
Banco capacitores	4.5 [MVAR] a 15[kV]
Carga	8MVA
Armónica	5 ^a

Al realizar los cálculos para la reactancia del banco de capacitores. Normalmente, la relación X/R para este tipo de banco es alta; por lo tanto, se puede ignorar la resistencia.

$$X_{C1} = \frac{kV_{L-L}^2}{MVAR} = \frac{15^2}{4.5} = 50 [\Omega] \quad (82)$$

Se calcula el reactor en serie requerido. Los reactores de núcleo de aire suelen tener un X / R relación del orden de 30 a 80. Una vez más, se puede ignorar la resistencia. Utilizando la ecuación (77) se obtiene la ecuación (78).

$$X_{L1} = \frac{X_C}{h^2} = \frac{50}{5^2} = 2.0 [\Omega] \quad (83)$$

Se determina entonces, si los parámetros de funcionamiento del capacitor se encuentran dentro de las recomendaciones IEEE-18-2012. límites remendados. corriente RMS a través del filtro:

$$I_1 = \frac{V_{L-N}}{(X_C - X_L)} = \frac{(1.05) \left(\frac{13,800}{\sqrt{3}} \right)}{(50-2)} = 174.3 [A] \quad (84)$$

Se acepta que la corriente armónica de la carga es inversamente proporcional a la corriente fundamental:

$$I_5 = \frac{1}{h} \frac{kVA_{carga}}{\sqrt{3} (13.8)} = \frac{1}{5} \left(\frac{8000}{(13.8)} \right) = 66.9 [A] \quad (85)$$

$$X_{C5} = \frac{X_{C1}}{h} = \frac{50}{5} = 10 [\Omega] \quad (86)$$

Voltaje pico y RMS a través del capacitor:

$$\begin{aligned} V_{Cpico} &= \sqrt{2(V_{C1} + V_{Ch})} = \sqrt{2(X_{C1}I_1 + X_{C5}I_5)} \\ &= \sqrt{2((50 \times 174.3) + (10 \times 66.9))} \\ &= \sqrt{2(8715 + 669)} = 13,271 [V] \end{aligned} \quad (87)$$

$$\begin{aligned} V_{Crms} &= \sqrt{(V_{C1}x^2 + V_{Ch}x^2)} \\ V_{Crms} &= \sqrt{(8715x^2 + 669x^2)} = 8741 [V] \end{aligned} \quad (88)$$

Si se utilizan capacitores de 8660 V (voltaje de línea a neutro para un sistema de 15 kV), entonces el voltaje del capacitor es el siguiente:

$$\frac{V_{C rms}}{V_{C base}} = \frac{8,741}{8,660} = 1.009 \text{ p. u.} \quad (89)$$

(Por debajo del límite de 1,1 P.U según la IEEE-18-2012)

$$\frac{V_{C pico}}{V_{C pico base}} = \frac{13,271}{\sqrt{2}(8,660)} = 1.084 \text{ p. u} \quad (90)$$

(Por debajo del límite de 1,2 P.U según la IEEE-18-2012) La corriente RMS a través del reactor es la suma de todas las corrientes RMS que fluirán a través del filtro. El supuesto aquí es que solo el quinto armónico es involucrado:

$$I_{C rms} = \sqrt{I_1^2 + I_5^2} = \sqrt{174.3^2 + 66.9^2} = 186.7 [A] \quad (91)$$

$$\frac{I_{C rms}}{I_{C base}} = \frac{186.7}{\left(\frac{4500}{\sqrt{3}(15)}\right)} = 1.08 \text{ p. u.} \quad (92)$$

(Por debajo del límite de 1,35 p.u de IEEE-18) Sin embargo, se debe tener precaución porque un filtro de armónicos a menudo sirve como un sumidero de corrientes de frecuencias adyacentes. Sin un estudio de flujo potencia, es imposible ser preciso sobre la cantidad de corrientes armónicas (aparte de aquellos para los que el filtro está sintonizado) que fluirán a través de él. Por lo tanto, en cálculos aproximados, a veces se utiliza un factor de 1,15 a 1,2. En este ejemplo, se está dentro límites, incluso considerando la gama más amplia:

$$\frac{I_{C rms}}{I_{C base}} = 1.08 \text{ p. u.} (1.2) = 1.296 \text{ p. u.} < 1.35 \text{ p. u.} \quad (93)$$

La potencia reactiva entregada por el banco de capacitores es:

$$\begin{aligned} kVAR \text{ por fase} &= \frac{(V_{C rms})(I_{C rms})}{1000} = \frac{\sqrt{(V_{C1}^2 + V_{C5}^2)} X \sqrt{(I_{C1}^2 + I_{C5}^2)}}{1000} \\ &= \frac{(8741)(186.7)}{1000} = 1632 \end{aligned} \quad (94)$$

La potencia del capacitor trifásico es:

$$kVAR_{por\ fase} = 1632 \times 3 = 4896 \approx 4.9 \text{ MVAR} \quad (95)$$

La salida total del capacitor se reducirá porque el banco de capacitores es de clase de voltaje más alto:

$$MVAR_{base} = 4.9 \left(\frac{13.8}{15}\right)^2 = 4.14 \text{ MVAR} \quad (96)$$

Por tanto, al considerar la influencia de los armónicos de carga, la relación entre la potencia entregada y nominal es:

$$\frac{kVAR_{por\ fase}}{kVAR_{base}} = \frac{4.9}{3.8} = 1.29 \text{ p.u} \quad (97)$$

Según el estándar IEEE Shunt Power Capacitors [40] el valor obtenido de la ecuación (92) se encuentra por debajo del límite de 1.35 p.u por lo que se cumple con los límites permisibles.

Hasta este punto, solo se necesita verificar los puntos de resonancia paralelos. Sin embargo, debido a que la carga asumida no contiene un armónico característico de frecuencia más baja que el quinto armónico, realmente no interesa dónde se encuentre la resonancia paralela.

6.2 Condiciones de resonancia y mitigación en un centro de carga

En un sistema eléctrico con una fuente de C.A. a 110kV, 60Hz y 1000 MVA, el cual está compuesto de un transformador de 110-25 kV Y- Δ , alimentando una carga de 5MVA a un F.P. de 0.8(-), además, este sistema cuenta un banco de capacitores de 3MVAR. Conjuntamente, se agrega una fuente de armónicos, la cual se comporta como una carga no lineal. En la Figura 28 se observa el sistema descrito anteriormente.

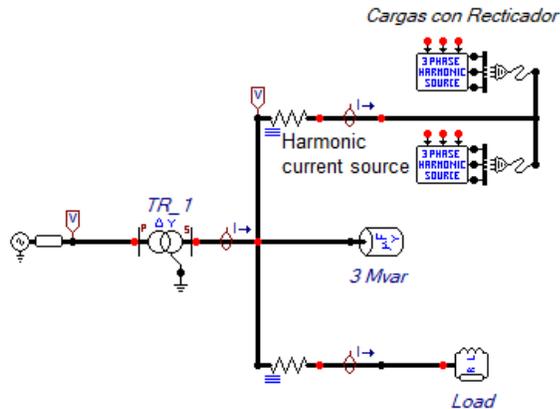


Figura 28. Centro de carga del sistema eléctrico conectado con un banco de capacitores.

Antes de realizar el barrido en frecuencia y el análisis de resonancia, se analizará el comportamiento de la señal de voltaje en el nodo de la carga. Al realizar un estudio del sistema en el dominio del tiempo se observa una deformación en la forma de onda de la señal de voltaje como se muestra en la Figura 29.

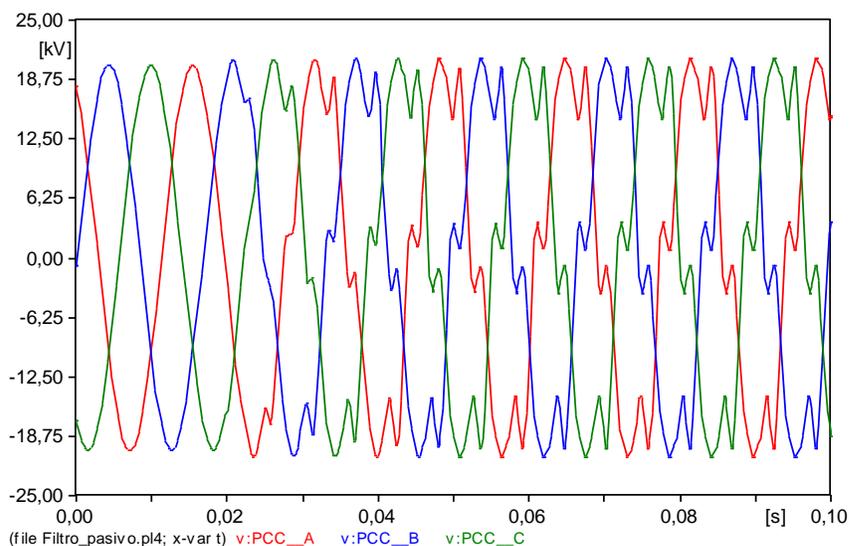


Figura 29. Señales de voltaje ante presencia de cargas no lineales.

Esta deformación de la señal se debe a la presencia de armónicos, para conocer el orden de cada uno de ellos y poderlos mitigarlos, primero se necesita realizar un barrido en frecuencia.

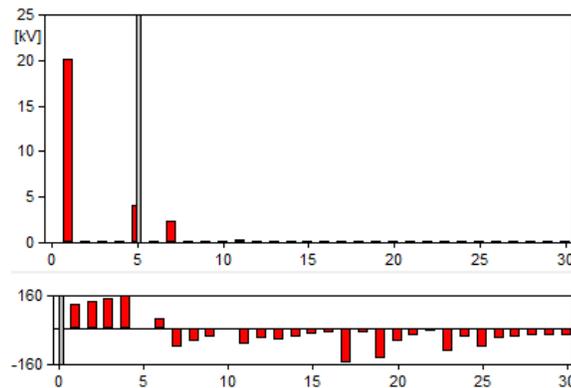


Figura 30. Espectro armónico de la señal de voltaje de la fase A.

De la Figura 30, se observa que las señales armónicas presentes en el sistema son de orden 5, 7. Para saber que armónica puede llegar a provocar un efecto resonante a nuestro sistema, se realiza un estudio de respuesta en frecuencia. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 31. En ella se observa una resonancia cerca de 300 Hz, que corresponde a la 5^a armónica, esta situación vuelve vulnerable al sistema, ya que, esa frecuencia puede dar origen a repercusiones debido a una excitación externa de corrientes armónicas a esta frecuencia, como son rectificadores y controladores de velocidad.

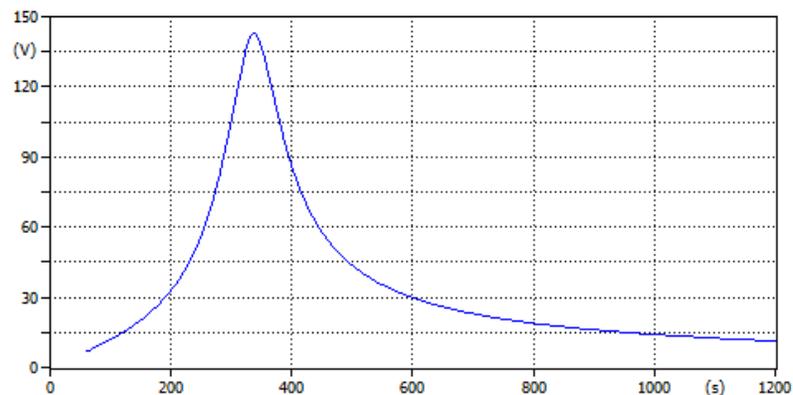


Figura 31. Respuesta en frecuencia del centro de carga y el efecto resonancia.

Con los datos obtenidos anteriormente se concluye que la 5^a armónica es la que se necesita mitigar, por ende, se instala un filtro de 5^a armónica como se muestra en la Figura 32.

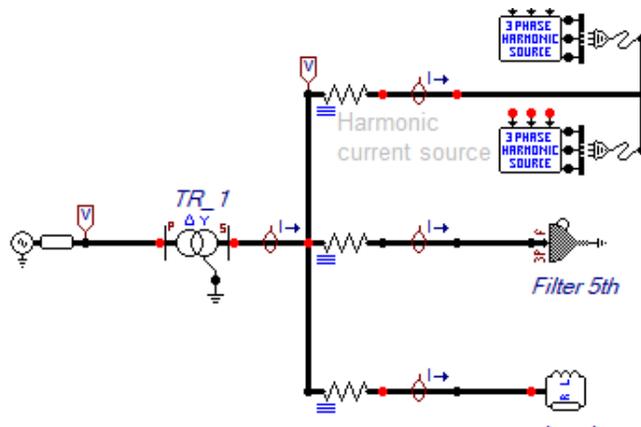


Figura 32. Centro de carga con filtro para la 5ta armónica.

La instalación del filtro trae consigo algunas ventajas. Su objetivo principal es mitigar el armónico que puede causarnos problemas, sin embargo, también ayuda a limpiar la señal y como consecuencia mejorar el THD de la señal. En la Figura 33 se observa que el filtro instalado mitiga la resonancia en 300 Hz y no muestra riesgo de resonancia en las frecuencias más comunes que se encuentran en el sistema debido al equipo electrónico.

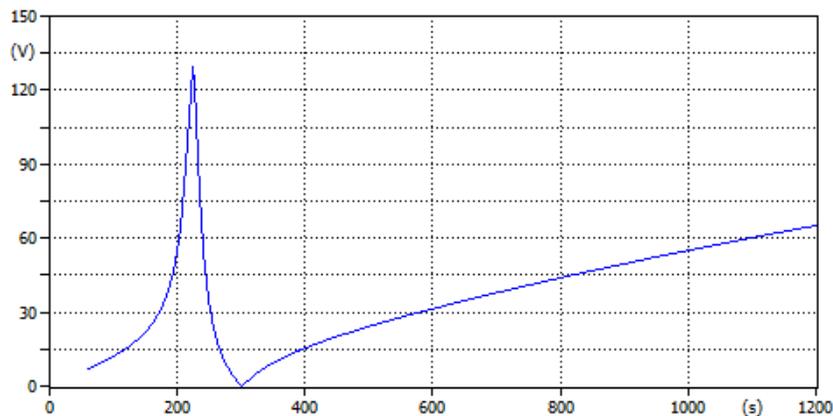


Figura 33. Respuesta en frecuencia del centro de carga implementando un filtrado de 5^a armónica.

Al realizar una comparación entre el antes y después de la implementación del filtro pasivo para la quinta armónica, se corrobora lo que anteriormente se explicó, las señales de voltaje tienen menor distorsión, se observa en la Figura 34.

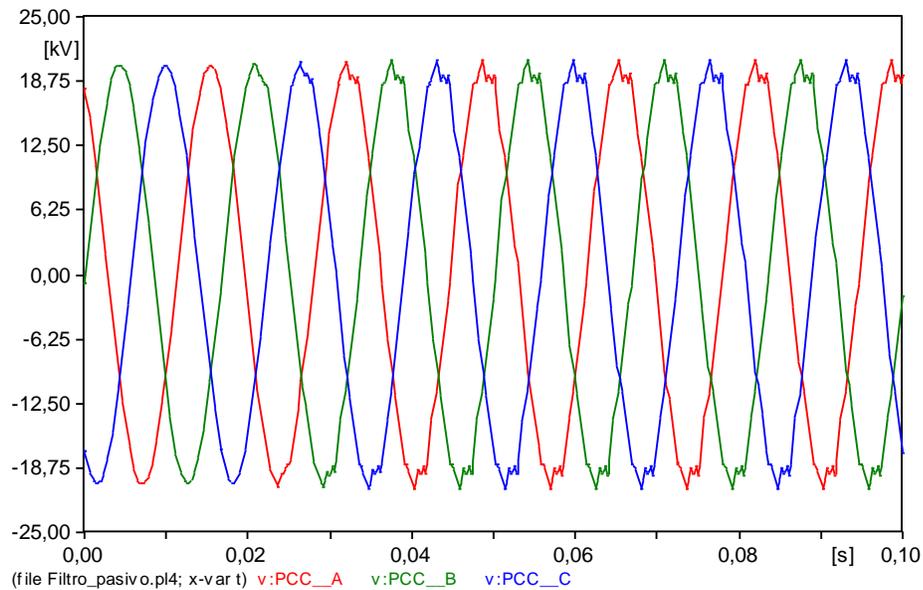


Figura 34. Señales de voltaje posterior a la implementación de un filtro pasivo para armónicos de 5^{to} orden.

6.3 Sistema de cinco buses

Un cliente industrial será atendido mediante la construcción de un alimentador aéreo de 12,5 kV de tres millas desde un transformador de subestación dedicado de 138 / 12.5kV. El cliente tendrá 5MW @ $\text{dpf} = 0.85$ de carga convencional y un variador de velocidad ajustable (ASD) de seis pulsos y 2000 HP. El ASD es conectado a través de un transformador delta-delta (es decir, sin cambio de fase). El cliente cuenta con un banco de capacitores de 1800 kVAR en derivación para corrección del factor de potencia [29]. La Figura 35 muestra el diagrama unifilar del sistema de estudio para el análisis de resonancia.

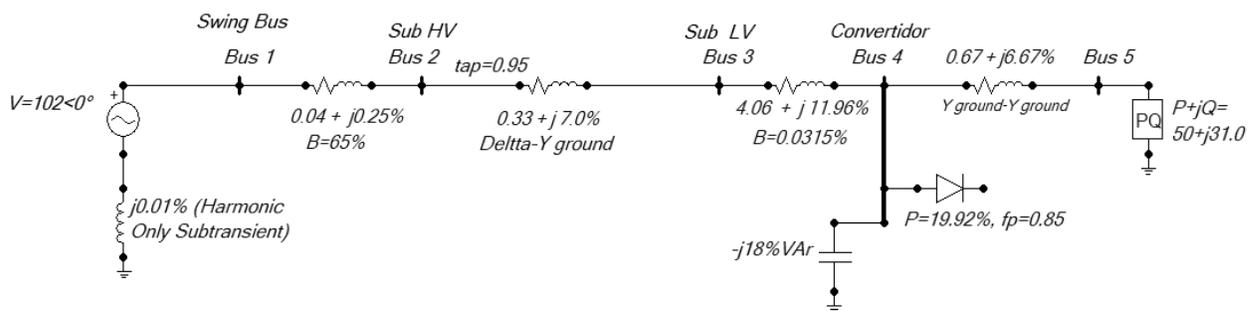


Figura 35. Diagrama Unifilar sistema 5 nodos.

Del diagrama unifilar de la Figura 35 se observa que la carga no lineal conectada tiene un factor de potencia de 0.85. Se necesita hacer una compensación, por ello, se instala un banco de capacitores de 1800kVar. Por las propiedades de la carga no lineal, se sabe que la impedancia cambia con el voltaje aplicado, esta variación indica que la corriente consumida por dicha carga no será sinusoidal, es decir, el variador producirá armónicas 5, 7, 9, 11, 13, etc. Por tanto, el sistema a analizar es un sistema eléctrico ante condiciones de voltaje sinusoidal y corriente no sinusoidal.

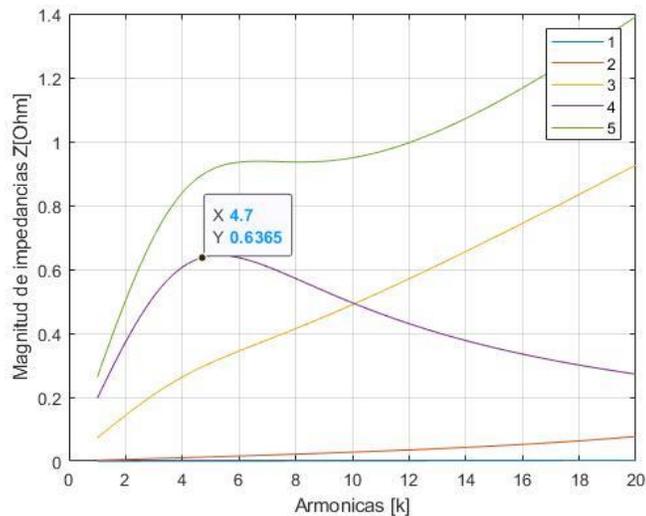


Figura 36. Barrido en frecuencias para corrección del factor de potencia en sistema de 5 nodos.

Al simular el sistema en MATLAB se obtienen los resultados mostrados en la Figura 36. De dichos resultados se observa una presencia de armónicos de 5th. Sin embargo, el cálculo se realiza un poco antes de la 5th. Como se comentó anteriormente, este armónico se presenta con mayor frecuencia en las cargas no lineales. Por lo tanto, para derivar este armónico a tierra se instala un filtro pasivo sintonizado de armónicos de 4.7th.

Si se tiene que el valor del banco del capacitor es: 1800kVar (18%)

$$X_c = \frac{1}{0.18 \text{ p.u.}} = 5.55 \text{ p.u.}$$

$$X_L = \frac{X_c \text{ p.u.}}{k^2}$$

Donde K es el número del armónico.

$$X_L = \frac{5.55 \text{ p.u.}}{4.7^2} = 0.251 \text{ p.u.}$$

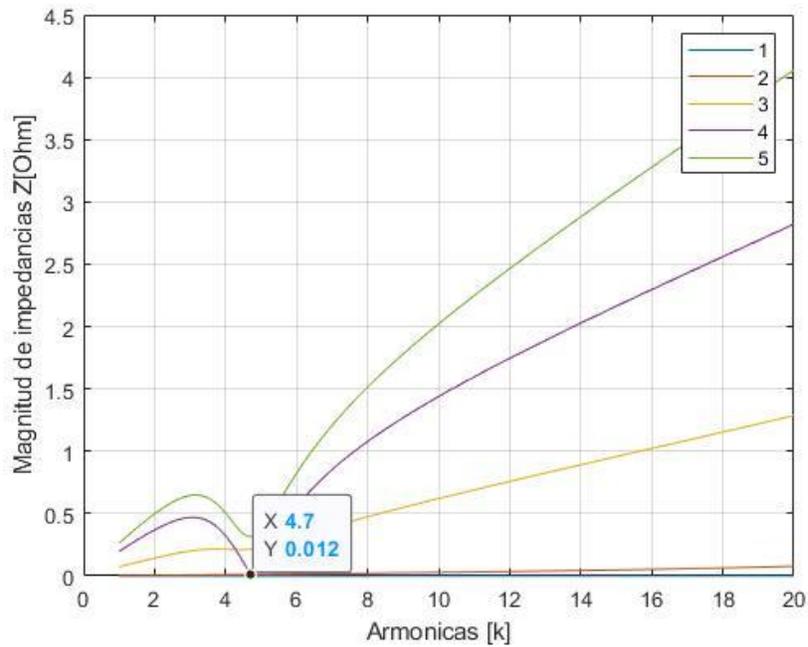


Figura 38. Mitigación del 5° armónico.

De la Figura 38, se observa la presencia de terceros armónicos. Para este caso no es necesario realizar la corrección de dichos armónicos, ya que no afecta a la carga no lineal. Por lo general, los terceros armónicos no se presentan a nivel distribución.

6.4 Sistema de 14 buses

En este apartado se describe un sistema de 14 buses IEEE [41] . El sistema consta de cargas, líneas de distribución y generadores, como se muestra en la Figura 39.

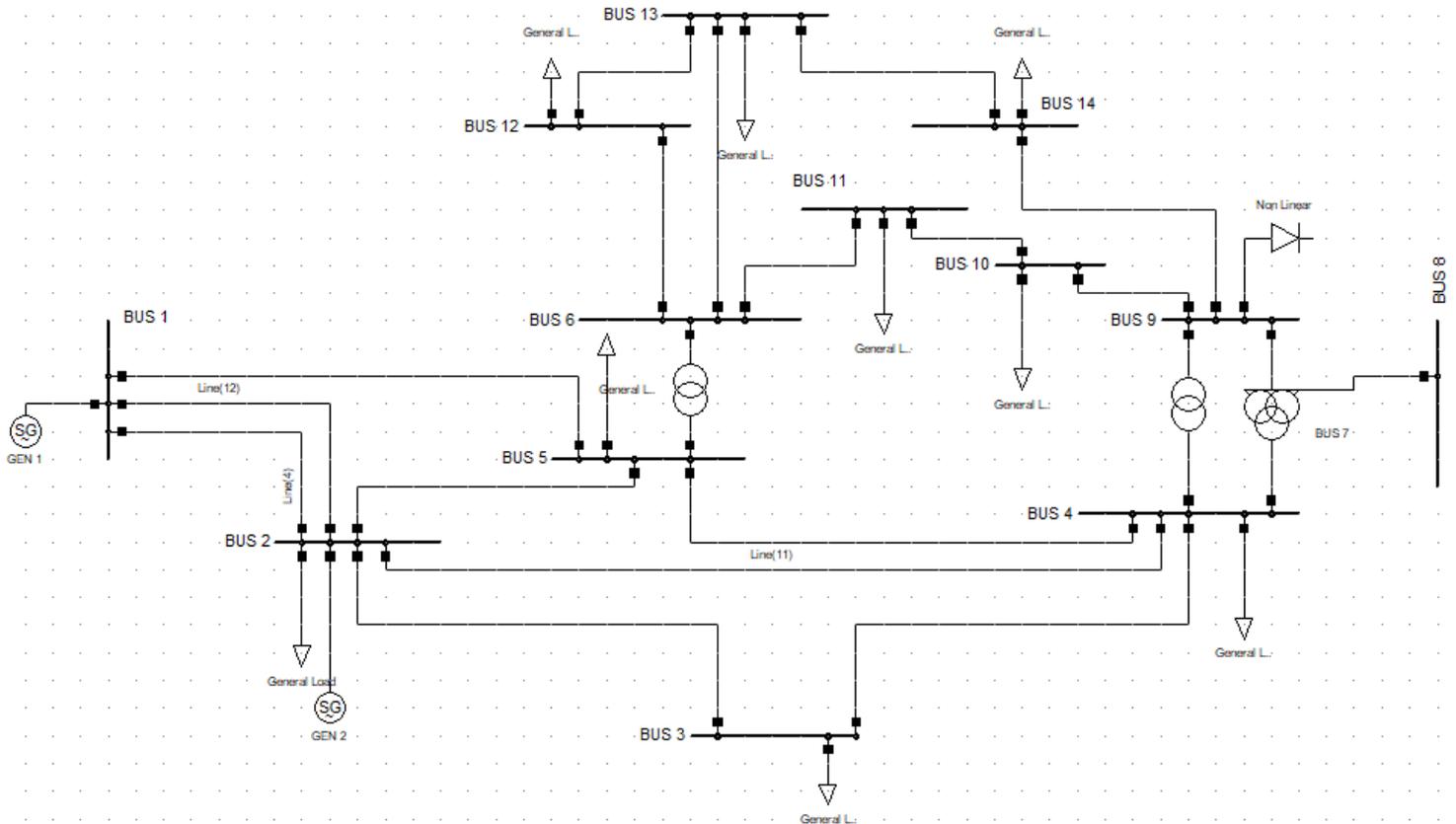


Figura 39. Sistema IEEE de 14 nodos.

Para este estudio se considera una carga no lineal conectada en el bus 9 con 5th armónica. De la Tabla 12, se observa una potencia reactiva de 16.6 p.u, y un factor de potencia $f.p.=0.8$.

Para cumplir con lo dictado en el código de red, se necesita mejorar ese factor de potencia para que se encuentre entre los límites $[0.95 - 1]$. Por lo que, se necesita realizar una compensación con un banco de capacitores.

En la Tabla 10 se observan los datos correspondientes a las líneas de transmisión, la Tabla 11 corresponde a los datos de los generadores. Y por últimos, en la Tabla 12 se tienen los datos correspondientes a los nodos de carga.

Tabla 10. Impedancia y susceptancia de líneas

Línea		R[pu/m]	X[pu/m]	B[pu/m]
De Bus	A Bus			
1	2	0.01938	0.05917	0.0528
1	5	0.05403	0.22304	0.0492
2	3	0.04699	0.19797	0.0438
2	4	0.05811	0.17632	0.034
2	5	0.05695	0.17388	0.0346
3	4	0.06701	0.17103	0.0128
4	5	0.01335	0.04211	0.0
4	7	0	0.20912	0.0
4	9	0	0.55618	0.0
5	6	0	0.25202	0.0
6	11	0.09498	0.1989	0.0
6	12	0.12291	0.25581	0.0
6	13	0.06615	0.13027	0.0
7	8	0.0	0.17615	0.0
7	9	0.0	0.11001	0.0
9	10	0.03181	0.0845	0.0
9	14	0.12711	0.27038	0.0
10	11	0.08205	0.19207	0.0
12	13	0.22092	0.19988	0.0
13	14	0.17093	0.34802	0.0

Tabla 11. Impedancia de generación

BUS	R [pu]	X[pu]
1	0.0	0.00010
2	0.0	0.00010
3	0.0	0.00010
6	0.0	0.00010
8	0.0	0.00010

Tabla 12. Potencia demandada en los centros de carga.

BUS	P[pu]	Q[pu]
1	0	0
2	21.7	12.7
3	94.2	19
4	47.8	-3.9
5	7.6	1.6
6	11.2	10.5
7	0	0
8	0	0
9	29.5	16.6
10	9	5.8
11	3.5	1.8
12	6.1	1.6
13	13.5	5.8
14	14.9	5

Una vez obtenido el banco, se agregan los datos correspondientes a nuestra matriz de admitancias para realizar el análisis armónico. Hay que tener mucho cuidado a la hora de hacer compensación por banco de capacitores, ya que, en algunos casos los bancos pueden llegar a provocar resonancias en el sistema y como consecuencia los capacitores llegan a explotar.

Si se tiene que el valor del banco del capacitor es: 1900 kVAR (19%)

$$X_c = \frac{1}{0.19 \text{ p.u.}} = 5.263 \text{ p. u.}$$

Al corregir el bajo factor de potencia, se procede a realizar un barrido en frecuencia para observar si se tiene efectos resonantes con respecto a la carga no lineal.

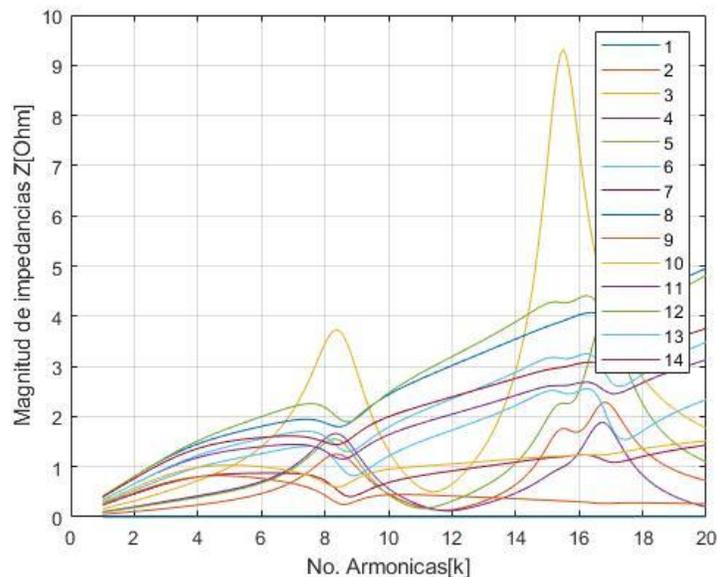


Figura 40. Barrido en frecuencia del sistema de 14 nodos IEEE.

De la Figura 40, se observan dos puntos resonantes en cada uno de los nodos, sin embargo, para propósitos de este análisis el enfoque es solamente en el nodo 9. El barrido en frecuencia para este nodo se observa en la Figura 41.

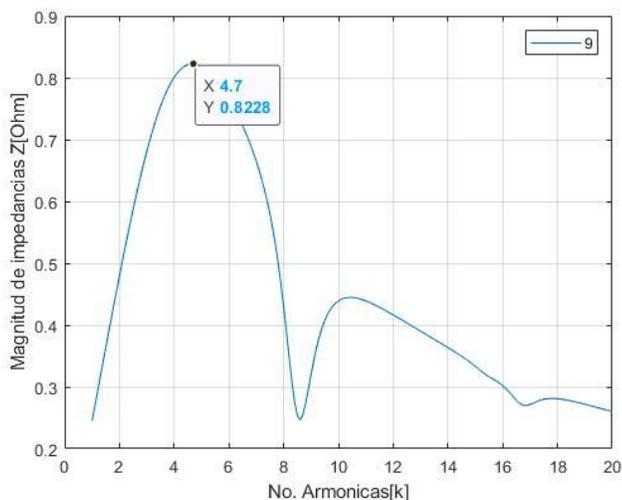


Figura 41. Barrido en frecuencia en el nodo 9 del sistema de 14 nodos.

Debido a que nuestra carga instalada en el nodo 9 tienen una 5^a armónica, se decide diseñar un filtro pasivo tal que, mitigue esa armónica y no se tengan problemas a futuro. Tal filtro se diseña con base en el banco de capacitores ya instalado previamente.

Diseño del filtro:

$$X_L = \frac{X_c \text{ p.u.}}{k^2}$$

Donde K es el número del armónico.

$$X_L = \frac{5.263 \text{ p.u.}}{4.7^2} = 0.23825 \text{ p.u.}$$

Al asumir que la resistencia es 20 veces más pequeña que X_L se tiene:

$$R = \frac{X_L}{20} = \frac{0.23825 \text{ p.u.}}{20} = 0.0119 \text{ p.u.}$$

El resultado de del filtro pasivo sintonizado es: $0.0119 \text{ p.u.} + j0.23825 \text{ p.u.}$

Una vez instalado el filtro, se simula la respuesta del sistema para comprobar que efectivamente el filtro cumple con su propósito. La respuesta obtenida es la mostrada en la Figura 42.

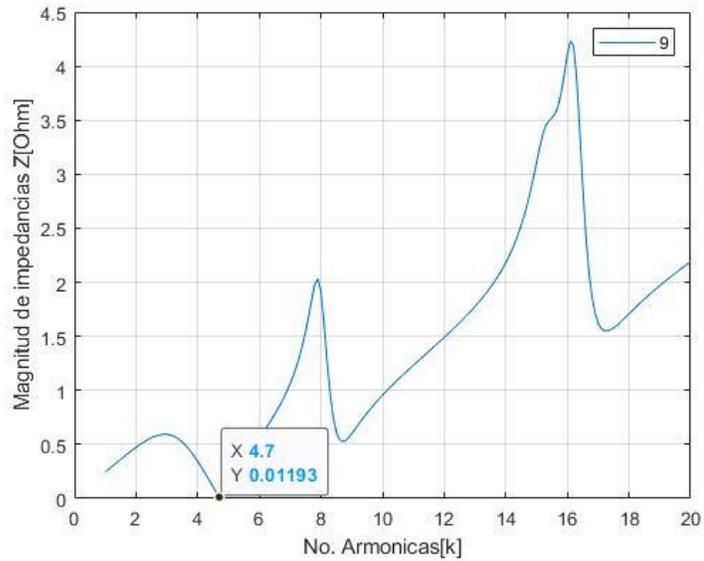


Figura 42. Mitigación del 5^o armónico para el nodo 9 del sistema de 14 nodos.

De la Figura 42, se observa que una vez mitigado el 5^o armónico, se producen armónicos de orden 3^o, 7^o, 9^o y 16^o. Sin embargo, esos armónicos no es de interés mitigarlos, para propósitos de este proyecto.

Tabla 13. Comparativa del sistema.

Antes	Después
<ul style="list-style-type: none"> • La carga no lineal puede producir armónicos en la red. • Al tener armónicos, se puede presentar una resonancia del sistema con dicho armónico. • Los bancos de capacitores llegan a estallar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se mitigan los armónicos con ayuda de un filtro pasivo • El filtro está diseñado para evitar tales resonancias en el sistema o red. • La vida útil de los bancos de capacitores y demás equipos aumenta.

6.4.1 Reporte de verificación de cumplimiento del código de Red

El Reporte de verificación es un informe preparado por la CRE, en el cual se reporta los resultados obtenidos en el proceso de verificación del Código de Red, este está acompañado de mediciones de la calidad de la energía, de acuerdo con los criterios que apliquen al Centro de Carga [42]. El documento puede llegar a ser amplio, pero solo debe contener información concreta, de forma simple, clara y concisa.

Las mediciones se obtienen de los equipos de medición instalados en el centro de carga bajo estudio. La CRE podrá apoyarse del CENACE, Transportista y Distribuidor para llevar a cabo los actos de monitoreo y vigilancia del cumplimiento de los requerimientos de este Manual. Asimismo, podrá llevar a cabo los actos de inspección que determine necesarios por conducto de los servidores públicos que tenga adscritos o mediante Unidades de Inspección.

6.4.2 Plan de trabajo para el cumplimiento del código de Red

Para una mejor planificación y resultados exitosos es necesario armar un plan de trabajo que permita definir las condiciones iniciales y las condiciones finales. Se puede sistematizar la información de modo que se pueda tener una visión clara del trabajo que se va a realizar. En la Tabla 14 se muestra un ejemplo sencillo de un plan trabajo para cumplir con el código de red. La Resolución Núm. RES/550/2021 [27] plantea el formato y la entrega de un análisis y estrategia previsto por el Centro de Carga para asegurar el cumplimiento del Código de Red, que incluya la siguiente información:

- Información general del Centro de Carga.
- Compromisos para cumplir la verificación de requerimientos (CONE) aplicables.
- Cronograma de acciones previstas a implementar para asegurar el cumplimiento del Código de Red. No excedente a 3 años
- Análisis de alternativas, en las que se señalen los equipos evaluados, así como los principales retos técnicos y económicos asociados a cada alternativa.

Tabla 14. Ejemplo de un plan de trabajo para el cumplimiento del código de red.

Objetivo	Meta	Actividades	Responsable	Cronograma (Semanas)
Cumplir con los criterios de calidad eléctrica establecidos en el código de red.	Tener un sistema eléctrico con el mínimo de disturbios eléctricos.	Identificar cuáles de los requerimientos técnicos (criterios) del código de red son obligatorios para el Centro de Carga.	CRE	1 2 3 4 5
	Evitar efectos resonantes en el sistema a causa de señales armónicas.	Evaluar el comportamiento del centro de carga a través de estudios eléctricos y de calidad de energía, para identificar el grado de cumplimiento con respecto a los parámetros establecidos en el código de red.		

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

El objetivo principal de la tesis era abordar el problema principal de armónicos que se presenta al conectar cargas no lineales en el sistema eléctrico. Con base en ello aportar una solución para la mitigación de armónicos, compensación del factor de potencia y evitar el efecto resonante.

Todos los centros de carga, que representan una carga no lineal para el sistema eléctrico, producen una distorsión eléctrica armónica y precisan de una compensación de la energía reactiva que consumen, por lo que se instalan bancos de capacitores de compensación. Sin embargo, estos capacitores, asociados a las inductancias de la red, provocan oscilaciones de alta frecuencia las cuales amplifican las perturbaciones armónicas. Así, todo instalador y consumidor de una red industrial puede estar afectado por estas dificultades técnicas.

Así pues, la aportación principal de este trabajo consiste en el diseño e implementación de un filtro sintonizado con el cual se cumple con tres puntos indispensables que son: compensación del factor de potencia, mitigación de armónicos producidos por cargas no lineales y evitar que se genere una resonancia en el sistema. Analizando la respuesta natural de la impedancia de la red eléctrica en un barrido de frecuencia se obtiene el número de resonancias existentes. Ahora, este barrido en frecuencia se ve alterado debido al espectro armónicos de las cargas. Si estos ambos espectros se combinan y coinciden sus armónicos, esto puede resultar en problemas para la red eléctrica. Muchas veces, en la práctica no toman en cuenta esta resonancia del sistema y a la hora de realizar una compensación de potencia instalan el banco de capacitores y tiempo después estos llegan a tronar, esto se debe a que se produce una resonancia. Por lo tanto, para evitar esto, es necesario realizar todos los estudios posibles para evitar problemas a futuro y que el sistema sea económicamente viable para no invertir cada cierto tiempo en la compra de bancos de capacitores.

A la hora de realizar la compensación del factor de potencia se tiene que seleccionar el banco de tal manera que no exista una sobrecompensación que podría traer consigo otros efectos no deseados, además de que económicamente no resulta viable. En la práctica se sea realizan los cálculos del diseño buscando un factor de potencia de 0.90 a 0.98.

Todo el trabajo antes realizado se hizo con el propósito de cumplir y apegarse a los requerimientos técnicos mínimos necesarios establecidos en el código de red y con ello garantizar la calidad y confiabilidad energética. Este código se estableció de manera obligatoria para la industria eléctrica en media y alta tensión. Y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la única responsable de vigilar el cumplimiento del código de red y dado el caso, emitir sanciones. Pero principalmente el Código de Red ayuda a seguir buenas prácticas técnicas en una instalación eléctrica a nivel industrial.

Se seleccionó esta opción mediante filtros pasivos ya que, es una herramienta que ofrece una solución a estos problemas y además es económica. Como conclusión, se establece que el método de control propuesto mantiene su capacidad de compensación ante perturbaciones de la tensión de la red como armónicos, bajo factor de potencia y resonancia, obteniendo mejores resultados de compensación que los métodos convencionales considerados.

TRABAJO FUTURO

Una futura continuación para este proyecto es implementar una compensación centralizada, grupal o lineal dependiendo cual sea la más adecuada para mejorar el factor de potencia en la mayoría de los nodos del sistema de 14 nodos. Como se ha explicado, a la hora de implementar filtros pasivos, se tiene problemas de posibles efectos de resonancias debido a que los filtros pasivos están sintonizados a un sólo número de armónico y no cubre todos los posibles espectros de resonancia del sistema. Para esto, la solución más general es implementar un banco de filtros activos cuyas características se adaptan de forma dinámica a las necesidades del sistema a compensar. Los filtros activos tienen una etapa de control, convertidores de voltaje, un banco de capacitores y más electrónica de potencia que en conjunto hacen de él un filtro confiable.

Posteriormente se hace las pruebas del filtro más adecuado al sistema para posteriormente simularlo y verificar que efectivamente la distorsión armónica y resonancia en los centros de carga del sistema hayan mejorado considerablemente.

Es importante entender que entre más sofisticados se vuelven los procesos industriales, y más robustas se vuelven las redes eléctricas, se escala a un análisis más detallado, lo que requiere un mayor grado de especialización de circuitos eléctrico – electrónicos. Por lo tanto, constantemente hay que estar actualizando los equipos para lograr un sistema eléctrico con un mejor rendimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. DZIB Jiménez , J. Garrido Melendez, G. M. Martínez Rodríguez y Q. Hernandez Escobedo , «Simulación de Armónicos en Matlab,» *Revista de Análisis Cuantitativo y Estadístico*, vol. 4, nº 10, pp. 15- 25, 2017.
- [2] S. Usman Bagwan y A. Mubarak Mulla, «A Solution of Power Quality Issues by Adaptive FACTS Controller: A Modelling and Simulation,» de *International Conference on Energy Systems and Applications (ICESA)*, Pune, India, 30 oct-01 Nov, 2015.
- [3] A. Pgazo López, «Tesis Doctoral en Ciencias Físicas - Método de Control de Filtros Activos de Potencia Paralelo Tolerante a Perturbaciones de la Tensión de Red,» Universidad de Cantabria facultad de Ciencias Departamento de Electrónica y Computadores, Santander, España, 2004.
- [4] T. Aditya, R. D. Amar Raj y M. Ramrao Shinde, «Power Quality Analysis, Challenges and Feasible Solutions of 90 kWp Grid-Integrated PV System,» de *International Conference on Emerging Trends in Information Technology and Engineering (ic-ETITE)*, India, 202.
- [5] J. Sheppard y M. Baeir, «Case Study of a Unique Power Quality Problem and Solution, Application of Damped Harmonic Filter to a Cycloconverter,» de *IEEE Conference*, New Orleans, USA, 1996.
- [6] *Application of Damped Harmonic Filter to a Cycloconverter*, 1996.
- [7] A. Bottenberg, C. Debruyne, B. Peterson, J. Rens, J. Knockaert y J. Desmet, «Network resonance detection using harmonic active power,» de *IEEE*, 2018.
- [8] C. Boonseng, R. Boosseng y K. Kularbphetong, «Simple Techniques for Designing Passive Power Filter Systems to reduced harmonic resonance and improve Power Quality of Electrical Systems with Servo Drive,» de *23rd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, Thailand, 2020.
- [9] M. Jayaraman, V. T. S. y R. Balakrishnan, «Analysis and design of passive filters for power quality improvement in standalone PV systems,» de *Nirma University International Conference on Engineering (NUICONE)*, Ahmedabad, India, Nov, 2013.
- [10] P. Chandra Patra, D. Das, A. Sathpathy y N. Nayak, «Instantaneous Reactive Power Theory Based Shunt Active Power Filter in Fuel Cell Micro Grid For Harmonic Reduction,» de *Conference Acronym: iSSSC*, Gunupur Odisha, India, India, 2020.
- [11] A. Baliyan, M. Jamil, M. R. I. Alsaidan y M. Alara, «An Intelligent PI Controller-Based Hybrid Series Active Power Filter for Power Quality Improvement,» de *Mathematical Problems in Engineering*, 2021.
- [12] S. Kılınç, G. Karabulut, I. Topallı y A. Topallı, «Synthesis of active-RC filters using genetic algorithms,» *AEU - International Journal of Electronics and Communications*, vol. 134, nº 153684, mayo, 2021.

- [13] D. Chen, L. Xiao, W. Yan, Y. Li y Y. Guo, «A harmonics detection method based on triangle orthogonal principle for shunt active power filter,» *Energy Reports*, vol. 7, nº 3, pp. 98-104, Septiembre, 2021.
- [14] A. F. Barbosa Franco y L. A. Noguera Vega, «Análisis de distorsión armónica en iluminación LED,» *Vínculos*, vol. 14, nº 2, p. 14, 2017.
- [15] H. Trujillo, F. Rodríguez y R. Martínez , «Sustitución de sondas de medición del factor de potencia y la distorsión total de armónicos,» *Automática y Electrónica*, vol. XXII, nº 4, p. 6, 2001.
- [16] J. S. Mcquilkín y J. J. S. Subjak, «Harmonics-Causes, Effects, Measurements, and Analysis: An Update.,» *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 26, nº 6, p. 9, 1990.
- [17] H. M. El-Eissawi Fathi, *Power Quality Assessment*, Cairo, Egipto, 2012.
- [18] I. Standars, «IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (Std 1159)». New York, USA Patente 1159, 14 Junio 1995.
- [19] B. W. Kennedy, *Power Quality Primer*, United States of America: The McGraw-Hill Companies, 2000.
- [20] Horsley, J. Seymour y Terry, «Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico,» Schneider Electric, 2005.
- [21] R. C. Dugan, . M. F. McGranaghan, S. Santoso y H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill Professional, 2004.
- [22] CFE, «Calidad de Energía: Características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica. GUÍA L0000-70». Agosto 2009.
- [23] H. O. Romero, A. Romero y H. Osvaldo, *La calidad de la energía eléctrica de una red de generación distribuida con fuentes de energía renovable no convencional tipo eólico*, La libertad, El Salvador: Universidad Don Bosco, Marzo,2014.
- [24] G. Turan, *Electric Power Distribution Engineering*, Florida, EEUU: Taylor & Francis Group, 2014.
- [25] Comisión Reguladora de Energía, «Código de Red - Resolución Núm. RES/550/2021,» Diario Oficial de la Feredación, México, 2021.
- [26] Secretaría de Energía, «Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,» Diario Oficial de la Federación, México, 2018.
- [27] CFE, «Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía (Guía CFE L0000-45)». Patente 45, Enero 2005.
- [28] I. C. Ventura Nava, *Instalaciones Eléctricas Industriales*, México, 2007, p. 174.
- [29] M. Grady, *Understanding Power System Harmonics*, Texas, USA, Abril, 2012.
- [30] H. Hwei. P, *Análisis de Fourier*, Michigan: Simón & Schuster, 1970.

- [31] F. De la Rosa, *Harmonics and Power Systems*, 6000 Broken Sound Pkwy NW #300, Boca Raton, FL 33487, Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2006.
- [32] I. O. R. Padilla, *Estudio de Frecuencias Armonicas*, Nuevo León: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1995.
- [33] J. Ranjan Kumar, «Electrical Power Quality,» Biju Patnaik University of Technology Odisha, Odisha, India.
- [34] E. Acha y M. Madrigal , *Power Systemn Harmonics: Computer Modelling and Analisis*, Jhon Wiley & Sons, LTD, 2001.
- [35] I. O. R. Padilla, *Estudio de frecuencias armonicas*, San Nicolas de los Garza, Nuevo León. : UANL, 1995.
- [36] C. Caballero, L. Cortez, G. Muñoz y J. Castañeda, «Filtro activo de potencia para compensar la distorsión armónica de un sistema,» *Tecnología e innovación*, vol. 3, nº 9, pp. 76-84, Diciembre, 2016.
- [37] J. William H. Hayt, *Análisis de circuitos en Ingeniería*, The McGraw-Hill, 2012 - 8a Edición.
- [38] M. Roman, «Filtros activos de potencia para la compensación instantánea de armónicos y energía reactiva.,» Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, November 2006.
- [39] M. Madrigal, «Calidad de la Energía y Análisis Armónico en Sistemas Eléctricos,» Morelia.
- [40] IEEE, «IEEE Standard for Shunt Power Capacitors». New York, USA Patente 18TM, 15 October 2002.
- [41] ILLINOIS, «Information Trust Institute,» Grainger College of Enginerring, [En línea]. Available: <https://icseg.itl.illinois.edu/ieee-14-bus-system/>. [Último acceso: 20 05 2022].
- [42] M. Madrigal Martínez, *Código de red: Hacia el cumplimiento del código de red en centros de carga.*, Morelia, Michoacán, 2019.