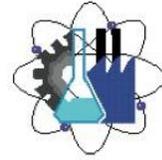




UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA DE UN
CENTRO DE CARGA EN ALTA TENSIÓN PARA
CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED**

**TESIS PROFESIONAL PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

PRESENTA:

ING. RICARDO DIAZ MENDOZA

DIRECTOR DE TESIS INTERNO: DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS

CODIRECTOR DE TESIS EXTERNO: DR. RACHID MARZOUG

CUERNAVACA, MOR. A 21 DE OCTUBRE DEL 2020



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

Cuernavaca, Mor., a 5 de noviembre de 2020.

Dra. María del Carmen Torres Salazar
Dr. Outmane Oubram
Dr. J. Guadalupe Velásquez Aguilar
Dr. José Gerardo Vera Dimas
Dr. Luis Cisneros Villalobos
PROFESORES DE LA FCQEI
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la Comisión Revisora de la tesis que presenta el Ing. Ricardo Diaz Mendoza titulada: EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA DE UN CENTRO DE CARGA EN ALTA TENSIÓN PARA CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE RED realizada bajo la dirección del Dr. Luis Cisneros Villalobos en el Programa Educativo de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

A T E N T A M E N T E
Por una humanidad culta

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI

D I C T A M E N

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:.

DICTAMEN

NOMBRE	VOTO	FIRMA
Dra. María del Carmen Torres Salazar		
Dr. Outmane Oubram		
Dr. J. Guadalupe Velásquez Aguilar		
Dr. José Gerardo Vera Dimas		
Dr. Luis Cisneros Villalobos		



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ | Fecha:2020-11-10 18:06:42 | Firmante

I1GM9Qzrn74GbNxY7zlgvjHZKRkyU2u+pwt6Cp/pgt4E5OHO7xzBfH2Qn/lj64FHZReUX26AtigK3wjBDcC8vxIscxg5UjDuXi0omeSTij/j2YPdGKiZOapmUYM67+0K+8IgtN3SgQFLy9/69V4+uBG33ZiHWd2VRcVINK1Y2o/Gn1p9A0ulBqZEaq8yV6X6qFraP13Tq+2hyWHBqjh0olpwjavNiC9OrLpGQvVTjXlYneKgxyyvhZZPeNg3PW0Hzk+XFvdZfac/F0EuDGjh/06Rpl8LoyKyEco2bzK29WfD5z46dlxXODxqMNUugVoeVQ0LeJjx0ocxSeuSpVXWsQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



q2kJv0

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/hJFCR6BXp9ciqSzUKdc0milke5f9hbkF>





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2020-11-10 20:41:52 | Firmante

KCza5+HwoPrUJYc8e3eBrPSOc751TRI1WVTA38jm9HG1UmCiuulfsooHIA6XUTBqMB/TiQIWmP8wLk/C1DP86qShc4JlWYKfKjNjb4v2D3MXcVJR2IDIIJ/jB94Tb1KCrxcvfr5Ja cr9OrybKW2yvi/+EURn9c4xVU0UeLqSiHd9L5qnJEdgurU8w/oxcZEqYCP5vNDE+/GLnuQx27P6tMrWn0QJmNOBjxKhjkkVmPCdvQybyck+kaSd4rthyGJe6mZGkY+w/8AwOcmP F/mbySksxqlV2d9sz/IMLQrxcYtLw8MBifpQNaDi5JhTjHrrV/yo3lloOavsQ2ZqBCJQ==

MARIA DEL CARMEN TORRES SALAZAR | Fecha:2020-11-10 23:50:16 | Firmante

TwFSEumTWwNHUsc/vd+5z36QzdN8FmRxxE/FubNkNKLcvgGI55NaJoQd4pUaXD7NBxfDKyzF+ORQxSJJIS6IR5iNbXKFx6OfxOV4uL78/23041BPBAOL+4xguNtlS4+X9EXch eY0VuXwd/RqrVJalGIz8LiqZpCwhJ3/rsMsQeXvaZgsNdYwwuSUsV+qUv4sbJUPruJNC8KH3l8IW565RWD1DHUSo6o4OJqqSprup9bh4OGEP4ZXH4M/2frwiiXviDvfaqWovbxllt MrxbuW8l/R1tTmV+b426NBYdl6zT1qMj5OMRAK9EwZDXuK8VQaHkZCdfZtSRO638UBz+STg==

JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2020-11-12 11:31:25 | Firmante

mzBULZowUKHon4ldffHomdHbKKzpc2YoqvjWkqSKk3WXLJDI2ssceGy5wHAsIHqh1Gt/mlMeGHQHqwbYYd6UeGOpbBu6s282T8KPxIN2ndJs6nnV0mFSMHnf4uQbuZT881Wz q6KXrEKjliw1qrZ2CYNhAdSCblrX6OBc6PrXNwbA3y0jS+2PKsexlFqtF94Vvo6FdApg7tbadvV5x7kmt2L2mHRkuc6XWRHWgZnscG2BVVweayl3/mVw/w9OSkahSCDUsTy//rAX Swl+iXFWYpEr3haz+KEkUq/XvHmb5FR7C5We+4iQ8KZkJfANTH25VERGEpxVaCVNcDIOxOXIYQ==

OUTMANE OUBRAM | Fecha:2020-11-14 18:55:29 | Firmante

Fu54CXrWwd0n2QTm6BWBnrv6Ev1ckEzG7YBUmFU+jcvnglcd4DKXZ7LPcdiNRdLisGDILEHmUP/97iO6IGsDZoXBVWJ9tfOafeEr4JP+MskUDP3bdkFIOsdvGGLRg9cwD4P3 n3nKiW4of1ff9ktxSOu/AmHUH3+WZ2f5PnMLBAn8U908YossrYyCvzLmn+2vn7Svls4E5/6FoSGgU6JG/UvoGmONLw/dWRMpbw7yYHa3VKuTateb2R2Gwkw4xQq7pebTqJ8J C.Jlg9lUrM0NTsZ8k0Xd2Y7wpmkZzXNeyGlxXDobsrlgUINt9S2bVLQxcZOfPzQjTzfwueCUoRHQ==

J GUADALUPE VELASQUEZ AGUILAR | Fecha:2020-11-17 09:23:16 | Firmante

ct9HM0E512Fq5ov8RRdp73y2ouaukkOOPhszvjYP70rleuRuTa5vUGFBDV/Ohy4Rg/R8S2fShA44JUL7wcjnMCoLUnG63dl0OmleBczFRsm/wEIRvAPNISIIUVXyIFmMgV0sCE TWqeLwqPe4UrScJ2p1dRo666nbXW+hencqO179bfAWPc6JfFMSOGU4KstfoayrmwN3BVdDnHkyMUtwxCVfgAyyvVDY8EBi2bNIZcKpgY46NNLonNsU7idgwz7X54A/JaKtLAylM5 KityrZjX2uDV+HtEWos6GDOcsoc3bwyMOMSNrHNs/9PER87u9KmoHdV58/upXPzFQ3u6mksg==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



TiHjly

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/QaqJQbglfG4DCyFTWE2TXIOh6ZSZQ3v>



RESUMEN

En este trabajo de Tesis se presenta un análisis de calidad de la energía para el cumplimiento de los requerimientos estipulados en los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, para un centro de carga conectado en Alta Tensión, el procedimiento del análisis comenzó con un monitoreo de los parámetros eléctricos de tensión, frecuencia, corriente, potencia, factor de potencia, fluctuaciones de tensión y contenido armónico durante un periodo de 30 días. Este monitoreo se realizó con un analizador de calidad de energía clase A categorizado de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30, el cual fue conectado en el lado secundario de los instrumentos para la medición fiscal (paralelo a medidor de consumo compañía suministradora).

Posterior al periodo de monitoreo, se analizaron las tendencias del comportamiento de los parámetros eléctricos de interés, este análisis se basó tanto en normas nacionales como internacionales y se comparó con los requerimientos estipulados en el Código de Red para conocer su grado de cumplimiento.

De las desviaciones detectadas, se realizó el análisis para encontrar la solución más óptima para su corrección, con ayuda del software computacional ETAP, se realizaron simulaciones del sistema eléctrico para analizar el impacto de las soluciones propuestas y asegurar el cumplimiento con los límites estipulados en el Código de Red.

Por último, se realizan las recomendaciones pertinentes para asegurar que el centro de carga bajo estudio logre el cumplimiento con los requerimientos estipulados, además de incluir los beneficios al sistema eléctrico y beneficios económicos.

El presente trabajo de tesis, pretende servir de guía para realizar este tipo de estudios ya que actualmente existe poca literatura con procedimientos de cómo realizar este tipo de análisis para centros de carga en alta tensión, a pesar de que cada centro de carga varía en la topología de su sistema eléctrico, el procedimiento para realizar el análisis de calidad de la energía para cumplimiento del Código de Red es similar.

ABSTRACT

In this thesis work, an energy quality analysis is presented to comply with the requirements stipulated in the Criteria of efficiency, Quality, Reliability, Continuity, Safety and Sustainability of the National Electric System: Network Code, for a load center connected to High Voltage, the analysis procedure began with a monitoring of the electrical parameters of voltage, frequency, current, power, power factor, voltage fluctuations and harmonic content, during a period of 30 days. This monitoring was carried out with a class A power quality analyzer, categorized according to the IEC 61000-4-30 standard, which was connected to the secondary side of the instruments for fiscal measurement (parallel to the utility meter consumption).

After the monitoring period, trends in the behavior of the electrical parameters of interest were analyzed. This analysis was based on both national and international standards and was compared with the requirements stipulated in the Network Code to determine their degree of compliance.

For the detected deviations, the analysis was carried out to find the most optimal solution for its correction, with the help of the ETAP computer software, simulations of the electrical system were carried out to analyze the impact of the proposed solutions and ensure compliance with the limits stipulated in the Network Code.

Finally, pertinent recommendations are proposed to ensure that the load center under study achieves compliance with the stipulated requirements, in addition to including the benefits to the electrical system and economic benefits.

The present thesis aims to serve as a guide to carry out this type of study since there is limited literature with procedures on how to carry out this type of analysis for high voltage load centers, despite the fact that each load center varies in the topology of its electrical system, the procedure to perform the power quality analysis for compliance with the Grid Code is similar.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABLAS.....	vii
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 JUSTIFICACIÓN	2
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.4 HIPÓTESIS	3
1.5 OBJETIVO.....	3
1.6 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	3
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1 Tensión	5
2.1.1 Variaciones de tensión de larga duración	7
2.1.2 Variaciones de tensión de corta duración	8
2.1.3 Lineamientos de variaciones de tensión del Código de Red.....	9
2.2 Frecuencia	10
2.3 Factor de potencia.....	11
2.3.1 Requerimiento del factor de potencia del Código de Red.....	13
2.3.2 Corrección del factor de potencia	14
2.4 Distorsión armónica.....	16
2.4.1 Requerimiento del contenido armónico de corriente del Código de Red.....	17
2.4.2 Filtro de corrientes armónicas.....	19
2.5 Variaciones periódicas de amplitud de la tensión.....	23
2.5.1 Límites de las variaciones periódicas de tensión de acuerdo al del Código de Red.....	25
2.6 Desbalance de corriente	26
2.6.1 Límites del desbalance de corriente.....	27
3. DESARROLLO.....	29
3.1 Procedimiento	29
3.2 Equipo de medición, conexión y configuración	29
3.3 Herramientas computacionales.....	33
4. RESULTADOS.....	36



4.1 Descripción del sistema eléctrico del centro de carga	36
4.2 Perfil de tensión	37
4.2.1 Análisis de las variaciones de tensión de corta duración	39
4.3 Perfil de frecuencia	43
4.4 Perfil del factor de potencia.....	44
4.5 Perfil de distorsión armónica de corriente	49
4.6 Perfil de fluctuación de tensión (Flicker)	52
4.7 Perfil de desbalance de corriente	54
5. Corrección de las desviaciones de calidad de la energía.....	57
5.1 Modelado del sistema eléctrico en ETAP-19.01.....	57
5.2 Corrección del factor de potencia.....	58
5.3 Corrección del contenido armónico de corriente.....	65
5.3.1 Análisis económico de la implementación del filtro de armónicos	71
5.4 Corrección del desbalance de corriente.....	75
6. CONCLUSIONES FINALES Y RECOMENDACIONES.....	76
7. REFERENCIAS.....	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Gráfica de las variaciones de corta duración de la tensión.	7
Figura 2.2	Curva ITIC o ITI.	8
Figura 2.3	Triangulo de potencias para una carga resistiva-inductiva.	11
Figura 2.4	Triángulo de potencias para una carga resistiva-capacitiva.	12
Figura 2.5	Plano cartesiano de potencias.	12
Figura 2.6	kVAr requeridos para mejorar el factor de potencia a un valor deseado.	14
Figura 2.7	Onda senoidal de frecuencia fundamental y sus armónicos.	15
Figura 2.8	Diagrama de conexión de filtro activo paralelo.	19
Figura 2.9	Configuraciones más comunes de los FPP.	20
Figura 2.10	Característica de la frecuencia de la impedancia del filtro FPP simple.	20
Figura 2.11	Gráfica de indicadores de fluctuaciones de tensión.	24
Figura 3.1	Conexión de Analizador de redes Fluke 435II.	29
Figura 3.2	Configuración de TC's y TP's disponible.	29
Figura 3.3	Sonda de corriente Fluke modelo i5S.....	30
Figura 3.4	Características sonda de corriente Fluke modelo i5S.	31
Figura 3.5	Pantalla de bienvenida Power Log.....	32
Figura 3.6	Interfaz de usuario Power Log.....	32
Figura 3.7	Interfaz de usuario ETAP 19.01.....	33
Figura 4.1	Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico del centro de carga.....	34
Figura 4.2	Perfil de tensión de fase a fase.....	35
Figura 4.3	Estadística de los niveles de tensión entre fases A-B.....	36
Figura 4.4	Estadística de los niveles de tensión entre fases B-C.....	36
Figura 4.5	Estadística de los niveles de tensión entre fases C-A.....	37
Figura 4.6	Comportamiento de la tensión durante el evento transitorio 1.....	38
Figura 4.7	Distorsión de la onda de tensión durante el evento transitorio 1.....	38
Figura 4.8	Comportamiento de la tensión durante el evento 2.....	39
Figura 4.9	Distorsión de la onda de tensión durante el evento 2.....	40
Figura 4.10	Comportamiento de la frecuencia.....	41
Figura 4.11	Comportamiento de la Potencia Real total.....	42
Figura 4.12	Estadística del comportamiento de la Potencia Real total.....	43
Figura 4.13	Comportamiento de la Potencia Reactiva total.....	44
Figura 4.14	Estadística del comportamiento de la Potencia Reactiva total.....	44
Figura 4.15	Comportamiento del Factor de Potencia total.....	45
Figura 4.16	Estadística del comportamiento del Factor de Potencia total.....	46
Figura 4.17	Porcentaje del contenido armónico de corriente total e individual.....	46
Figura 4.18	Tendencia de armónicos individuales.....	49
Figura 4.19	Tendencia del %DATD calculado.....	49
Figura 4.20	Estadística del comportamiento de la quinta armónica en la fase B.....	50
Figura 4.21	Evolución temporal de flicker de tiempo cortó Pst.....	51
Figura 4.22	Evolución temporal de flicker de tiempo largo Plt.....	51
Figura 4.23	Tendencia del desbalance de corriente de secuencia negativa y cero.....	53
Figura 4.24	Tendencia del desbalance de tensión de secuencia negativa y cero.....	53
Figura 5.1	Diagrama unifilar simplificado en ETAP.....	54
Figura 5.2	Resultados escenario 1 con carga máxima.....	56
Figura 5.3	Resultados escenario 1 con carga mínima.....	56
Figura 5.4	Resultados escenario 2 con carga máxima.....	57
Figura 5.5	Resultados escenario 2 con carga mínima.....	57
Figura 5.6	Resultados escenario 1 con carga máxima.....	59
Figura 5.7	Resultados escenario 2 con carga máxima.....	60
Figura 5.8	Resultados escenario 2 con carga mínima.....	60
Figura 5.9	Forma de onda de fuente de armónicos ETAP.....	63
Figura 5.10	Resultado de flujo de armónicos actual.....	64
Figura 5.11	Configuración del modelado de FPP simple en ETAP.....	65
Figura 5.12	Resultado de flujo de armónicos con instalación de banco de capacitores.....	66



Figura 5.13	Resultado de flujo de armónicos con instalación de filtro FPP simple.....	67
Figura 5.14	Horarios de periodos de facturación tarifa DIST.....	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Características principales y límites de los fenómenos electromagnéticos.....	5
Tabla 2.2	Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida.....	6
Tabla 2.3	Valores máximos y mínimos que deben soportar los centros de carga de manera permanente.....	9
Tabla 2.4	Valores máximos y mínimos que deben soportar los centros de carga de manera temporal.....	9
Tabla 2.5	Valores de frecuencia mínimos y máximos que deben soportar los centros de carga.....	10
Tabla 2.6	Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones menores a 69kV.....	16
Tabla 2.7	Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones de 69kV a 161kV.....	17
Tabla 2.8	Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones mayores a 161kV.....	17
Tabla 2.9	Límite de las variaciones de tensión.....	24
Tabla 2.10	Límite del desbalance de corriente.....	26
Tabla 3.1	Selección del equipo de medición marca Fluke serie 430.....	28
Tabla 4.1	Resumen de los resultados del perfil de tensión.....	36
Tabla 4.2	Registro de las potencias real y reactiva.....	42
Tabla 4.3	Porcentaje de corrientes armónicas, percentil 95%.....	47
Tabla 4.4	Indicadores de las fluctuaciones de tensión.....	50
Tabla 4.5	Desbalance de corriente, secuencia negativa y cero.....	52
Tabla 5.1	Máxima y mínima potencia Real y Reactiva.....	55
Tabla 5.2	Potencia generada por cada unidad de generación.....	55
Tabla 5.3	Resultados de simulaciones de flujos de potencia.....	58
Tabla 5.4	Calculo de capacidad del equipo de compensación reactiva.....	59
Tabla 5.5	Resultados de simulaciones de flujos de potencia considerando equipos de compensación de potencia reactiva.....	61
Tabla 5.6	Resultados de simulaciones de flujos de armónicos.....	68
Tabla 5.7	Costos tarifa DIST, fuente CFE.....	69
Tabla 5.8	Datos de factura julio 2019.....	70
Tabla 5.9	Monto de facturación proyectado a julio 2020.....	70
Tabla 5.10	Consumo de kW/h por periodos considerando el FPP simple.....	71
Tabla 5.11	Monto de facturación proyectado a julio 2020 considerando el FPP.....	71
Tabla 6.1	Resumen de los resultados de calidad de la energía.....	73

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Los estudios de calidad de energía a nivel industrial son cada vez más necesarios debido a la presencia más frecuente de equipos y cargas con comportamientos no lineales, estos estudios nos permiten tomar las acciones necesarias en la instalación eléctrica a fin de evitar el daño de equipos y la suspensión de actividades.

Los disturbios que se detectan provienen tanto de la red del suministro eléctrico como del interior de la instalación, generados por los propios equipos. Entre los principales disturbios que se detectan en los estudios de calidad de energía están: armónicos, fluctuaciones de tensión (Flicker), caídas de tensión (sags ó dips), sobretensiones (swells), interrupciones de tensión, muescas de tensión (notching), transitorios, desbalances de tensión y variaciones de frecuencia (Ángel y Ordoñez, 2005).

La importancia de los estudios de calidad de energía radica en que hoy en día es cada vez mayor la proliferación de equipos electrónicos altamente sensibles a las variaciones de tensión eléctrica como los equipos de control de procesos basados en microprocesadores y los sistemas electrónicos de potencia que son más sensibles que sus antecesores de hace 10 o 20 años (Robledo, 2008).

Los problemas generados por una mala calidad de la energía eléctrica principalmente son daños o mal funcionamiento de equipos eléctricos conectados en el sistema que puede verse reflejado en la calidad de los productos, salida de servicio de la energía/reinicios de procesos automatizados (Ángel y Ordoñez, 2005), mala operación de dispositivos de protección, calentamiento de conductores, disminución de la confiabilidad de la red eléctrica y cargos por parte de la compañía suministradora por uso ineficiente de la energía.

Por todo lo anterior, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto de la Reforma Energética, el 11 de agosto de 2014, se publicó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual en su artículo 12, fracción XXXVII, establece que la Comisión Reguladora de Energía (CRE), tiene la facultad para expedir y aplicar las regulaciones necesarias del sistema eléctrico nacional, por lo que esta última expidió en abril del 2016 los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

En el Código de Red se dan a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional enfocado en el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, Control Operativo, Control Físico,

acceso y uso de la infraestructura eléctrica, que deben de cumplir todos los usuarios (generadores y centros de carga) para asegurar la controlabilidad del sistema.

Dentro del Código de Red se encuentra el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga, en el cual se emiten los requerimientos técnicos de calidad de la energía que deben cumplir los Centros de Carga que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en alta tensión y media tensión, este manual fue elaborado en base a normas y estándares nacionales e internacionales.

En el presente trabajo, se realiza una evaluación de la calidad de la energía para un centro de carga conectado en alta tensión, en donde se realizó un monitoreo de diferentes parámetros eléctricos de interés en el punto de común acoplamiento con la red nacional con la finalidad de conocer el comportamiento de la calidad de la energía y poder compararlos contra los límites exigidos en el Código de Red.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Debido a la proliferación de equipos electrónicos sensibles a las variaciones de los parámetros eléctricos y a la entrada en vigor del Código de Red es necesario una cumplir con los límites establecidos de variaciones de tensión, desbalance de corriente, contenido armónico, flicker y factor de potencia, sin embargo la mayoría de los centros de carga conectados en alta tensión desconocen la calidad de la energía en su sistema eléctrico y necesitan realizar una evaluación para conocer su estado actual con un procedimiento que permita corregir las desviaciones encontradas de los parámetros eléctricos.

Aunado a lo anterior, el contar con una mala calidad de la energía en un sistema industrial puede representar pérdidas económicas, las cuales pueden ser por paros no previstos en la producción, daño de equipos o multas por el ente regulador que observa el cumplimiento de estos parámetros eléctricos.

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Definir la magnitud y comportamiento de los parámetros de calidad de la energía eléctrica, exigidos en el Código de Red de un sistema industrial conectado en Alta Tensión, mediante una evaluación que ha de realizarse por medio del registro de los parámetros eléctricos en el punto de conexión con la red nacional y posteriormente con esta información, de manera individual, enfrentar el problema en caso de observar violaciones de los límites estipulados en este documento desde una perspectiva de eficiencia y confiabilidad.

1.4 HIPÓTESIS

Mediante el registro y análisis de los parámetros eléctricos de calidad de la energía en el punto de conexión del centro de carga con la red nacional, se conocerá si existen desviaciones de acuerdo a los límites estipulados en el Código de Red y en caso de encontrarlas, se proyectará cual es la mejor opción para contrarrestar el problema, realizando simulaciones del sistema eléctrico apoyado de herramientas computacionales de modelación de redes eléctricas.

1.5 OBJETIVO

Analizar los parámetros eléctricos de calidad de la energía de un centro de carga conectado en alta tensión con lo estipulado en el actual Código de Red, con el fin de determinar si existen violaciones de los límites de calidad de energía y su posible solución más conveniente desde el punto de vista de eficiencia y confiabilidad

1.6 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

La presente tesis está organizada de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se presentan los antecedentes ubicados relacionados con el cumplimiento de la calidad de la energía, la definición de la problemática observada la cual fue la motivación para el desarrollo del presente trabajo, la justificación de la evaluación, hipótesis que representa la posible solución a la problemática observada y al objetivo al cual se pretende llegar.

En el Capítulo 2 se presentan el marco teórico en el cual podemos observar el estado de arte actual y los límites y disturbios de calidad de la energía establecidos en el Código de Red, normas y estándares internacionales, todo esto con la finalidad de tener un panorama claro para la interpretación de resultados.

En el Capítulo 3 se describe la manera en cómo se lleva a cabo el desarrollo de las actividades previas al análisis de la calidad de la energía, procedimientos implementados, las características del equipo de medición y de las herramientas computacionales de apoyo.

En el Capítulo 4 se presentan los resultados de la comparación de la calidad de la energía que se registró contra los límites establecidos, esto con el propósito de evidenciar si existen problemas en algún parámetro eléctrico bajo análisis, en caso de confirmarlo, se analizara individualmente la mejor solución y el impacto en el sistema eléctrico con su implementación.



Por ultimo en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones de los análisis realizados y su viabilidad técnica para su implementación, además se analiza el grado de cumplimiento con el objetivo del trabajo y evalúa la hipótesis inicial para la solución de la problemática observada, además se describe una serie de recomendaciones para optimizar el uso y la calidad de la energía eléctrica.

2. MARCO TEÓRICO

El Código de Red que entro se publicó en el DOF el 8 de abril de 2016, y se proporcionó un periodo de 3 años para que los usuarios del sistema eléctrico nacional que se conectan en alta tensión puedan realizar las adecuaciones necesarias para su cumplimiento, plazo que venció el 8 de abril de 2019.

El Código de Red contiene el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga, en el cual se emiten los requerimientos técnicos que deben cumplir los centros de carga conectados en alta tensión en cuestiones de calidad de la energía.

Los parámetros específicos que deben ser observados por los Centros de Carga en su operación en el sistema eléctrico nacional, son requeridos en el Punto de Conexión, por lo que es obligación del Centro de Carga tomar las acciones necesarias para asegurar su cumplimiento en dicho Punto, los parámetros exigibles para un centro de carga conectado en alta tensión son los siguientes:

1. Tensión:
 - Variaciones de tensión de manera permanente,
 - Variaciones de tensión de manera temporal,
 - Condiciones transitorias de variación de tensión.
2. Frecuencia:
 - Variaciones de frecuencia de manera permanente,
 - Variaciones de frecuencia de manera temporal,
3. Factor de potencia.
4. Distorsión armónica de corriente:
 - Total (TDHi),
 - Individual.
5. Fluctuaciones de tensión (Flicker).
6. Desbalance de corriente.

2.1 Tensión

La estabilidad de la tensión representa un requerimiento para muchas aplicaciones en la industria que son sensibles a las variaciones ya sean prolongadas o momentáneas. Existen variaciones que no pueden ser controladas por la compañía suministrado ni por el usuario de la energía eléctrica, estas variaciones pueden tener causas como fenómenos naturales, fauna nociva, descargas atmosféricas, fallas de aislamiento, recierres, switcheo de carga o capacitores y vandalismo. (Arizpe, Neira & Lopez, 2013).

El estándar IEEE1159 “Recomendación practica para el monitoreo de la calidad de la energía” establece dos tipos de perturbaciones de la tensión como larga y corta duración, en la siguiente tabla se muestra las características principales y límites de los fenómenos electromagnéticos.

Categories	Typical spectral content	Typical duration	Typical voltage magnitude
1.0 Transients			
1.1 Impulsive			
1.1.1 Nanoseconds	5 ns rise	<50 ns	
1.1.2 Microseconds	1 μ s rise	50 ns – 1ms	
1.1.3 Milliseconds	0.1 ms rise	>1 ms	
1.2 Oscillatory			
1.2.1 Low frequency	< 5 kHz	0.3-50 ms	0.4 pu
1.2.2 Medium frequency	5-500 kHz	20 μ s	0.8 pu
1.2.3 High frequency	0.5-5 MHz	5 μ s	0.4 pu
2.0 Short –duration root-mean-square (rms) variations			
2.1 Instantaneous			
2.1.1 Sag		0.5-30 cycles	0.1-0.9 pu
2.1.2 Swell		0.5-30 cycles	1.1-1.8 pu
2.2 Momentary			
2.2.1 Interruption		0.5 cycles – 3s	<0.1 pu
2.2.2 Sag		30 cycles – 3s	0.1-0.9 pu
2.2.3 Swell		30 cycles – 3s	1.1-1.4 pu
2.3 Temporary			
2.3.1 Interruption		>3s – 1min	<0.1 pu
2.3.2 Sag		>3s – 1min	0.1-0.9 pu
2.3.3 Swell		>3s – 1min	1.1-1.2 pu
3.0 Long duration rms variations			
3.1 Interruption, sustained		>1 min	0.0 pu
3.2 Undervoltages		>1 min	0.8-0.9 pu
3.3 Overvoltages		>1 min	1.1-1.2 pu
3.4 Current overload		>1 min	
4.0 Imbalance			
4.1 Voltage		Steady state	0.5-2%
4.2 Current		Steady state	1.0-30%
5.0 Waveform distortion			
5.1 DC Offset		Steady state	0-0.1%
5.2 Harmonics	0-9 kHz	Steady state	0-20%
5.3 Interharmonics	0-9 kHz	Steady state	0-2%
5.4 Notching		Steady state	
5.5 Noise	Broadband	Steady state	0-1%
6.0 Voltage fluctuations	< 25 Hz	Intermittent	0.1-7% 0.2-2 Pst
7.0 Power frequency variations		<10 s	\pm 0.10 Hz

Tabla 2.1. Características principales y límites de los fenómenos electromagnéticos [IEEE1159].

2.1.1 Variaciones de tensión de larga duración

Las variaciones de larga duración de acuerdo al estándar IEEE1159 son aquellas que tienen una duración superior a 1 minuto, las variaciones de este tipo que se analizarán en el presente trabajo, son las siguientes:

- **Subtensiones:** Son definidas como una reducción del valor eficaz de la tensión de 0.8 a 0.9 [p.u.] por un período superior a 1 minuto. La entrada de carga, sobrecargas en los alimentadores o salida de bancos de capacitores pueden provocar subtensiones. Las subtensiones causan un aumento en las pérdidas eléctricas en los motores de inducción, parada de la operación de dispositivos electrónicos y mal funcionamiento de los sistemas de mando de motores.
- **Sobretensiones:** Las sobretensiones son caracterizadas por el aumento del valor eficaz de la tensión de 1.1 a 1.2 [p.u.] durante un tiempo superior a 1 minuto. Las sobretensiones pueden tener origen en la salida de grandes bloques de carga, entrada de bancos de capacitores y también al ajuste incorrecto de los taps de los transformadores (Harper, 1999).
- **Desbalance de la tensión:** Un desbalance de tensión puede ser estimado como el máximo desvío de la media de las tensiones de las tres fases divididas por la media de las tensiones, expresado en forma de porcentaje. La principal fuente de desequilibrio de tensión es la conexión de cargas monofásicas en circuitos trifásicos. El desbalance de la tensión afecta principalmente a la máquina eléctrica rotatoria provocando calentamiento y vibración adicional a la condición normal. La especificación CFE L0000-45 muestra los límites permitidos de desbalance de tensión en el punto de acometida.

Tensión (kV)	Desbalance (%)
Menor de 1	3
Mayor o igual de 1	2

Tabla 2.2. Desbalance máximo permitido en la tensión en el punto de acometida.

2.1.2 Variaciones de tensión de corta duración

Las variaciones de (corta) duración de acuerdo al estándar IEEE1159 son aquellas que tienen una duración inferior a 1 minuto, las variaciones de este tipo que se analizarán en el presente trabajo, son las siguientes:

- **Interrupción:** Una interrupción se caracteriza por ser un decremento de la tensión de alimentación a un valor menor que 0,1 [p.u] puede ser instantánea de 0,5 ciclos a 3seg., temporal de 3seg. A 1min. o permanente, más de 1min. Una interrupción puede ser resultado de fallas en el sistema eléctrico, fallas de los equipos o el mal funcionamiento de los sistemas de control. La duración de la interrupción debido a fallas en el sistema está determinada por los eventos que generan la falla.
- **Depresión de tensión (SAG):** La depresión de tensión es una reducción momentánea del valor eficaz de la tensión al orden de 0.1 a 0.9 puntos decimales [p.u.], con una duración entre 0,5 ciclos a 1 minuto. Generalmente está asociada a fallas en la red eléctrica, pero también puede ser producida por la entrada de grandes bloques de carga o arranque de grandes motores. La depresión de tensión puede provocar la parada de equipos electrónicos y la interrupción de los procesos productivos (Robledo, 2008).
- **Salto de tensión (SWELL):** El salto de tensión es caracterizado por el incremento del valor eficaz de la tensión en el orden de 1.1 a 1.8 [p.u.] con una duración entre 0,5 a 1 minuto. El salto de tensión es generalmente asociado a condiciones de conexión y desconexión de cargas o descargas atmosférica. El salto de tensión puede causar degradación y falla inmediata del aislamiento de los equipos y fuentes electrónicas, estas elevaciones.

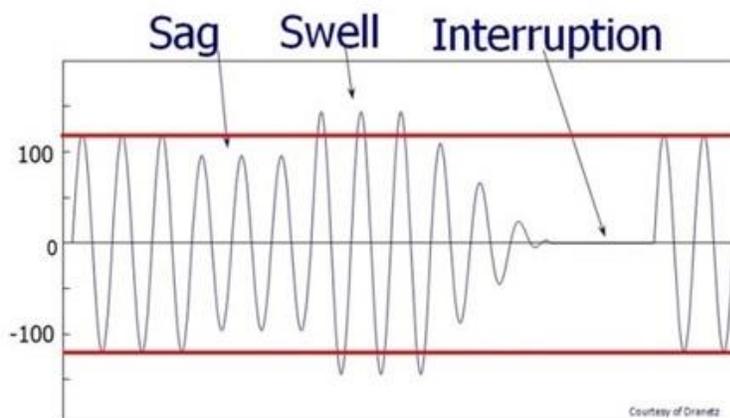


Figura 2.1. Gráfica de las variaciones de corta duración de la tensión.

2.1.3 Lineamientos de variaciones de tensión del Código de Red

En el nuevo Código de Red que entrara en vigor en abril del 2019 especifica que en estado de operación normal los centros de carga deberán soportar variaciones en el nivel de tensión de manera permanente, temporal y transitoria y seguir conectados, los límites establecidos se consideran dentro de las zonas seguras de operación de acuerdo a la curva ITIC (Barros, 2008).

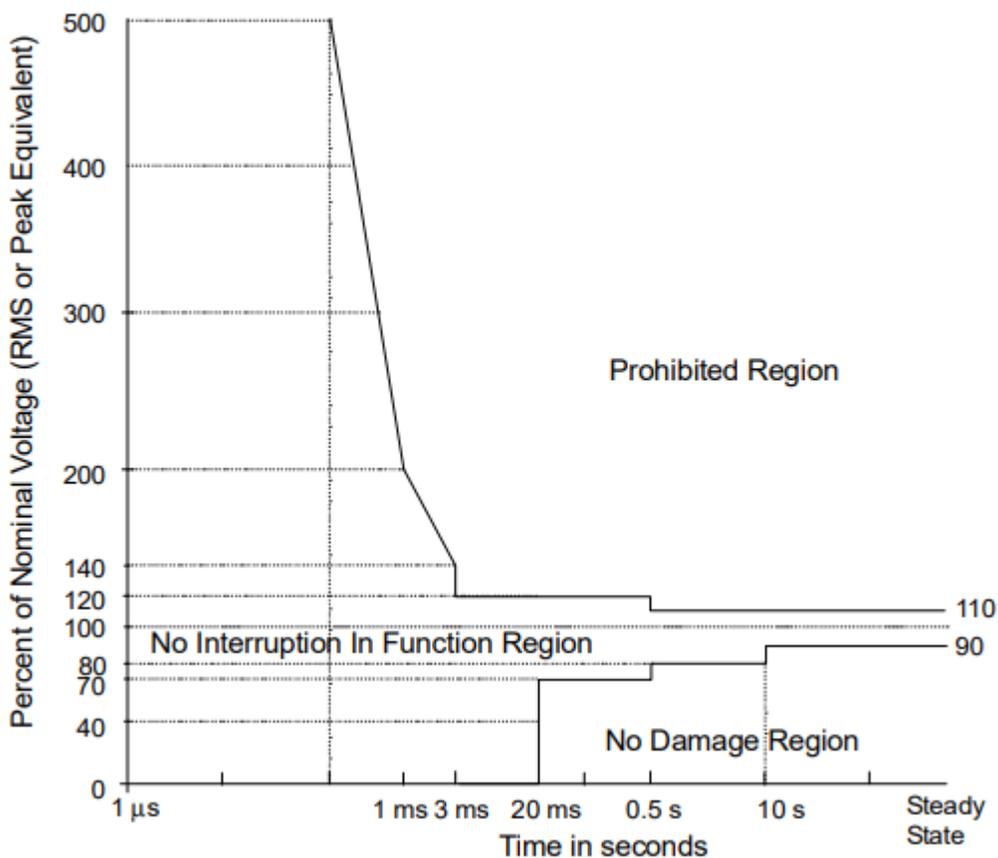


Figura 2.2. Curva ITIC o ITI

Los límites establecidos para las variaciones de tensión permanente y temporal hasta 20 minutos se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 2.3. Valores máximos y mínimos que deben soportar los centros de carga de manera permanente.

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima [kV]	Tensión mínima [kV]
400.0	420.0	380.0
230.0	245.0	218.5
161.0	170.0	152.9
138.0	145.0	131.1
115.0	123.0	109.2
85.0	92.0	80.7
69.0	72.5	65.5
34.5	38.0	32.7
23.0	25.0	21.8
13.8	15.0	13.1

Tabla 2.4. Valores máximos y mínimos que deben soportar los centros de carga de manera temporal.

Tensión Nominal [kV]	Tensión Máxima [kV]	Tensión Mínima [kV]
400.0	440.0	360.0
230.0	253.0	207.0
161.0	177.1	144.9
138.0	151.8	124.2
115.0	126.5	103.5
85.0	93.5	76.5
69.0	75.9	62.1
34.5	37.9	31.0
23.0	25.3	20.7
13.8	15.1	12.4

Adicional a lo anterior en el estándar IEEE std. 1100-2005 referente a la alimentación y aterrizamiento de equipo electrónico sensible, menciona que la máxima variación de tensión para equipamiento considerado como crítico no debe superar el 5% respecto a la tensión nominal.

2.2 Frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a

girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados o fallas en los equipos electrónicos de automatización que dependan de la frecuencia. En el Código de Red se muestran los límites de la frecuencia que los centros de carga deben soportar sin desconectarse del sistema eléctrico en estado permanente y por 30 minutos.

Tabla 2.5. Valores de frecuencia mínimos y máximos que deben soportar los centros de carga.

Tiempo	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia mínima [Hz]
Permanente	61.0	59.0
30 minutos	62.5	58.0

Además de los límites mostrados en el Código de Red, en el estándar IEEE-1100-2005 se recomienda valores de frecuencia de $\pm 1\%$ (0.6 Hz) para cargas normales como motores y alumbrado y $\pm 0.5\%$ (0.3 Hz) para cargas críticas como equipos electrónicos.

2.3 Factor de potencia

El factor de potencia es un indicador de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil, un bajo factor de potencia significa pérdidas de energía, lo que afecta la eficiencia en la operación del sistema eléctrico, por tanto, se penaliza con un recargo adicional en la factura eléctrica a las empresas que tengan un factor de potencia inferior al exigido por la compañía suministradora.

En otras palabras, el factor de potencia se define como la relación entre la potencia real (kW) utilizada para producir trabajo y la potencia aparente (kVA) que absorbe la carga, y se calcula como (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012):

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1)$$

Donde:

P=potencia real

S=Potencia aparente

Si el resultado que se obtiene de la relación de la potencia activa y aparente es un decimal menor que "1" (como por ejemplo 0,95), dicho número representará el factor de potencia correspondiente al desfase en grados existente entre la corriente eléctrica y la tensión.

Un bajo factor de potencia es indicativo de que se está suministrando gran cantidad de energía reactiva, que como ya se mencionó no realiza trabajo útil, sin embargo provoca

un aumento en el flujo de la corriente en conductores y transformadores, debido al aumento de la potencia aparente.

Para contar con un panorama claro del comportamiento del factor de potencia, a continuación se definen las potencias real, reactiva y aparente:

- **Potencia Real (P):** La potencia real o activa es la única encargada de realizar trabajo útil y su unidad de medida son los Watts y fluye desde la fuente hacia las cargas.
- **Potencia Reactiva (Q):** Esta potencia no produce trabajo útil, sin embargo es necesaria para generación de los campos electromagnéticos de elementos reactivos (inductores y capacitores), su unidad de Medida son los VAR, esta potencia puede fluir en ambas direcciones, de la carga hacia a fuentes o viceversa (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012).
- **Potencia Aparente (S):** Es el producto de la corriente y el voltaje eficaz, se puede obtener de la suma de los vectores gráficos de potencia Real y Reactiva (Harper, 1999), su unidad está dada en VA.

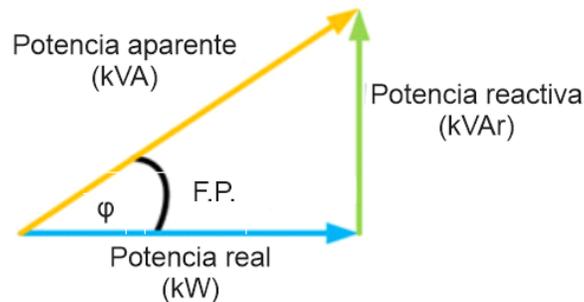


Figura 2.3. Triángulo de potencias para una carga resistiva-inductiva

El llamado triángulo de potencias es la mejor forma de ver y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o coseno de “fi” ($\cos \varphi$) y su estrecha relación con los distintos tipos de potencia presentes en un circuito eléctrico de corriente alterna.

Del análisis del triángulo de las potencias, se desprenden las siguientes ecuaciones para el cálculo de las potencias conociendo el ángulo de desfase:

$$P = S \cos (\varphi) \quad (2)$$

$$Q = S \operatorname{sen} (\varphi) \quad (3)$$

$$Q = P \tan (\varphi) \quad (4)$$

La orientación del triángulo de potencias está directamente relacionada con la impedancia del circuito, la figura 2.3 es la representación de un circuito resistivo-

inductivo donde la potencia real y la potencia reactiva fluyen desde la fuente a la carga; para un circuito resistivo-capacitivo, se utiliza un diagrama donde el ángulo es negativo (figura 2.4), el flujo de potencia real es de la fuente a la carga y el flujo de la potencia reactiva es de la carga a la fuente (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012).

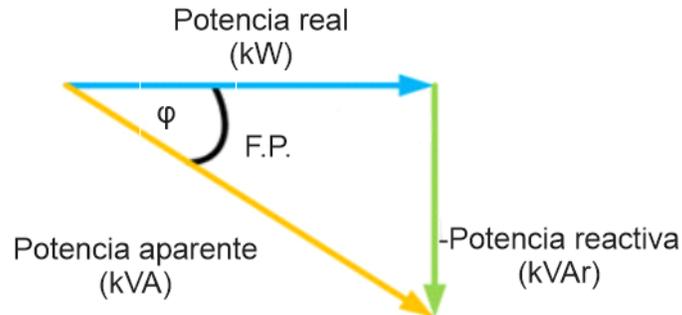


Figura 2.4. Triángulo de potencias para una carga resistivo-capacitiva

En sistemas eléctricos de potencia con diferentes puntos de generación y consumo de energía, de acuerdo el punto donde se observe el flujo de potencia, se pueden tener diferentes combinaciones y el triángulo de potencias puede estar orientado en cualquier cuadrante de un plano cartesiano de potencias, por lo cual es conveniente asignar un signo a las potencias real y reactiva para conocer si la potencia es generada (-) o absorbida (+).

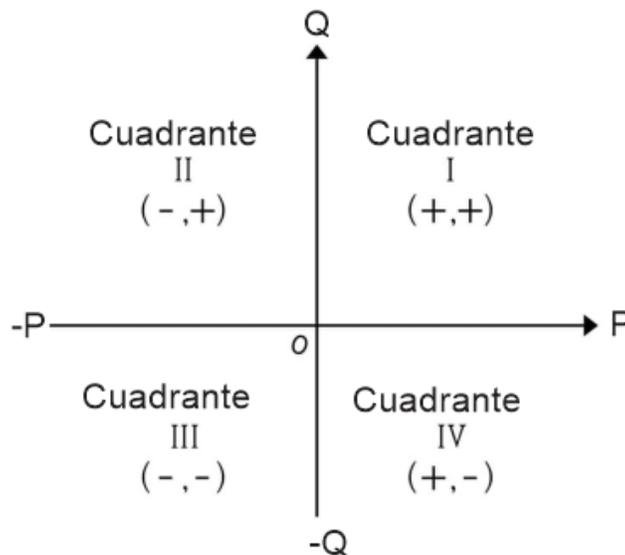


Figura 2.5. Plano cartesiano de potencias

2.3.1 Requerimiento del factor de potencia del Código de Red

Actualmente con la entrada en vigor del Código de Red se especifica en el “Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga” que el usuario conectado al sistema eléctrico nacional en alta tensión debe mantener un factor de potencia entre 0.95 en atraso y 1.0, con medición cinco-minutal el 95% del tiempo durante un periodo mensual, este requerimiento tendrá una vigencia de 10 años a partir de la publicación del manual referido en el Diario Oficial de la Federación.

Posterior a este periodo, el requerimiento de factor de potencia será del 97% en atraso y 100% con medición cinco-minutal, durante el 97% del tiempo, medido en periodos mensuales.

Por lo anterior y para evitar cargos en la facturación de energía eléctrica es importante conocer el comportamiento del factor de potencia y en su caso tomar las medidas necesarias para su corrección.

2.3.2 Corrección del factor de potencia

Debido al requerimiento del Código de Red referente al aumento del Factor de Potencia en los centros de carga en alta tensión, se hace necesario un análisis para poder corregir el factor de potencia en el punto de conexión con la red nacional.

En la industria es común que se cuente con gran variedad de equipos eléctricos que por sus características de operación provoquen un bajo factor de potencia, como lo son los motores de inducción, alumbrado fluorescente o led, transformadores, motores síncronos, rectificadores, hornos de inducción, soldadoras eléctricas, variadores de velocidad etc. Las consecuencias de contar con un bajo factor de potencia son las siguientes (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012):

- Aumento de pérdidas por efecto joule en conductores y transformadores ($P=I^2R$),
- Mayor caída de tensión al aumentar la corriente en conductores,
- Disminución de las capacidades de los equipos de conducción de la energía, principalmente transformadores y generadores.
- Inversión en nuevas instalaciones y en equipos para recuperar la capacidad de potencia aparente.

Para la corrección del factor de potencia en el punto de conexión del centro de carga con la red nacional, en primer lugar se debe de conocer la magnitud de la Potencia Real, el factor de potencia actual y el factor de potencia deseado. Se requiere que el propio centro de carga aporte la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia en el punto antes mencionado, en la siguiente figura se muestra el triángulo de potencias que ilustra la corrección del factor de potencia.

S1=Potencia aparente actual
 S2=Potencia aparente corregida
 Q1=Potencia reactiva actual
 Q2=Potencia reactiva corregida
 Qc=Potencia reactiva faltante

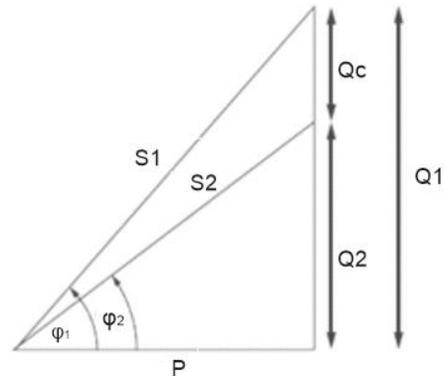


Figura 2.6. KVAR requeridos para mejorar el factor de potencia a un valor deseado

Para el cálculo de la magnitud de la potencia faltante Q_c para lograr el factor de potencia deseado se puede realizar en base a la relación del triángulo de potencias mostrado en la figura 2.6 en donde tenemos que:

$$\cos \varphi = FP = \frac{kW}{kVA} \quad (5)$$

$$\tan \varphi = \frac{kVAr}{kW} \quad (6)$$

$$\sin \varphi = \frac{kVAr}{kVA} \quad (7)$$

Considerando que la potencia real es constante, y los kVA y kVAr varían con el factor de potencia, la fórmula para el cálculo de los kVAr se puede expresar como:

$$Q = (P) (\tan \varphi) \quad (8)$$

En base a la fórmula anterior, los kVAr actuales y corregidos se pueden calcular con los factores de potencias actual y deseado.

$$Q_1 = (P) (\tan \varphi_1) \quad (9)$$

$$Q_2 = (P) (\tan \varphi_2) \quad (10)$$

La magnitud de kVAr necesaria para corregir el factor de potencia al valor deseado, es la diferencia de los dos resultados obtenidos con las fórmulas 9 y 10 y se puede describir en la siguiente ecuación:

$$Q_c = (P) (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \quad (11)$$

2.4 Distorsión armónica

Se conoce como distorsión armónica a la deformación de la onda de su característica sinusoidal pura original. En la actualidad, el problema de la distorsión armónica en los sistemas eléctricos se ha visto incrementado debido a las cargas no lineales que se encuentran conectadas a ellos.

Un análisis matemático (Serie de Fourier) de ondas distorsionadas por cargas no lineales muestra que ellas están compuestas de la onda seno fundamental, además de una o más ondas con una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Estos múltiplos de la frecuencia fundamental han sido llamados "armónicos". Los armónicos se expresan en términos de su orden, es decir, los armónicos de orden segundo, tercero y cuarto, tienen frecuencias de 120, 180 y 240 [Hz] respectivamente.

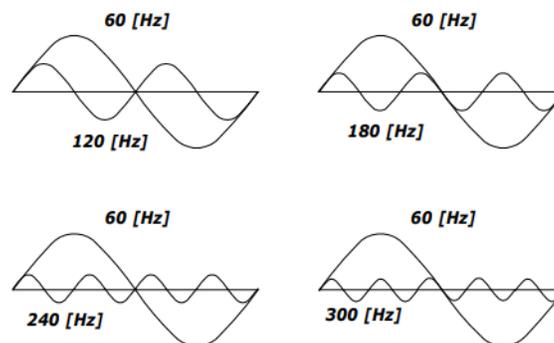


Figura 2.7. Onda senoidal de frecuencia fundamental y sus armónicos.

En la medida en que se incrementa el orden del armónico, su magnitud disminuye; por ello, los armónicos de orden inferior tienen mayor repercusión en el sistema de potencia, a continuación, se mencionan algunos efectos nocivos producidos por el flujo de corrientes con contenido armónico:

- Aumento en las pérdidas por calentamiento (efecto Joule $P=I^2R$)
- Sobrecalentamiento en conductores del neutro.
- Sobrecalentamiento en motores, generadores, transformadores y o cables, reduciendo su vida útil.
- Vibración en motores y generadores.
- Falla de bancos de capacitores.

- Falla de transformadores.
- Efectos de resonancia que amplifican los problemas mencionados anteriormente y pueden provocar incidentes eléctricos, mal funcionamiento y fallos destructivos de equipos de potencia y control.
- Problemas de funcionamiento en dispositivos electrónicos sensibles.
- Interferencias en sistemas de telecomunicaciones.

Algunos de las cargas no lineales en los sistemas eléctricos son:

- Motores de corriente directa accionados por tiristores
- Inversores de frecuencia
- Fuentes ininterrumpidas UPS
- Equipo electrónico
- Hornos de arco
- Hornos de inducción
- Equipos de soldadura
- Transformadores sobreexcitados

2.4.1 Requerimiento del contenido armónico de corriente del Código de Red

Para el caso de la distorsión armónica de corriente el Código de Red presenta 3 tablas con los límites de contenido armónico individual y total dependiendo del nivel de tensión. Para conocer el límite de contenido armónico se requiere conocer la relación I_{sc}/I_L , donde I_{sc} es el nivel de cortocircuito en el punto de común acoplamiento e I_L es la corriente máxima de carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses, en caso de no contar con este dato, se asume la corriente nominal de los transformadores de corriente del equipo de medición del suministrador.

Tabla 2.6. Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones menores a 69kV.

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

Tabla 2.7. Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones de 69kV a 161kV

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

Tabla 2.8. Límite de distorsión armónica de corriente para tensiones mayores a 161kV

Impedancia Relativa o razón de corto circuito (I_{cc}/I_L)	Límites para componentes armónicas impares en % de I_L					Distorsión armónica total de demanda en % (%DATD)
	Armónicas <11	Armónicas 11 a 16	Armónicas 17 a 22	Armónicas 23 a 34	Armónicas >34	
$I_{cc}/I_L < 50$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Las tablas mostradas en el Código de Red, tienen como referencia el estándar internacional IEEE-519 "Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System". En este estándar establece que para cumplir el límite de contenido armónico de corriente registrado durante el monitoreo de calidad de la energía, se debe considerar el peor de los casos en estado de operación normal, y en ningún caso, el percentil del 95%, puede ser mayor a los valores establecidos.

El DATD es el parámetro de referencia que establece los límites aceptables de distorsión en corriente en la norma IEEE 519, este parámetro está definido debido a que es común encontrar niveles de Distorsión Total Armónica de corriente (THDi) altos en condiciones de baja carga que no afectan la operación de los equipos ya que la energía que fluye es también baja. Las ecuaciones para conocer estos dos parámetros son los siguientes:

$$\%THDi = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I} \quad (12)$$

$$\%DATD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (13)$$

Donde:

I_h = Magnitud de la armónica individual

h = orden armónico

I = demanda de la corriente registrada.

I_L = demanda máxima de la corriente fundamental de carga, que se calcula como el promedio máximo mensual de demanda de corriente de los 12 últimos meses o puede estimarse.

El equipo de medición utilizada, sola realiza el cálculo de THDi, conociendo este valor y las ecuaciones 12 y 13 se puede calcular el valor de DATD mediante la siguiente ecuación:

$$\%DATD = \frac{(THDi)(I)}{I_L} \quad (14)$$

2.4.2 Filtro de corrientes armónicas

Existen diferentes métodos para la mitigación de la distorsión armónica de corriente, la selección de cada uno de ellos varía de acuerdo a las necesidades del sistema eléctrico bajo análisis y las características del contenido armónico encontrado, a continuación se enlistan algunos de estos métodos (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012):

- Reemplazar las cargas no lineales por otras que produzcan menos distorsión armónica;
- Uso de transformadores con devanados secundarios múltiples con convertidores de pulsos múltiples;
- Uso de transformadores zigzag;
- Uso de filtros pasivos;
- Uso de filtros activos.

Alguno de los métodos anteriores no son viables en la práctica para solucionar el problema de distorsión armónica, en centros de carga con sistemas eléctricos en operación, por ejemplo, el remplazo de transformadores por otros diseñados para la mitigación de contenido armónico, y el remplazo de cargas no lineales en operación, representan altos costos económicos, por lo que comúnmente no son una solución recomendada.

Los filtros activos utilizan la electrónica de potencia para reducir el contenido armónico de un sistema eléctrico, están constituidos por un inversor y un controlador, los cuales en conjunto inyectan corrientes con la misma frecuencia del armónico o armónicos deseados para su eliminación (Barcón, Guerrero & Martínez, 2012).

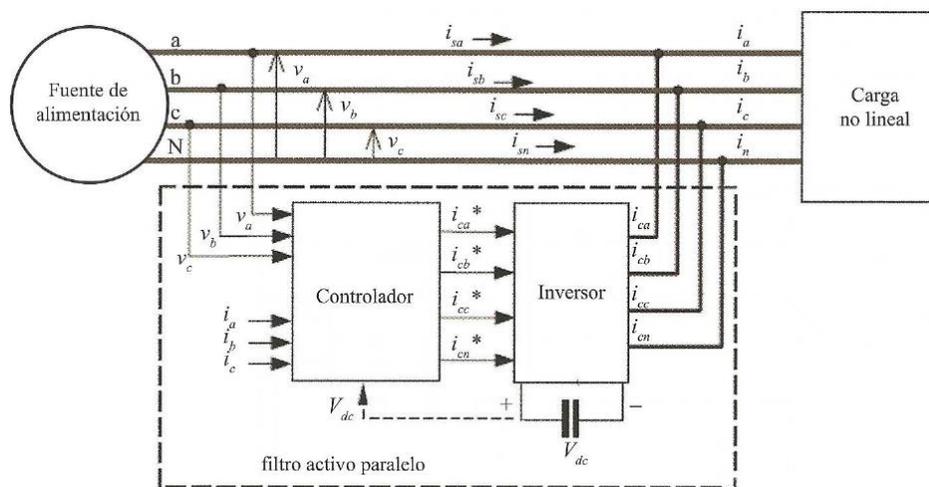


Figura 2.8. Diagrama de conexión de filtro activo paralelo.

Los filtros activos pueden dimensionarse para compensar la potencia reactiva, balancear la carga, y eliminar corrientes en el neutro, sin embargo, estas configuraciones le dan un costo demasiado elevado por lo que su aplicación con estas prestaciones es escasa. Los filtros mitigan algunas de las desventajas de los filtros pasivos (resonancia, dinamismo, eficiencia, sensibilidad); sin embargo, para cargas con contenido armónico por encima de 1 MW, los filtros pasivos son una opción económica (Ramana, Chowdary y Ratnam, 2014).

En contraste de los anteriores, el uso de filtro de armónicos pasivo paralelo s (FPP), son los dispositivos de mayor utilización en sistemas eléctricos industriales por su simpleza, fácil mantenimiento, economía y exactitud aceptada de acuerdo a su costo-beneficio (J. Arrillaga & N. Watson, 2003), estos filtros son un circuito RLC, el cual presenta una mínima impedancia a la frecuencia de un armónico o armónicos definidos a los cual fue diseñado. Además de filtrar los armónicos, este tipo de filtros al estar constituidos por un

capacitor tiene la ventaja de aportar potencia reactiva al sistema eléctrico y corregir el factor de potencia en el punto de común acoplamiento.

Existen diferentes configuraciones de FPP, sin embargo las más utilizadas en la industria son el filtro sintonizado simple, el cual es un capacitor en serie con un inductor conectados en paralelo al sistema eléctrico, se utiliza para el filtrado de un armónico en particular que se desea eliminar, en general armónicos de bajo orden, 3°, 5°, 7°, etc., y el filtro de 2° orden el cual es un inductor en paralelo con una resistencia, en serie con un capacitor, se utiliza para filtrar armónicas de alta frecuencia, normalmente 11°, 13° y superiores, las configuraciones más comunes de los FPP se muestran en la siguiente figura:

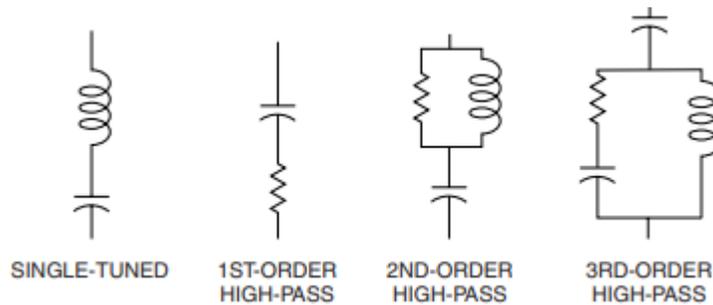


Figura 2.9. Configuraciones más comunes de los FPP.

El funcionamiento del FPP se basa en que C y L entran en resonancia serie y proveen un camino de baja impedancia menor al que provee el sistema eléctrico, para la corriente del armónico particular o un rango de armónicos específico, en caso de contar con la presencia de armónicos de diferente orden, se puede dimensionar diferentes filtro conectados en paralelo para cada uno, en la siguiente figura se muestra su característica de la frecuencia de la impedancia del FPP simple.

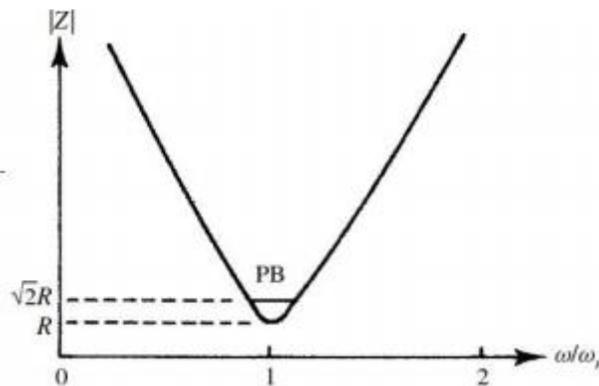


Figura 2.10. Característica de la frecuencia de la impedancia del filtro FPP simple.

Para el dimensionamiento del FPP simple, se debe conocer el primer lugar la frecuencia a la cual será sintonizado, esto se logra realizando una medición con un analizador de

calidad de la energía donde se logre observar todo el espectro armónico y conocer cual o cuales armónicos son los de mayor presencia y se deseen eliminar.

En segundo lugar, se debe conocer la magnitud de la potencia reactiva que se requiere para poder corregir el factor de potencia, este será el punto de partida para dimensionar C y L partiendo de las siguientes ecuaciones (Dugan, McGranaghan, Santoso & H. W. Beaty, 2004).

$$X_{C1} = \frac{kV^2}{kVAr} \quad (15)$$

$$X_{Ch} = X_{Lh} \quad (16)$$

$$X_{Ch} = \frac{X_{C1}}{h} \quad (17)$$

$$X_{Lh} = hX_{L1} \quad (18)$$

entonces
$$X_{L1} = \frac{X_{C1}}{h^2} \quad (19)$$

Donde:

X_{C1} = Reactancia capacitiva

X_{Ch} = Reactancia capacitiva a la frecuencia del armónico

X_{L1} = Reactancia inductiva

X_{Lh} = Reactancia inductiva a la frecuencia del armónico

h = Orden del armónico que se requiere filtrar

Por ultimo para conocer el valor de la capacitancia y la inductancia, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$X_{C1} = \frac{1}{2\pi f * C} \quad (20)$$

$$X_{L1} = 2\pi f * L \quad (21)$$

$$C = \frac{1}{2\pi f * X_C} \quad (22)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (23)$$

Donde:

X_F = Reactancia del filtro

X_C = Reactancia del capacitor

X_L = Reactancia del inductor

C = Capacitancia en faradios

L = Inductancia en henrios

f = frecuencia fundamental (60 Hz)

Para conocer la precisión de la sintonización de los FPP y la tasa de pérdidas de energía, existe un factor llamada factor de calidad del filtro (Q), entre mayor resulte Q mejor será la afinación del filtro y se tendrán menos pérdidas, sin embargo aumenta el costo del filtro, Q se define con la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{X_0}{R} \quad (24)$$

$$X_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (25)$$

Donde normalmente R es el valor de resistencia del inductor (el cual tiene un valor relativamente bajo), lo cual da como resultado un valor Q muy alto y una acción de filtrado muy afinada, lo cual es satisfactorio dando un filtro muy fácil de operar y económico con un consumo de energía bajo (Dugan, McGranaghan, Santoso & H. W. Beaty, 2004). Los valores típicos de Q para FPP simples sintonizados varían entre 30 y 60 (J. Arrillaga & N. Watson, 2003). Para conocer el costo por pérdidas en el filtro, se requiere realizar un análisis que incluya los costos tarifarios y penalización o bonificación del factor de potencia.

Una vez dimensionado el FPP sintonizado, se debe verificar que cumple con los requerimientos de servicio como son voltaje pico, voltaje rms y corriente, además, ya que el FPP consume más corriente a la frecuencia fundamental que un banco de capacitores típico, la potencia reactiva inyectada al sistema será mayor por lo que también se deben evaluar los kVA producidos, normalmente esta verificación implica la operación del banco de capacitores, (Dugan, McGranaghan, Santoso & H. W. Beaty, 2004). El IEEE Standard 18-2002, IEEE Standard for Shunt Power Capacitors establece los límites no deben superar para su segura puesta en servicio.

- 110% del voltaje rms;
- 120% del pico de voltaje;
- 135% de la corriente rms;
- 135% de la potencia reactiva kVAr.

2.5 Variaciones periódicas de amplitud de la tensión.

El Flicker es un disturbio en la amplitud de la tensión, es de tipo conducido, no simétrico (distinto en cada fase), cuya principal consecuencia es la variación del brillo de las luminarias, que causa molestia visual y que produce cansancio. Los efectos del flicker

son principalmente problemas fisiológicos, en general no se afecta a los equipos conectados a los sistemas eléctricos.

Las fluctuaciones de voltaje pueden originarse en la generación, pero más frecuentemente son producidas en los equipos o cargas conectadas al sistema eléctrico. Los principales generadores de fluctuaciones de voltaje son:

- Hornos del arco;
- Máquinas soldadoras;
- Alternadores (generadores eólicos e impulsados por combustión interna);
- Motores.

Para la evaluación de la severidad del flicker, el estándar IEEE std. 1453, utiliza los índices P_{st} (tiempo corto) y P_{lt} (tiempo largo), y son definidos de la siguiente forma:

P_{st}

Se basa en un período de observación de 10 min, este período se basa en la evaluación de perturbaciones con un ciclo de trabajo corto o aquellas que producen fluctuaciones continuas.

P_{lt}

La gravedad del parpadeo a largo plazo, P_{lt} , se calcula a partir de 12 valores P_{st} sucesivos, durante un periodo de 2 horas. Se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{j=1}^{12} P_{st j}^3} \quad (26)$$

Para la evaluación de las variaciones periódicas de tensión, existen otros 3 indicadores adicionales establecidos en la norma IEC 61000 3-3, denominados dt (característica de cambio de tensión), d_{max} (característica de tensión máxima) y dc (cambio de tensión en estado estacionario).

dt

Es el cambio de tensión evaluado de fase a tierra como un valor simple para cada medio periodo entre cruces por cero de la fuente de tensión entre intervalos de tiempo en los cuales la tensión está en condiciones de estado estacionario hasta 1 s.

d_{max}

Es la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la característica de cambio de tensión.

dc

Es la diferencia entre dos tensiones medidas de fase a tierra y en estado estacionario separados por una característica de cambio de tensión.

En la siguiente figura mostrada en el Anexo C de la norma IEC-61000 3-3, se observa de forma gráfica estos indicadores.

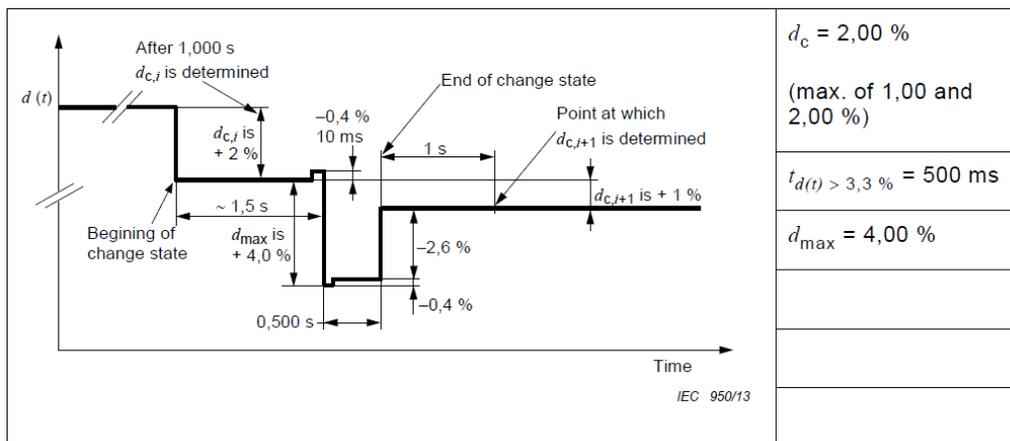


Figura 2.11. Gráfica de indicadores de fluctuaciones de tensión.

2.5.1 Límites de las variaciones periódicas de tensión de acuerdo al del Código de Red

Para las variaciones periódicas de amplitud de la tensión o Flicker el Código de Red contempla 5 indicadores que deben cumplir todos los centros de carga:

- Variaciones de tensión de corto plazo (P_{st});
- Variaciones de tensión de largo plazo (P_{lt});
- Característica de cambio de tensión (dt), para más de 500 msec;
- Cambio de tensión en estado estacionario (dc);
- Cambio de tensión máxima (d_{max}).

Los límites especificados se observan en la siguiente tabla:

Tabla 2.9. Límite de las variaciones de tensión.

Indicador	Límite
P_{st}	≤ 1
P_{lt}	≤ 0.65
dt	$\leq 3.3\%$ Durante el cambio de tensión para más de 500 ms.
dc	$\leq 3.3\%$
$dmax$	$\leq 4\%$ Sin condiciones adicionales. $\leq 6\%$ Para equipo que es conmutado manualmente o con una frecuencia mayor a 2 veces por día y también con arranque retardado de más de 10 segundos, o arranque manual después de una interrupción en el suministro de energía. $\leq 7\%$ Para equipo que es conmutado hasta dos veces al día.

Nota 1. P_{st} y P_{lt} no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día y los límites dt , dc y $dmax$ deben aplicarse con las tensiones previas multiplicadas por el factor 1.33.

Nota 2. Los límites no aplican a conmutaciones por interrupciones de emergencia.

2.6 Desbalance de corriente

El desbalance de corriente es cuando los fasores de cada fase son distintos en su relación y magnitud, así como cuando su separación angular es diferente a 120° . La magnitud del desbalance dependerá principalmente del tipo de las cargas que son alimentadas, variando por el tipo de alimentación de cada una de ellas (cargas monofásicas), así como también por el tipo de cargas que sean (cargas no lineales).

Una magnitud alta de desbalance puede llegar a provocar sobrecalentamiento en cables de alimentación, transformadores, motores, generadores, y protecciones que incluso podrían llegar a operar, además se presenta una circulación de corriente indeseable por el conductor neutro. En la mayoría de los casos, el desbalance de corriente es provocado principalmente por un incorrecto balanceo de cargas monofásicas como lo suelen ser los sistemas de iluminación 480-277 V o circuitos de alimentación de 220-127V.

En sistemas eléctricos industriales se espera que en un sistema trifásico de cuatro hilos, la corriente que circula por el neutro sea apenas un 20% de la corriente de fase, sin embargo en caso de alimentar cargas no lineales con componentes armónicos impares, en particular los múltiplos de tres, inciden en el aumento de la corriente de neutro aunque el sistema se encuentre balanceado. En un sistema trifásico de cuatro hilos con cargas no lineales balanceadas, la corriente en el neutro dependerá básicamente del contenido armónico de las corrientes de fases (Suárez, di Mauro, Anaut & Agüero, 2010).

En el caso del porcentaje de Desbalance de Corriente, se evalúa de la misma manera en la que se realiza la Distorsión Armónica, considerando la Impedancia Relativa del sistema eléctrico (I_{cc}/I_L) así como también el nivel de tensión nominal en el que se encuentre alimentado.

Para corregir los problemas ocasionados por un alto porcentaje de desbalance dentro del sistema eléctrico, lo principal es conocer la posible causa del desbalance, el cual puede ser solucionado realizando un balance de cargas para distribuir la energía de manera uniforme en las 3 fases, o en casos donde se presente alto contenido armónico por cargas no lineales en especial los armónicos impares que incrementen la corriente en el neutro de manera importante, la implementación de filtros de armónicos tienen la capacidad de corregir el desbalance entre las fases eliminando la corriente circulante por el neutro, logrando con ello solucionar de manera precisa los problemas de Calidad de la Potencia (Suárez, di Mauro, Anaut & Agüero, 2010).

2.6.1 Límites del desbalance de corriente

El Código de Red muestra los límites permitidos de desbalance de corriente en el punto de acometida, se evalúa de manera similar a la distorsión armónica, considerando la impedancia relativa del sistema (I_{cc}/I_L), así como el nivel de tensión a la que está conectado el centro de carga.

Tabla 2.10. Límite del desbalance de corriente.

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

El actual Código de Red exige que se cumpla con un límite de desbalance de corriente entre las tres fases, la tabla 5 antes mostrada. Para calcular el desbalance de corriente de secuencia negativa, se obtiene de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$D_2 = \left| \frac{CA + a^2 \cdot CB + a \cdot CC}{CA + a \cdot CB + a^2 \cdot CC} \right| \times 100 \quad (27)$$

Mientras que para el cálculo del desbalance de corriente de secuencia cero, se puede realizar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$D_0 = \left| \frac{CA + CB + CC}{CA + a \cdot CB + a^2 \cdot CC} \right| \times 100 \quad (28)$$

Donde:

CA, CB, CC= Componentes fasoriales de frecuencia fundamental de las fases A, B y C.

D_0 = Desbalance calculado con la relación de secuencia cero referida a la secuencia positiva.

D_2 = Desbalance calculado con la relación de secuencia negativa referida a la secuencia positiva

$a = -0.5 + j0.866$; $a^2 = -0.5 - j0.866$

3. DESARROLLO

En este capítulo se describe el procedimiento y la descripción de las características de los equipos y herramientas computacionales utilizadas para llevar a cabo el análisis de calidad de la energía de un centro de carga conectada en alta tensión.

3.1 Procedimiento

Para conocer la calidad de la energía en el punto de conexión del centro de carga con la red nacional, se llevó a cabo el siguiente procedimiento:

- En primer lugar se realizó un monitoreo de los parámetros de calidad de la energía con un analizador de redes clase A marca Fluke Modelos 435 II en el punto de común acoplamiento, el monitoreo tuvo una duración de 30 días en el periodo del 06 de octubre al 05 de noviembre del 2019, con una medición cinco-minutal, esto con la finalidad de cumplir con lo estipulado en el Código de Red.
- Posterior a este periodo, se procedió a la desconexión del equipo de medición y la información obtenida se procesó mediante el software Power Log de la misma marca Fluke, para conocer y analizar el perfil de los parámetros de calidad de la energía, estadísticas y eventos registrados.
- Con la información de los perfiles de los parámetros de calidad de la energía, se procedió con la comparación de los límites máximos y mínimos contra los límites estipulados en el Código de Red para conocer su grado de cumplimiento o porcentaje de desviación.
- En los casos en donde se detectó desviaciones de calidad de la energía de acuerdo a los límites establecidos, se realizó un análisis para conocer la mejor solución y el impacto en el resto del sistema eléctrico, este análisis se realizó con el apoyo de la herramienta computacional ETAP 19.01, en la cual se modeló el sistema eléctrico del centro de carga bajo análisis, y se proyectaron las diferentes soluciones propuestas para conocer el impacto en el resto de los parámetros de calidad de la energía.
- Por último, se realizan las conclusiones para cada parámetro eléctrico bajo estudio individualmente, así como una serie de recomendaciones y posibles soluciones en caso de detectar desviaciones respecto lo estipulado en el Código de Red.

3.2 Equipo de medición, conexión y configuración

El equipo de medición usado para el monitoreo de calidad de la energía, fue el analizador de redes marca Fluke Modelos 435 II, de acuerdo al fabricante, el equipo de

medición esta categorizado como clase A de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30, la cual define los procedimientos de medida de cada uno de los parámetros eléctricos en base a los cuales se determina la calidad del suministro eléctrico para así obtener resultados fiables, repetibles y comparables con un bajo porcentaje de incertidumbre, la norma estandariza los siguientes parámetros de medición:

- Frecuencia de alimentación
- Valor de la tensión de alimentación
- Parpadeo de tensión (ref. a IEC 61000-4-15)
- Fluctuaciones de tensión
- Interrupciones de tensión
- Desequilibrios de la tensión de alimentación
- Armónicos de tensión e interarmónicos (ref. a IEC 61000-4-7)
- Tensión de señalización de la red eléctrica
- Cambios rápidos de tensión
- Valor de la corriente
- Armónicos de corriente e interarmónicos (ref. a IEC 61000-4-7)
- Desequilibrios de corriente

El fabricante del analizador de redes presenta la siguiente tabla en los modelos serie 430 para la selección del equipo de medición:

Tabla 3.1. Selección del equipo de medición marca Fluke serie 430.

Modelo	Fluke 434-II	Fluke 435-II	Fluke 437-II
Cumplimiento de norma estándar	IEC 61000-4-30 Clase S	IEC 61000-4-30 Clase A	IEC 61000-4-30 Clase A
Voltios Amperios Hz	•	•	•
Caidas de tensión y sobretensiones	•	•	•
Armónicos	•	•	•
Potencia y energía	•	•	•
Calculadora de pérdida de energía	•	•	•
Desequilibrio	•	•	•
Monitor	•	•	•
Corriente de arranque	•	•	•
Captura de forma de onda de evento		•	•
Flicker (Fluctuaciones rápidas de tensión)		•	•
Transitorios		•	•
Señalización de la red		•	•
Onda de potencia		•	•
Eficacia del inversor de potencia	•	•	•
400 Hz			•
Estuche blando, modelo C1740	•	•	
Maletín rígido con ruedas, modelo C437-II			•
Tarjeta SD (máx. 32 GB)	8 GB	8 GB	8 GB

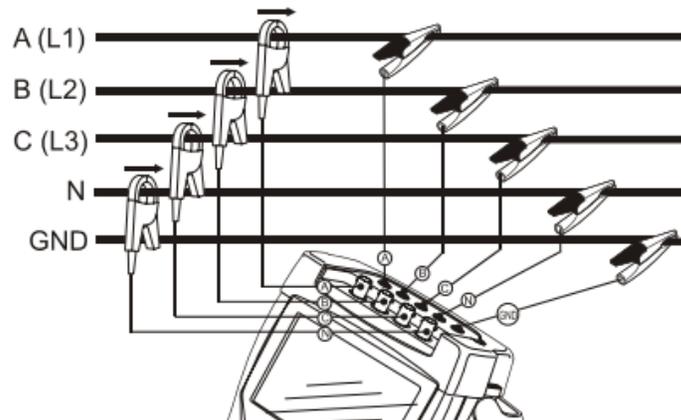


Figura 3.1. Conexión de Analizador de redes Fluke 435II

Actualmente no existe en el mercado, equipos de medición que se puedan conectar directamente a tensiones mayores a 1000V, para realizar monitoreo de los parámetros eléctricos en tensiones superiores a 1000V, se utilizan instrumentos de medición como lo son los transformadores de potencial (TP's) y los transformadores de corriente (TC's). En el presenta caso de estudio, la tensión nominal en el punto de común acoplamiento del centro de carga y la red nacional es de 115 kV, por lo cual se utilizaron los instrumentos de medición instalados actualmente y usados para facturación del consumo de energía eléctrica. En la siguiente figura podemos observar la configuración de los TC's y TP's disponibles.

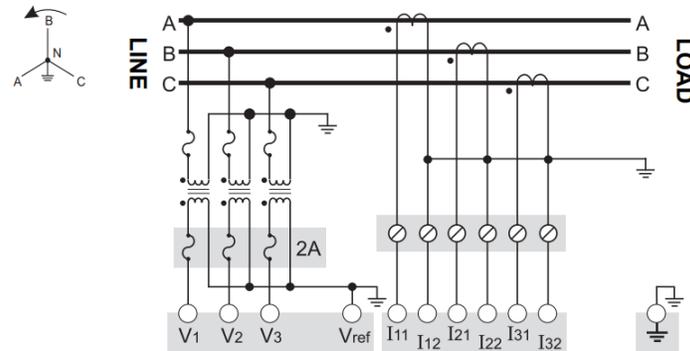


Figura 3.2. Configuración de TC's y TP's disponible.

Las relaciones de transformación de los instrumentos de medición son las siguientes:

- TP's: Tensión de línea a tierra lado primario 72kV
Tensión de línea a tierra lado secundario 120V
Relación de transformación de 600
- TC's: Corriente lado primario 100A
Corriente lado secundario 5A
Relación de transformación de 20

El analizador de redes se conectó directamente en las terminales de tensión marcadas como V₁, V₂ y V₃ de la figura 3.2 a 120V, en la configuración se ingresó la relación de transformación de los TP's para observar el comportamiento de la tensión en el lado de alta tensión. Para la medición de la corriente se utilizó sondas de corriente modelos i5S de la misma marca Fluke, estas sondas de corriente tienen un rango de medición de 0 a 5A y están especialmente diseñadas para la medición por medio de TC's, de igual manera que para la tensión, en la configuración del equipo de medición se estableció el tipo de sonda utilizada y la relación de transformación de los TC's para observar el comportamiento de la corriente real que fluye en el lado de alta tensión.



Figura 3.3. Sonda de corriente Fluke modelo i5S.

Especificaciones		
Rango de corriente nominal	5 A	
Rango de corriente continua	10 mA a 6 A	
Corriente máxima no destructiva	70 A	
Corriente mínima de medición	10 mA	
Precisión básica	De 48 Hz a 65 kHz	
	10 mA a 1 A	1 % + 5 mA
	1 A a 5 A	1 %
Frecuencia usable	40 Hz a 5 kHz	
Niveles de salida	400 mV/A	
Impedancia de carga de entrada	> 1 M Ω en paralelo hasta 47 pF	
Factor de cresta	≤ 3 , se añade 0.7 % a la precisión	
Especificaciones de seguridad		
Seguridad	CAT III 600 V de acuerdo con la norma IEC/EN61010-1, grado de polución 2	
Voltaje máximo	600 V de CA	
Especificaciones mecánicas y generales		
Garantía	1 año	
Diámetro máximo del conductor	15 mm	
Longitud del cable de salida	2.5 m	
Adaptador para BNC	Sí	
Adaptador BNC para conectores tipo banana incluido	No	

Figura 3.4. Características sonda de corriente Fluke modelo i5S.

3.3 Herramientas computacionales

Para el análisis de los monitores realizados se utilizó el software Power Log de la marca Fluke, en el cual es posible observar el comportamiento de los diferentes parámetros eléctricos en el tiempo, además de ver estadísticas, eventos transitorios y generar tabla de datos.

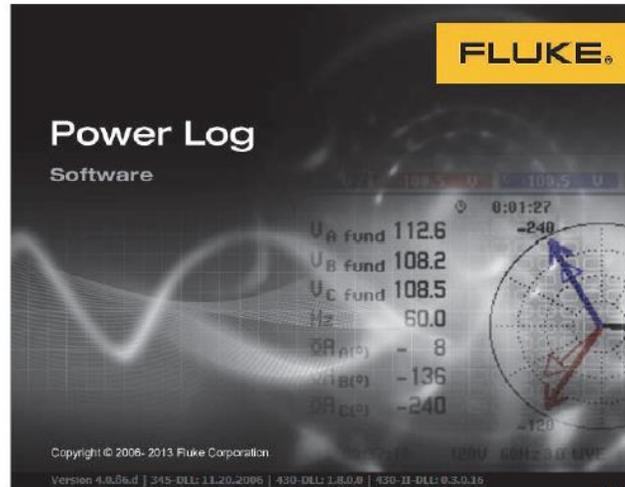


Figura 3.5. Pantalla de bienvenida Power Log.

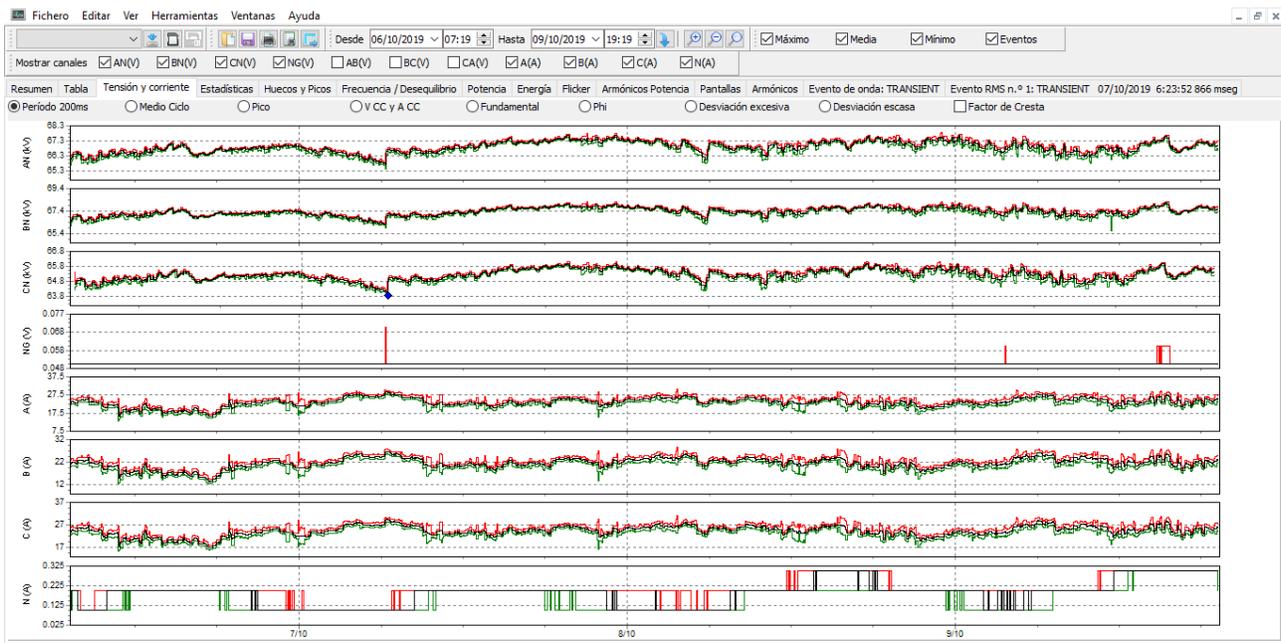


Figura 3.6. Interfaz de usuario Power Log.

Por otro lado, para la simulación del comportamiento del sistema eléctrico del centro de carga y brindar la mejor solución a las desviaciones encontradas, se utilizó el software ETAP 19.01, el cual es una herramienta que permite modelar sistemas eléctricos bajo estándares normalizados y a partir de ahí realizar diversos análisis como lo son cortocircuito, flujos de potencia, coordinación de protecciones, arc flash, flujo de armónicos, estabilidad transitoria, etc. Este software tiene un papel importante para analizar las ventajas o desventajas por la implementación de soluciones que permitan corregir los parámetros de calidad de la energía dentro de los límites aceptables estipulados en el Código de Red.

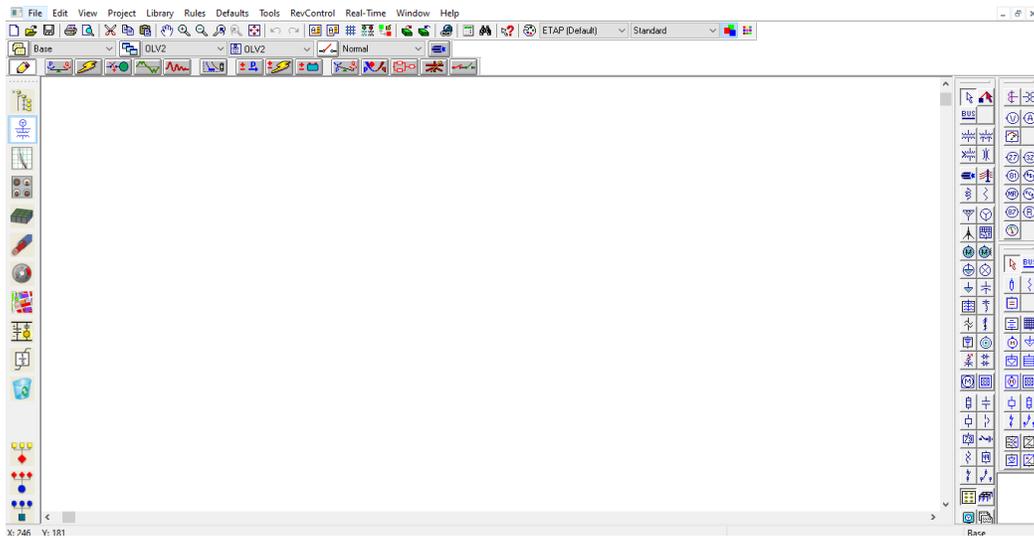


Figura 3.7. Interfaz de usuario ETAP 19.01

4. RESULTADOS

4.1 Descripción del sistema eléctrico del centro de carga

El centro de carga bajo análisis, está ubicado en la ciudad de Santiago de Querétaro, Querétaro, México, el punto de conexión con el sistema eléctrico nacional se realiza en un nivel de tensión de 115 kV, mediante una línea de transmisión con configuración de tres hilos. Mediante dos transformadores de potencia de 10.5 MVA reduce la tensión a 4.16 kV para la distribución hacia las diferentes subestaciones eléctricas dentro del centro de carga, desde cada subestación eléctrica derivada, se reduce la tensión a un nivel de 440 V y en algunos casos se alimentan motores directamente conectados en media tensión (4.16 kV).

Además de lo anterior, el sistema eléctrico cuenta con dos generadores de energía eléctrica, el primer generador es accionado por una turbina de vapor con una capacidad nominal de 11.5 MW a 4.16 kV, el vapor usado para el accionamiento de la turbina, es generado por los procesos de producción del propio centro de carga, por lo que la generación del mismo está limitada al nivel de producción existente. El segundo generador es accionado por una turbina de gas con una capacidad nominal de 7.2 MW a 4.16 kV, los generadores son utilizados para el consumo de energía del sistema eléctrico del centro de carga y para inyectar potencia hacia la red nacional. En la siguiente figura, se muestra el diagrama simplificado del sistema eléctrico.

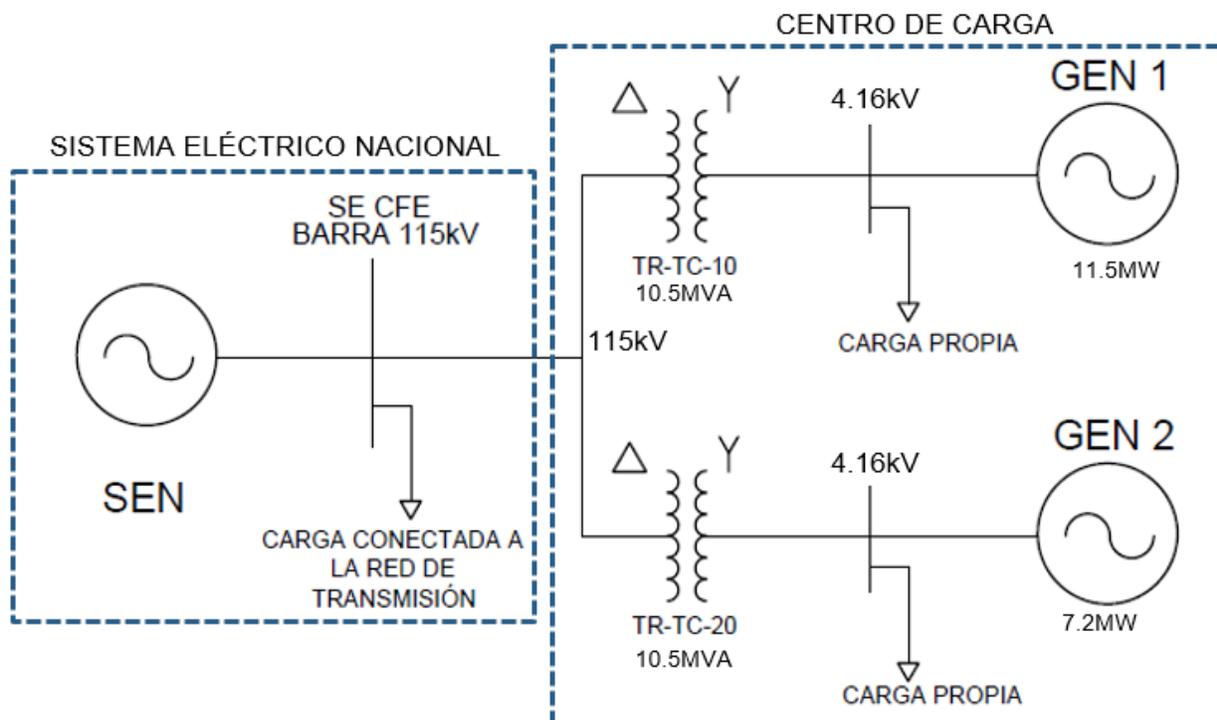


Figura 4.1. Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico del centro de carga.

4.2 Perfil de tensión

A continuación se muestran los gráficos del comportamiento de la tensión de fase a fase en estado estable durante el monitoreo, en la tabla 3.2 se muestra en forma de resumen los rangos de tensión mínimos, media y máximos.

Tabla 4.1. Resumen de los resultados del perfil de tensión.

Tensión	Máximo (V)	Media (V)	Mínimo (V)
V _{A-B}	116,586	114,887	112,542
V _{B-C}	117,408	115,684	113,400
V _{C-A}	116.586	114,887	112,542



Figura 4.2. Perfil de tensión de fase a fase.

De acuerdo a la tabla y figura anteriores, se observa que en el punto de acometida existe una tensión estable dentro de los límites especificados en el Código de Red, el comportamiento de la tensión es lineal en estado de operación normal, con pequeñas variaciones normales de acuerdo a la operación de los sistemas eléctricos.

En las siguientes figuras, se muestran las gráficas de las estadísticas de los niveles de tensión registrados, en donde el eje X es el nivel de tensión en V, y el eje Y es el número de eventos registrados a ese nivel de tensión.

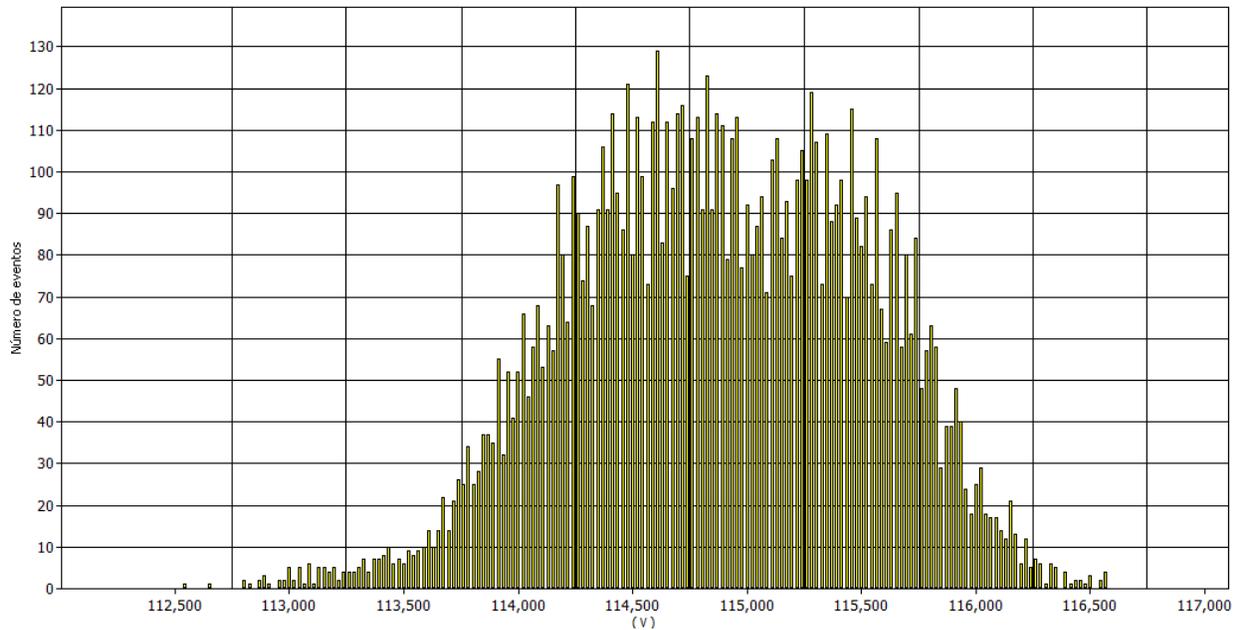


Figura 4.3. Estadística de los niveles de tensión entre fases A-B.

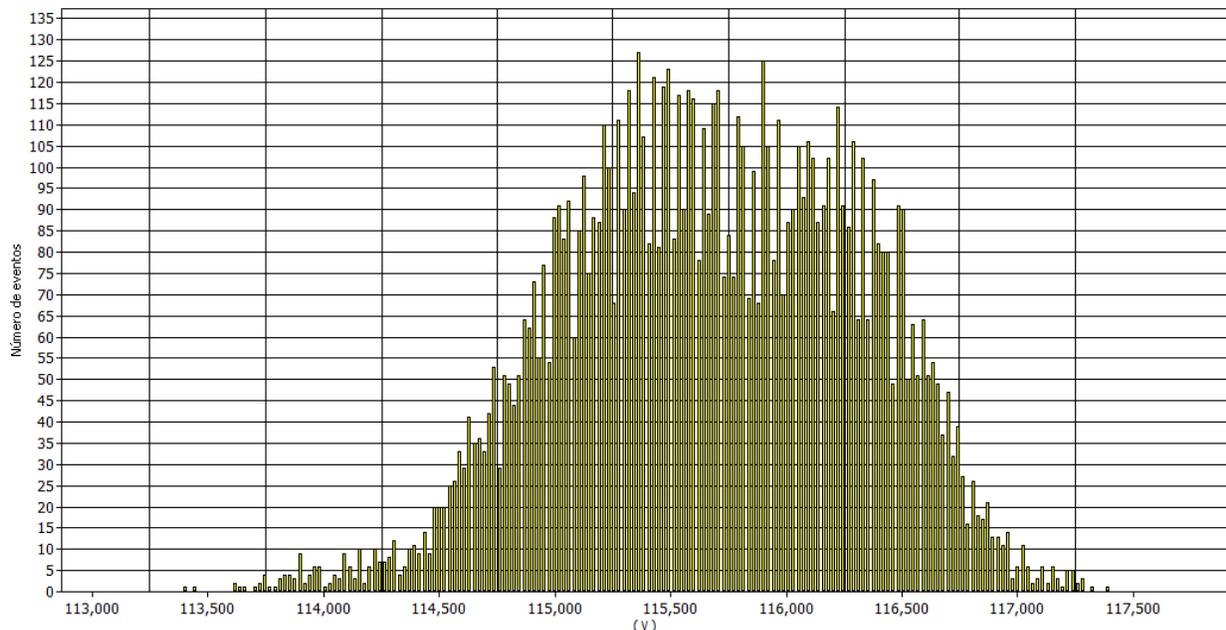


Figura 4.4. Estadística de los niveles de tensión entre fases B-C.

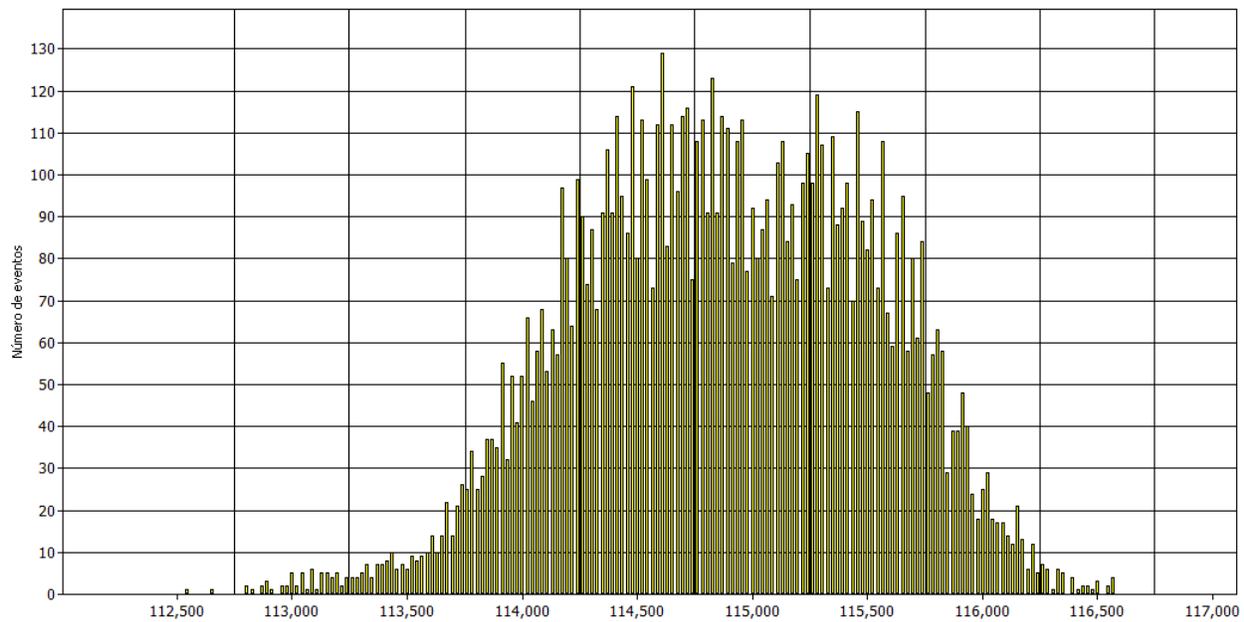


Figura 4.5. Estadística de los niveles de tensión entre fases C-A.

4.2.1 Análisis de las variaciones de tensión de corta duración

Durante el registro de los parámetros de calidad de la energía, se registraron 43 eventos transitorios que distorsionaron la onda de tensión, la mayoría de los cuales no tuvieron gran impacto en los niveles de tensión, de los 43 eventos solo dos fueron de una magnitud importante para desviar los niveles de tensión fuera de los rangos normales, a continuación se presenta un análisis de cada uno de ellos.

➤ **Evento 1.** El primer evento fue un transitorio debido a la elevación repentina del nivel de tensión, fue registrado el día 7 de octubre a las 06:23:52 horas y tuvo una duración de 19 mseg, como se puede observar en los gráficos mostrados más adelante, el pico de tensión máximo se registró en la fase B con un nivel de 1.03 PU (3%) por encima del nivel de tensión nominal, antes del evento registrado, la tensión tenía un valor aproximado de 65.9 kV de fase a tierra y posterior al evento se registró una tensión aproximada de 66.7 kV.

Este repentino aumento de tensión puede derivar de diferentes causas, como es la salida de una carga importante o la entrada de un banco de compensación reactiva, ambos escenarios se pudieron presentar tanto en el sistema eléctrico del centro de carga como en la red nacional.

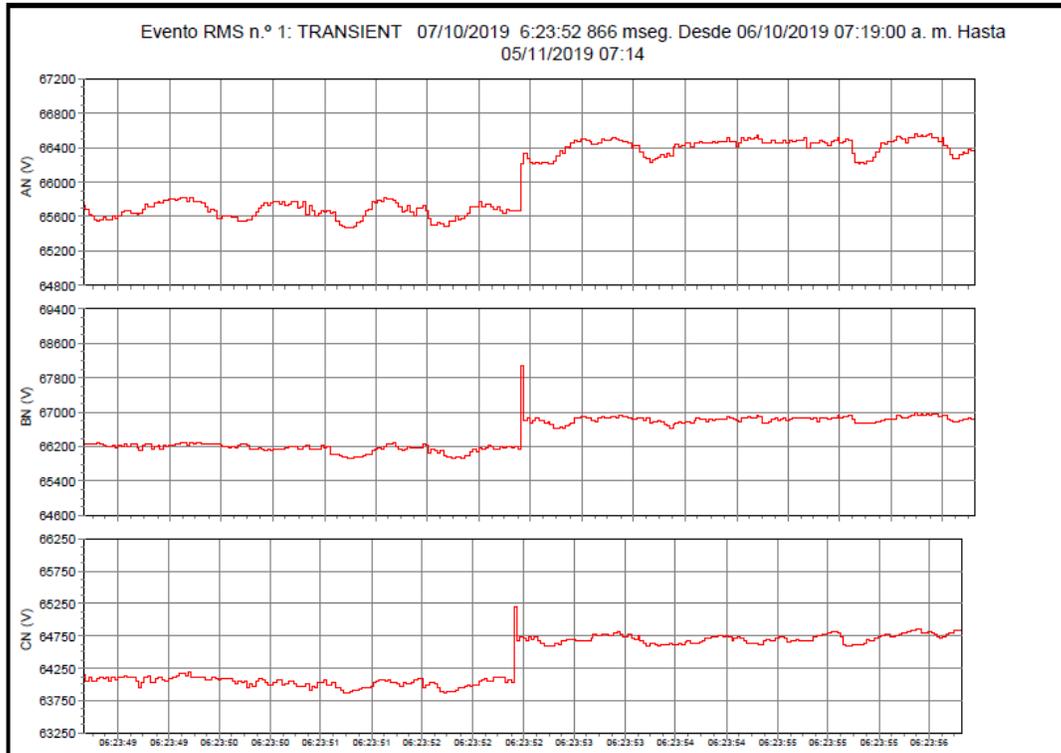


Figura 4.6. Comportamiento de la tensión durante el evento transitorio 1.

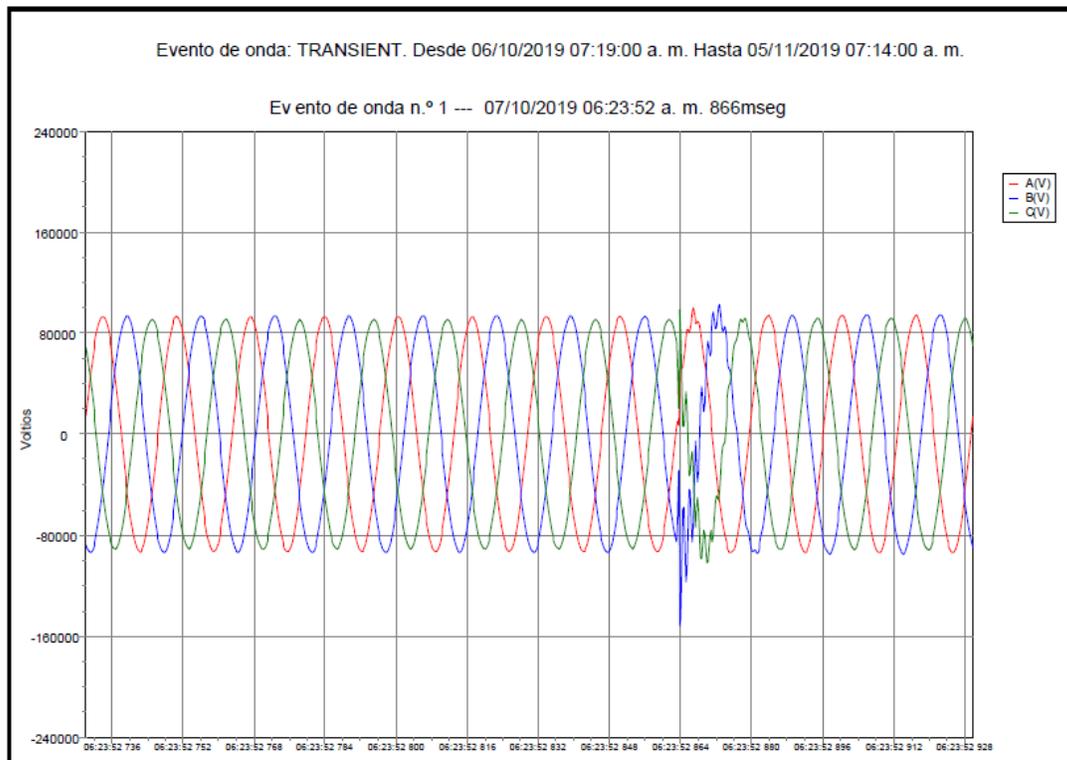


Figura 4.7. Distorsión de la onda de tensión durante el evento transitorio 1.

- **Evento 2.** El segundo evento fue una depresión de tensión (SAG), fue registrado el día 17 de octubre a las 04:01:24 horas y tuvo una duración de 125 mseg, de acuerdo a la Tabla 1 se clasifica como un evento momentáneo por su duración, de igual manera que el caso anterior, la depresión de tensión más grande se registró en la fase B, con un nivel de 0.83 PU (17%) por debajo del nivel de tensión nominal.

Este fenómeno transitorio deriva principalmente de fallas en la red eléctrica, sin embargo también puede derivar de arranque de grandes motores o entrada de grandes bloques de carga. A pesar de llegar a un valor PU e la tensión por debajo del 10%, la duración del evento no duro lo suficiente para que las protecciones contra bajo voltaje operaran.

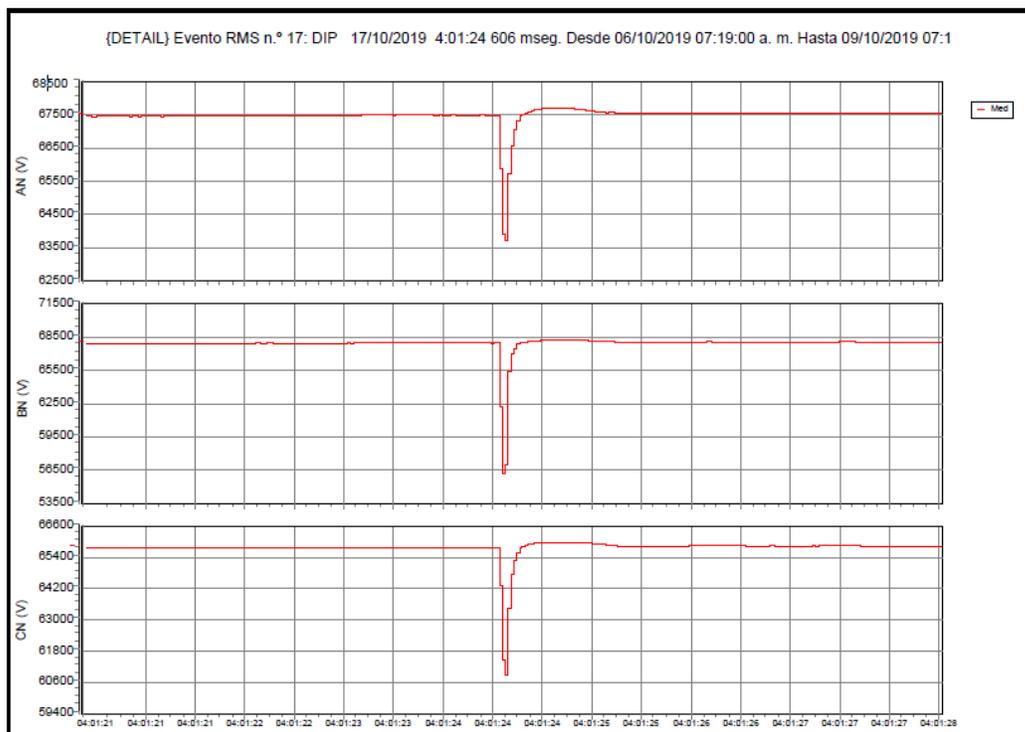


Figura 4.8. Comportamiento de la tensión durante el evento 2.

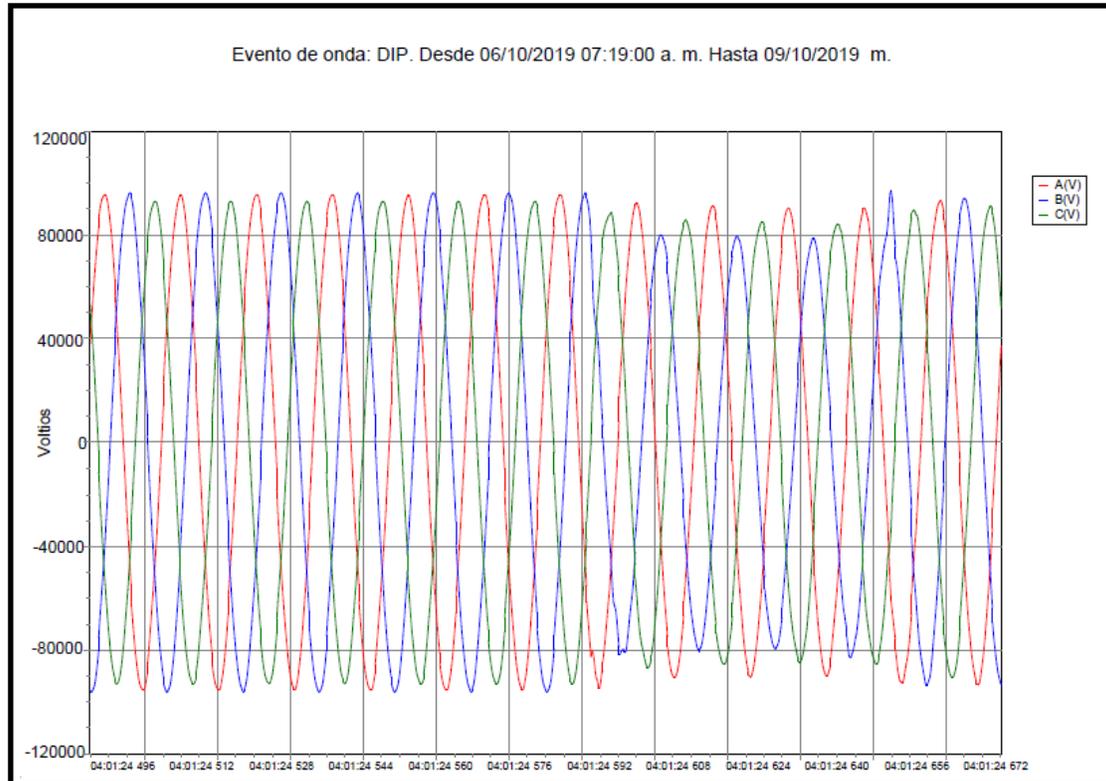


Figura 4.9. Distorsión de la onda de tensión durante el evento 2.

4.3 Perfil de frecuencia

En comportamiento de la frecuencia de durante el monitoreo se muestra en el siguiente gráfico:

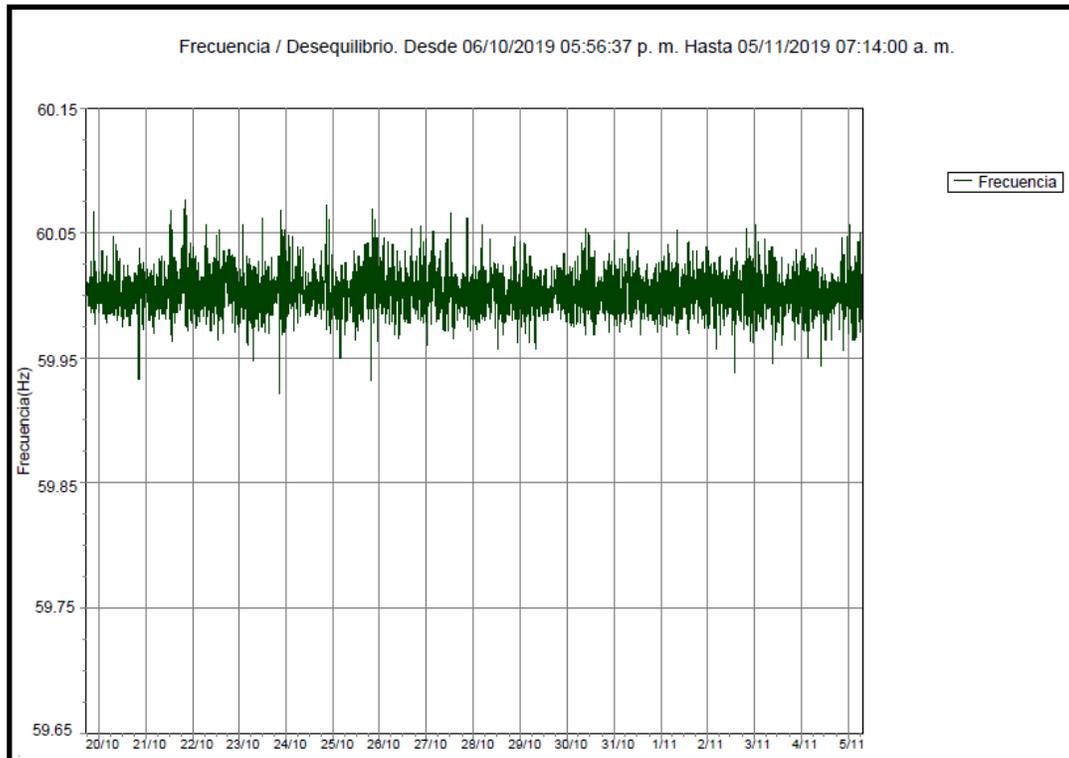


Figura 4.10. Comportamiento de la frecuencia.

Como se observa en la figura anterior, se obtuvo un valor máximo en la magnitud de la frecuencia de 60.08Hz y un valor mínimo de 59.91Hz, estos valores se encuentran dentro de los parámetros establecidos por el Código de Red.

Cabe mencionar que actualmente la protección de alta/baja frecuencia de las protecciones principales del centro de carga, se encuentran deshabilitadas, por lo tanto no se desconectara en caso de que la frecuencia opere en los rangos críticos establecidos por el Código de Red.

4.4 Perfil del factor de potencia

Para analizar el comportamiento del factor de potencia, es necesario realizar un análisis al comportamiento de las potencias Real, Reactiva y Aparente, en las siguientes figuras se muestra el comportamiento de cada una de estas potencias durante el tiempo.

Tabla 4.2. Registro de las potencias real y reactiva.

	Potencia Real MW	Potencia Reactiva MVar
Máximo	-7.85	4.72
Promedio	-5.36	1.24
Mínimo	0.39	0.72

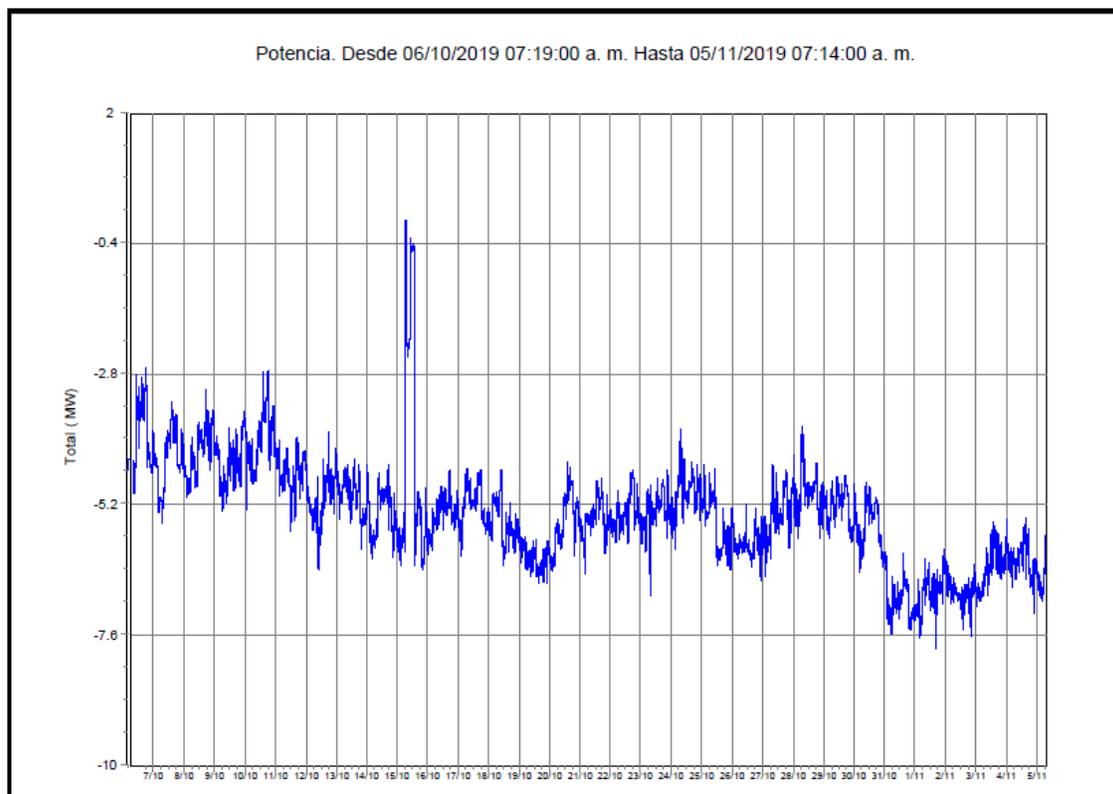


Figura 4.11. Comportamiento de la Potencia Real total.

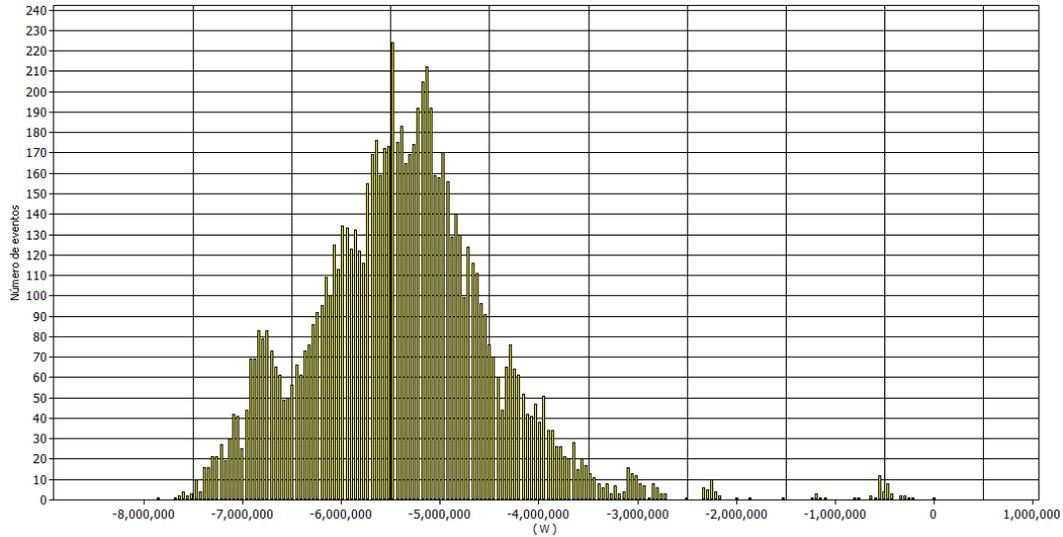


Figura 4.12. Estadística del comportamiento de la Potencia Real total.

En los gráficos anteriores, se observa que el flujo de potencia real es desde el centro de carga hacia el sistema eléctrico nacional, con una potencia máxima de 7.8 MW, esto es debido a que las unidades de generación tienen una generación de energía eléctrica mayor que el consumo de las cargas conectadas en el sistema eléctrico del centro de carga.

En la Figura 4.11 se observa que el comportamiento de la potencia real es constante, sin embargo, el día 15 de octubre se muestra como la potencia es abatida, esto se debe a la salida por mantenimiento de una de sus unidades de generación, se revisó los registros de eventos para conocer si esta operación generó alguna distorsión de la onda de tensión, sin embargo no se encontró con ningún registro que coincidiera con la salida de la máquina.

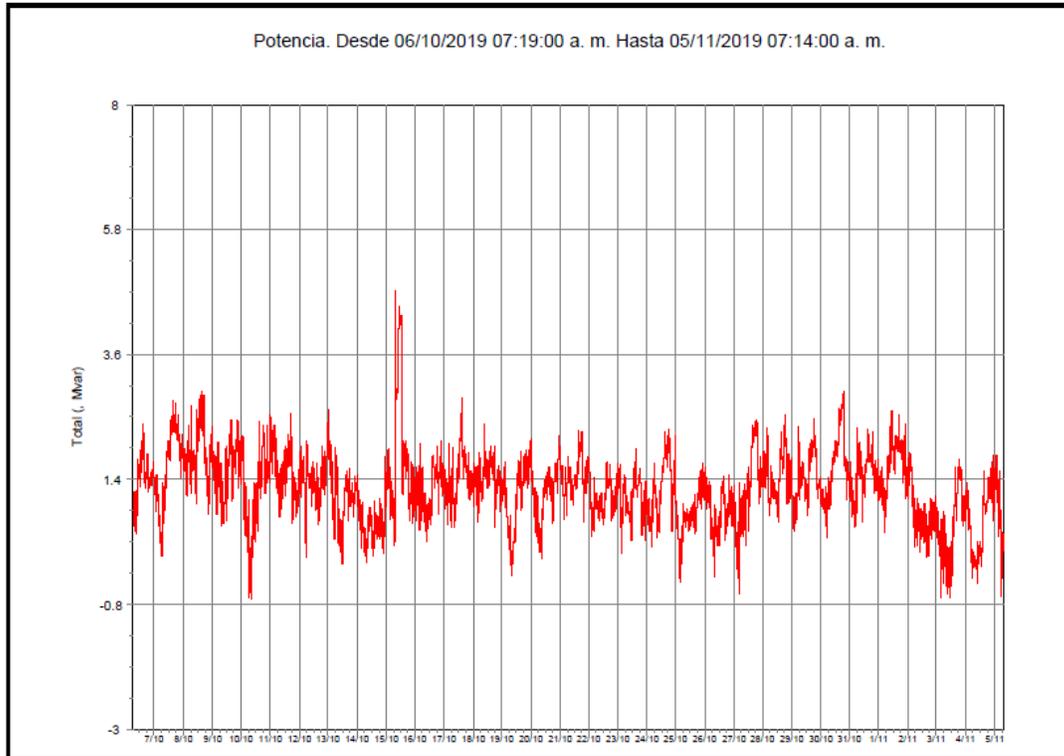


Figura 4.13. Comportamiento de la Potencia Reactiva total.

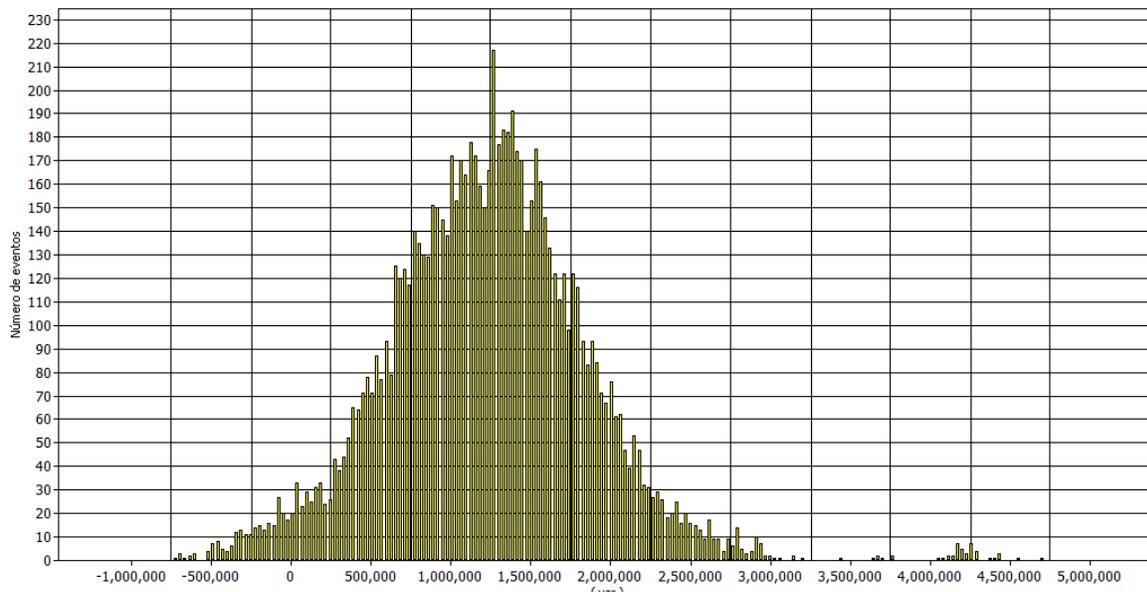


Figura 4.14. Estadística del comportamiento de la Potencia Reactiva total.

Como podemos observar de los gráficos del comportamiento de la potencia reactiva, se observa un comportamiento diferente al de la potencia real, en este caso el flujo de la potencia reactiva es de la red nacional hacia el sistema eléctrico, esto se debe a que las unidades de generación están limitadas a la inyección de potencia, se tiene un consumo máximo de 4.7 MVar, sin embargo este valor máximo coincide con la salida de la

operación de una unidad de generación, por lo que se puede considerar que ante condiciones normales de operación la media es de 1.24MVAr.

En el gráfico de la figura 4.15 podemos observar el comportamiento del factor de potencia durante el tiempo, donde de igual manera se observa un comportamiento inusual también generado por la salida de operación de una unidad de generación, lo cual hace que el factor de potencia se abate hasta 0.05, en condiciones normales de operación, la media del factor de potencia es del 0.95 en atraso, sin embargo se tiene un percentil mínimo del 95% del 0.89.

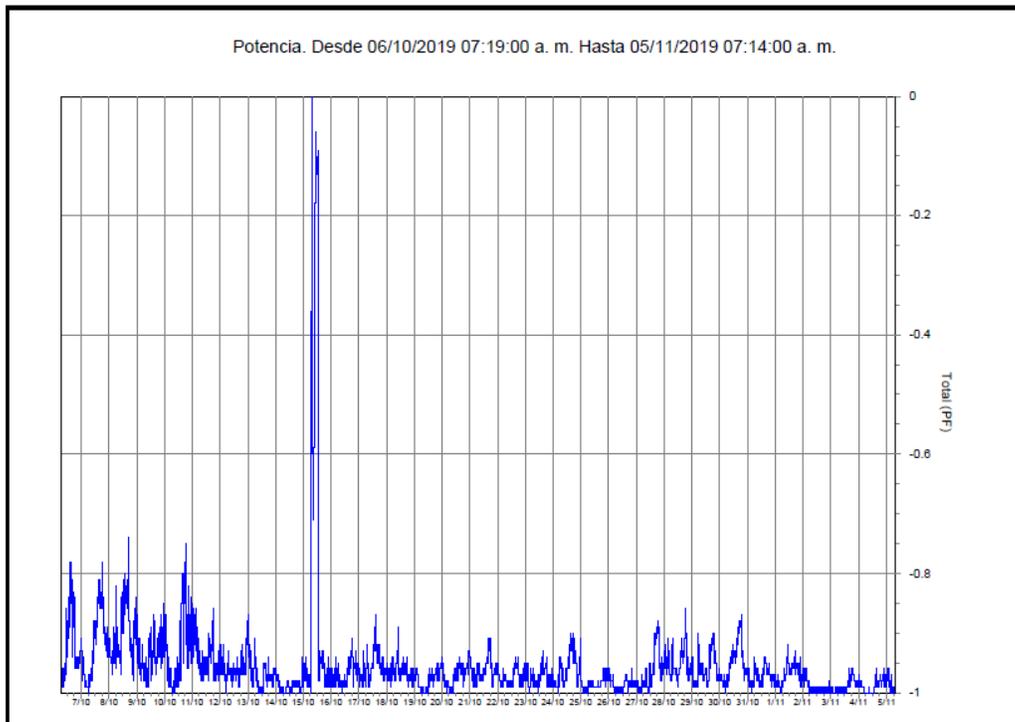


Figura 4.15. Comportamiento del Factor de Potencia total.

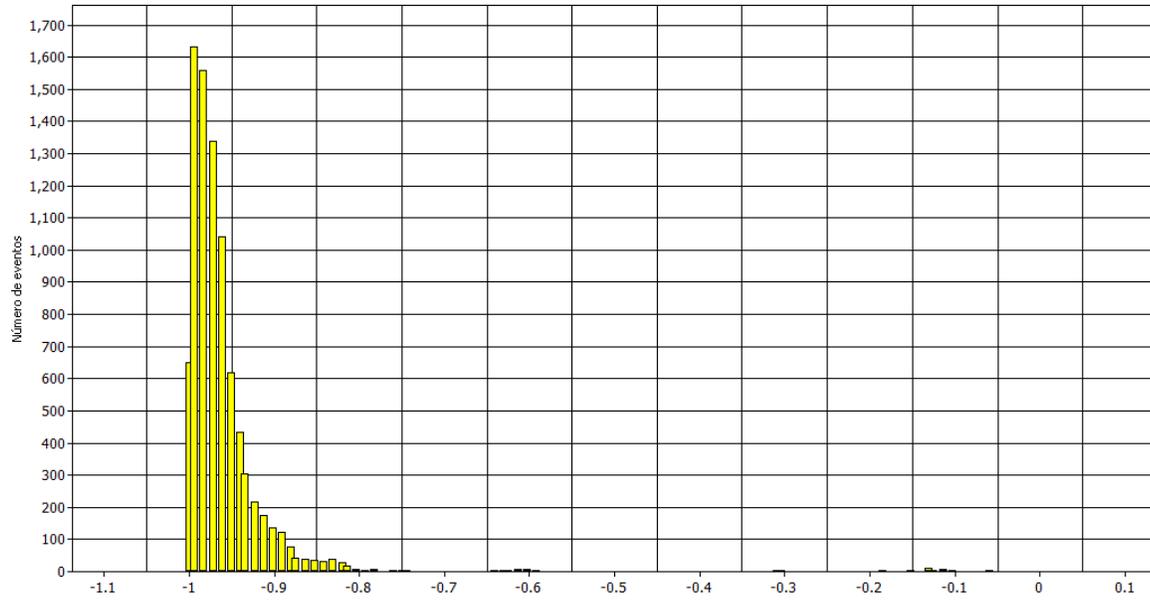


Figura 4.16. Estadística del comportamiento del Factor de Potencia total.

4.5 Perfil de distorsión armónica de corriente

Se obtuvo el comportamiento de la señal de corriente con su respectivo espectro armónico, principalmente se observaron armónicas impares: 3°, 5°, 7°y 11°, con una distorsión armónica total de demanda (DATD) de 7.10% en la fase C, en la tabla 4.3 se muestra los resultados del percentil 95% obtenidos de distorsión armónica de corriente.

Tabla 4.3. Porcentaje de corrientes armónicas, percentil 95%.

Fase	Armónicas individuales %				%THD DE CORRIENTE TOTAL	% DATD DE CORRIENTE TOTAL
	3 th	5 th	7 th	11 th		
A	0.49	5.84	2.28	1.14	6.28	6.84
B	0.88	6.34	2.42	1.19	6.92	6.84
C	0.52	5.77	2.59	0.97	6.33	7.10

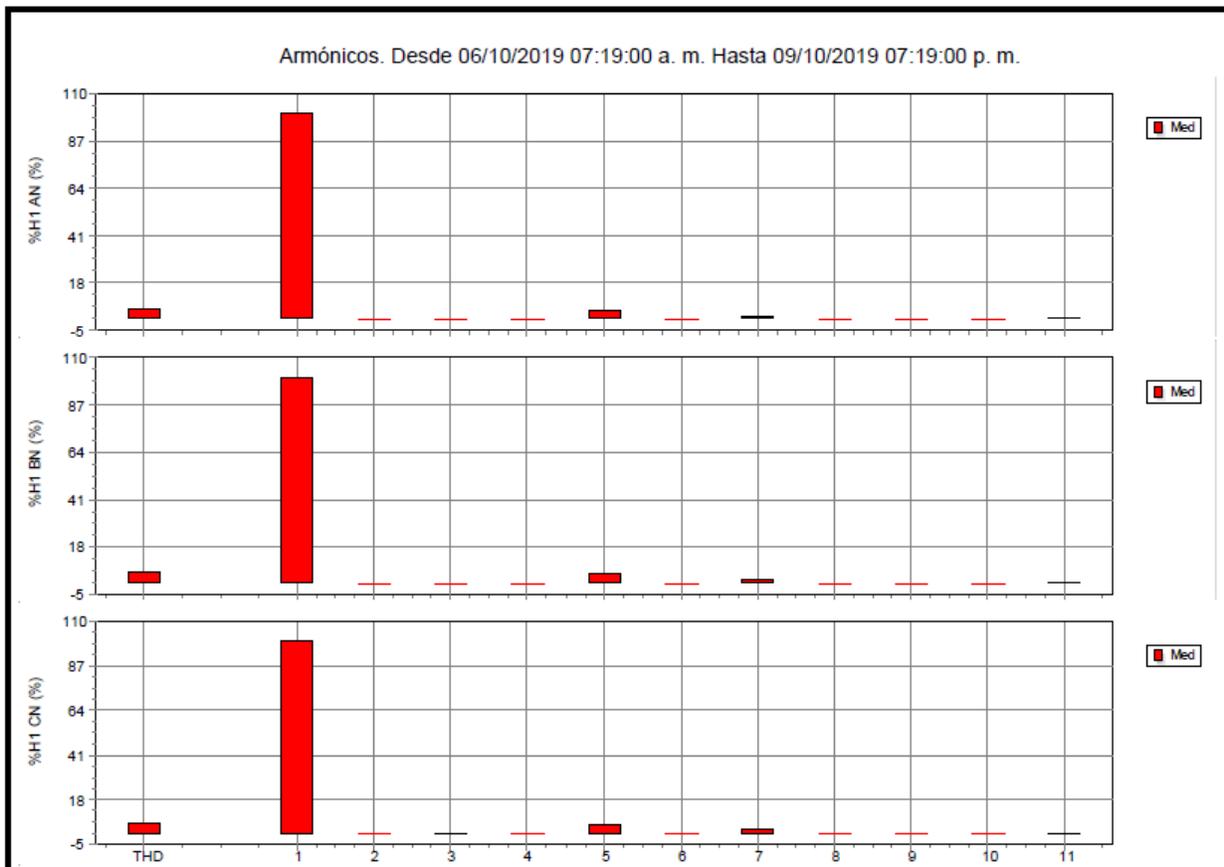


Figura 4.17. Porcentaje del contenido armónico de corriente total e individual.

De acuerdo a lo estipulado en el Código de Red, para conocer el límite de distorsión armónica de corriente, se requiere conocer la impedancia relativa que se obtiene la relación I_{CC}/I_L , donde I_{CC} es el nivel de cortocircuito en la acometida e I_L es la corriente máxima de carga, correspondiente al promedio de las corrientes de demanda máxima de los últimos 12 meses.

El nivel de cortocircuito en el punto de acometida se obtuvo del documento “Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2021” emitido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de este documento se obtuvo que en el punto de acometida del centro de carga bajo estudio se tienen los siguientes niveles de cortocircuito máximos proyectados para el año 2021:

$$\begin{aligned}I_{CC} 3F &= 12.13\text{kA} \\ I_{CC} 1F &= 9.38\text{kA}\end{aligned}$$

Del historial de consumo y demanda máxima de la facturación eléctrica del último año, se tiene una demanda promedio de 3510 kW y un factor de potencia promedio de 79.2%, con estos valores se calcula la corriente máxima de carga igual a 22.24 A. Por lo que la impedancia relativa o razón de corto circuito queda de la siguiente manera:

$$\frac{I_{CC}}{I_L} = \frac{12,300A}{22.24A} = 553.05$$

Con el valor calculado de la relación I_{CC}/I_L tenemos que el límite máximo para armónicas individuales menores a la onceava es de 6% y el límite máximo de distorsión total de demanda es de 7.5%, de acuerdo con el estándar IEEE-519, se debe cumplir con los límites estipulados el 95% del tiempo.

Las figura 4.18 y 4.19 son el comportamiento en el tiempo de los armónicos más representativos y el %DATD calculado, en donde se observa que el quinto armónico es el de mayor aportación, sobre todo en la fase B, calculando el percentil 95% en cada una de las fases se obtuvo que en esta fase el percentil 95% es de 6.34%, superior al límite establecido en el Código de Red, en la figura 4.20 se muestra la estadística de las magnitudes de los eventos registrados.

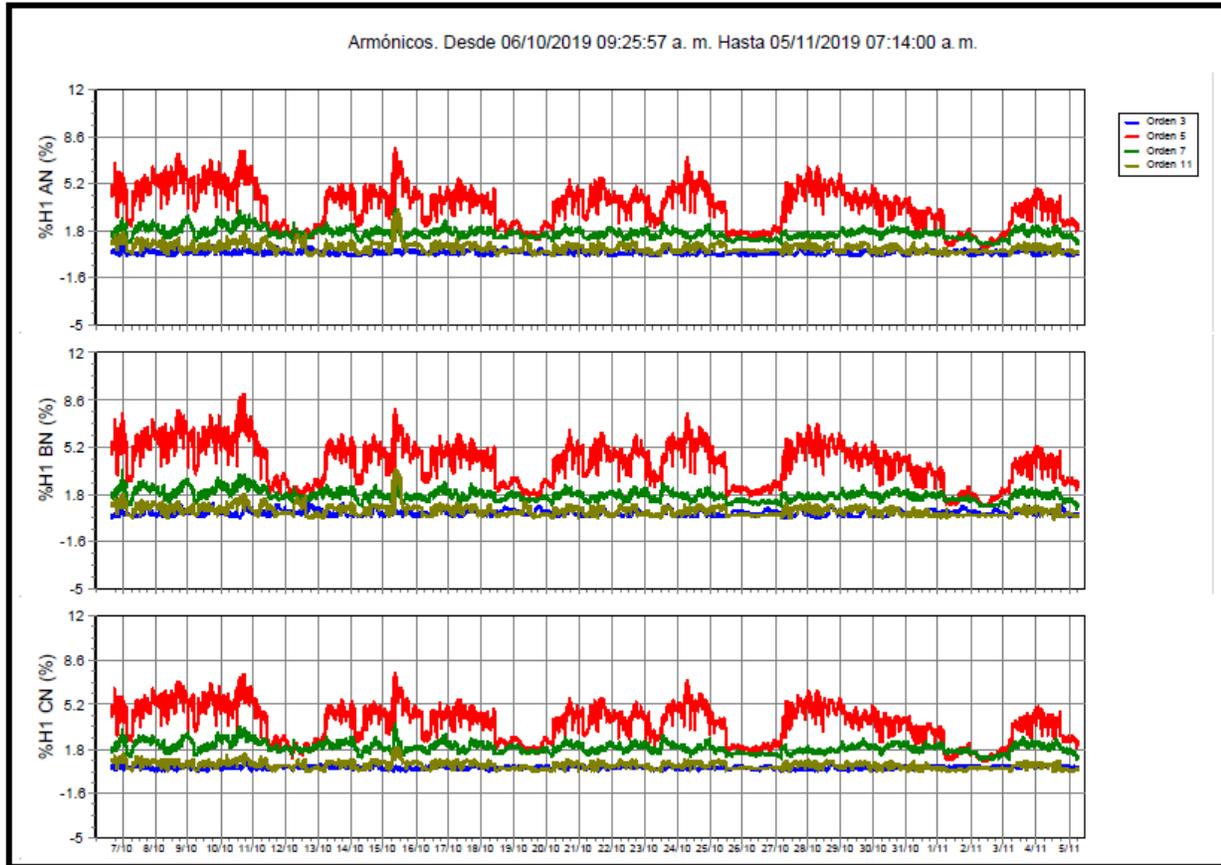


Figura 4.18. Tendencia de armónicos individuales.

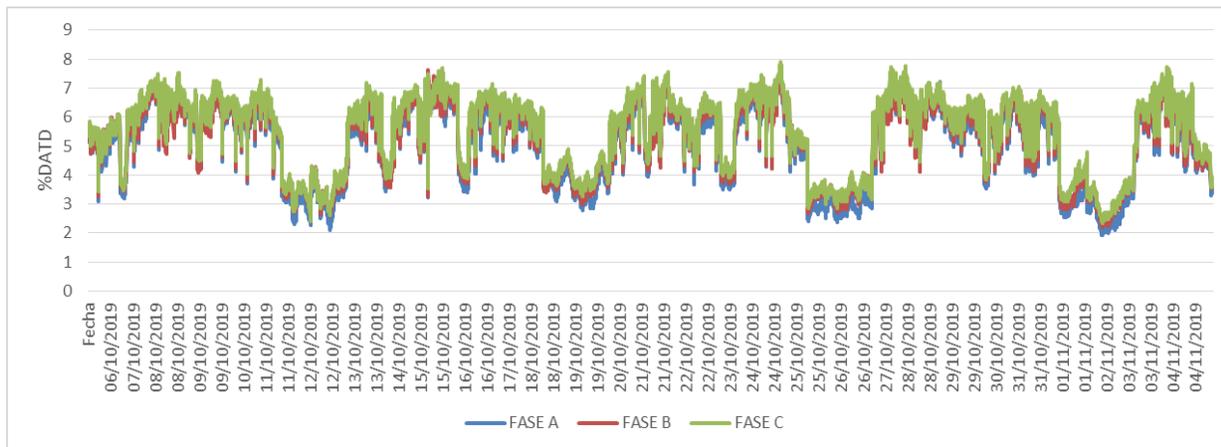


Figura 4.19. Tendencia del %DATD calculado.

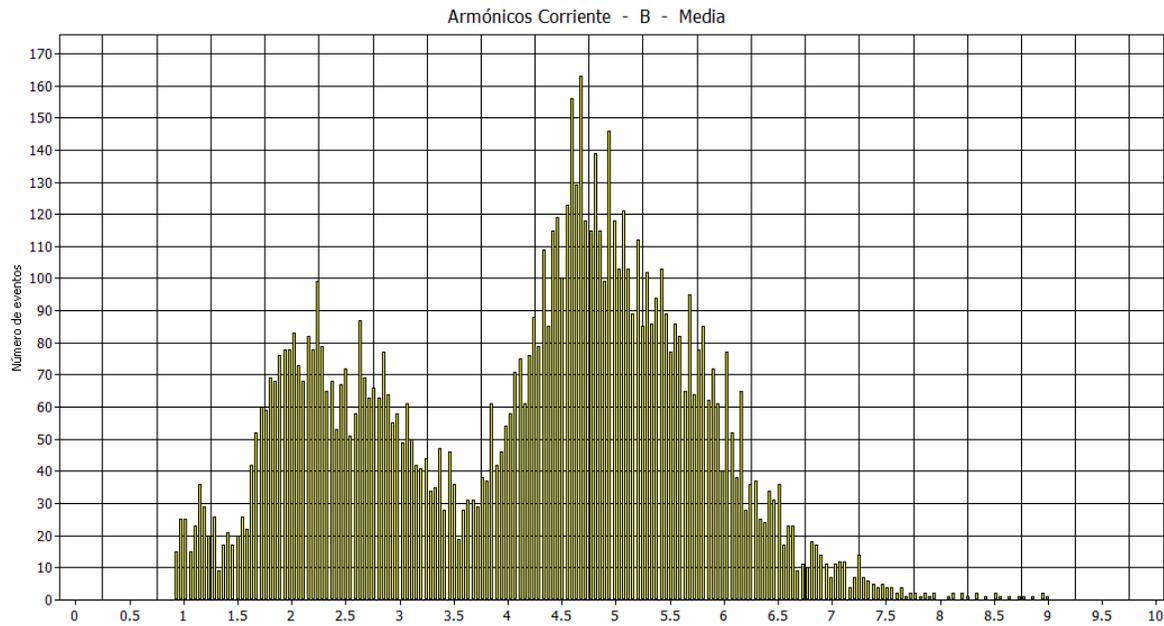


Figura 4.20. Estadística del comportamiento de la quinta armónica en la fase B.

4.6 Perfil de fluctuación de tensión (Flicker)

Durante el monitoreo de los parámetros de calidad de la energía del centro de carga, se obtuvieron los valores máximos de los 5 indicadores de las fluctuaciones de tensión (Pst , Plt , dt , dc y $dmax$), los cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.4. Indicadores de las fluctuaciones de tensión.

Fase	Pst	Plt	dt (%)	dc (%)	dmax (%)
A	1.30	0.57	0.5	1.53	1.85
B	2.47	1.08	0.7	1.47	2.9
C	3.99	1.74	0.5	1.52	1.90

Los indicadores dt , dc y $dmax$, permanecieron dentro de los límites especificados en el Código de Red, mientras que para el caso de los indicadores Pst y Plt , se observaron valores máximos superiores a los especificados, sin embargo, el Código de Red menciona que no aplica para cambios de tensión por conmutación manual que ocurre una vez cada día, en las gráficas de tendencia en las figuras 4.21 y 4.22, se observa que estos valores máximos se presentan una sola vez en diferentes días, en condiciones normales se tienen valores no mayores a 0.7 para el indicador Pst y 0.5 para el indicador Plt , para las tres fases, por lo tanto se considera que no se tienen problemas de fluctuaciones de tensión.

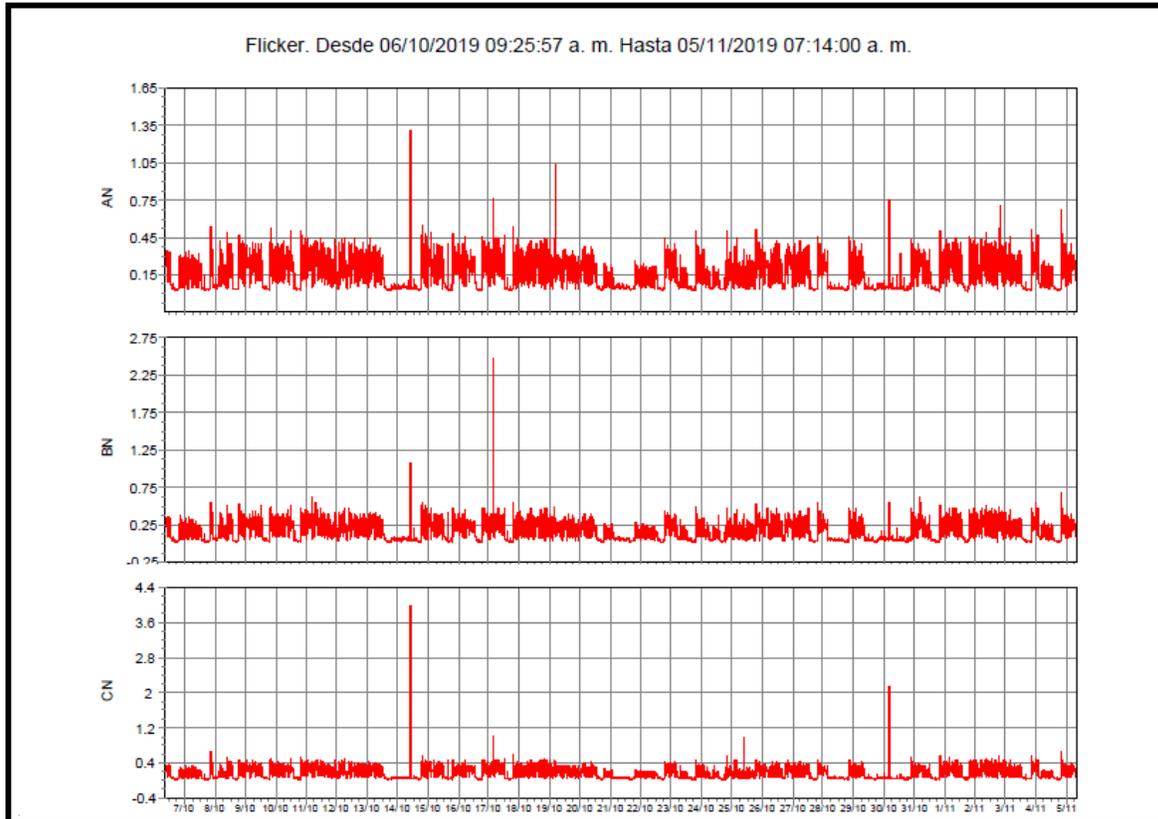


Figura 4.21. Evolución temporal de flicker de tiempo cortó Pst.

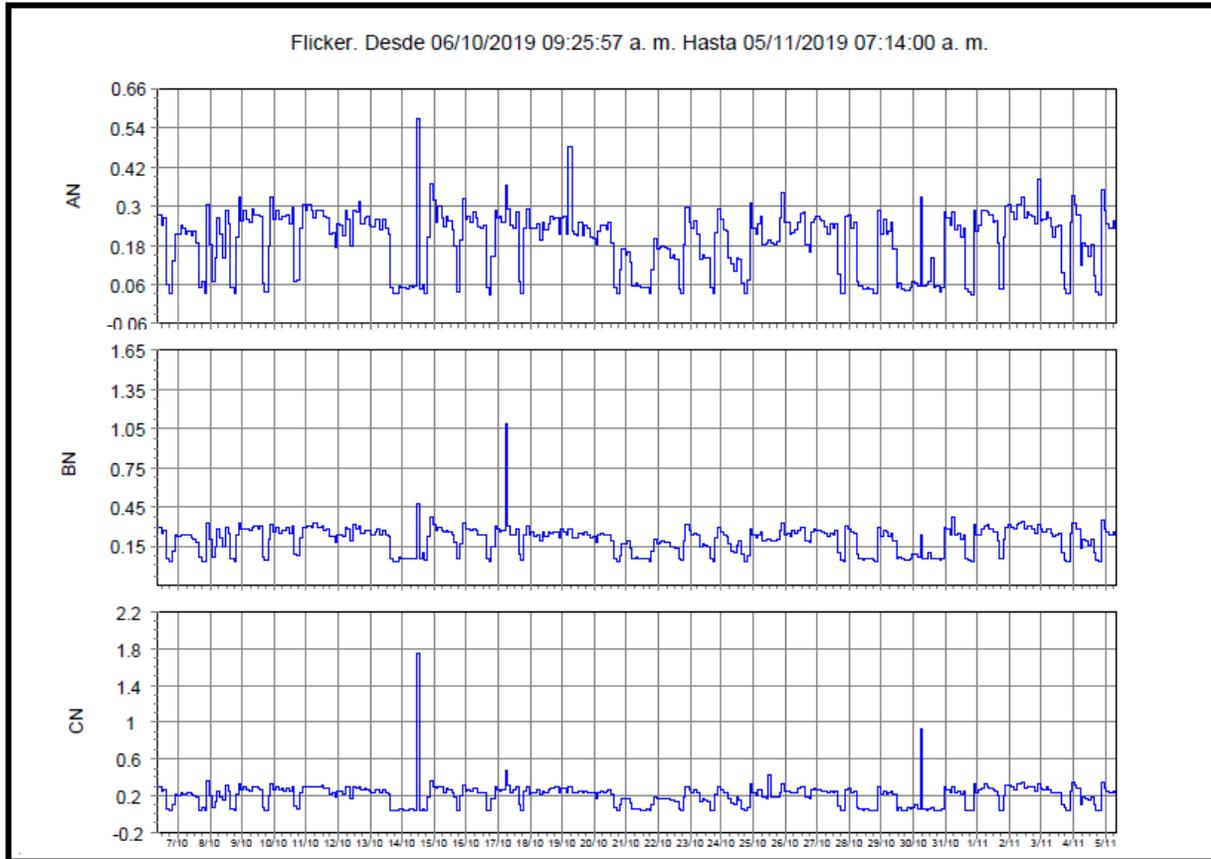


Figura 4.22. Evolución temporal de flicker de tiempo largo Plt.

4.7 Perfil de desbalance de corriente

Considerando la relación $I_{cc}/I_L=553.05$ calculada para la evaluación del contenido armónico, el desbalance máximo de secuencia negativa y secuencia cero permitido para el centro de carga bajo estudio, es de 4.0%, en la siguiente tabla se muestra el resumen del desbalance obtenido de secuencia negativa y cero y en la figura 4.23 se muestra la evolución temporal.

Tabla 4.5. Desbalance de corriente, secuencia negativa y cero.

Secuencia	Máximo (%)
Negativa	13.04
Cero	0.2

Los resultados obtenidos son desfavorables para el desbalance de secuencia negativa ya que se supera el porcentaje estipulado en el Código de Red de 4%. El desbalance de corriente se da principalmente por la conexión de cargas monofásicas a sistemas

trifásicos, que provoca que los fasores sean desiguales en relación a su magnitud, así como la separación angular entre ellos se aparta de los 120° , el desbalance de corriente provoca caídas de tensión diferente en cada fase, generando desbalance en las tensiones.

El desbalance de tensión provoca pérdidas adicionales por calentamiento y para el caso de los motores de inducción trifásicos que son muy usados por los Centros de Carga de Media y Alta Tensión, involucra una disminución en la eficiencia que, de acuerdo con la norma IEEE-1159, un desbalance de 3.5% en la tensión podría resultar hasta en un 25% de aumento en el calentamiento de algunos de éstos, impactando de manera directa en la producción de un proceso y en la confiabilidad de los equipos. Como se puede observar en la siguiente figura 4.24, el desbalance de tensión de secuencia negativa no supera el 2.5% y de secuencia cero el 0.5%.

Se concluye que a pesar de tener un alto porcentaje de desbalance de secuencia negativa de corriente, no impacta en el desbalance de tensión, sin embargo se requiere la realización del balance de cargas para reducir el desbalance de secuencia negativa de corriente.

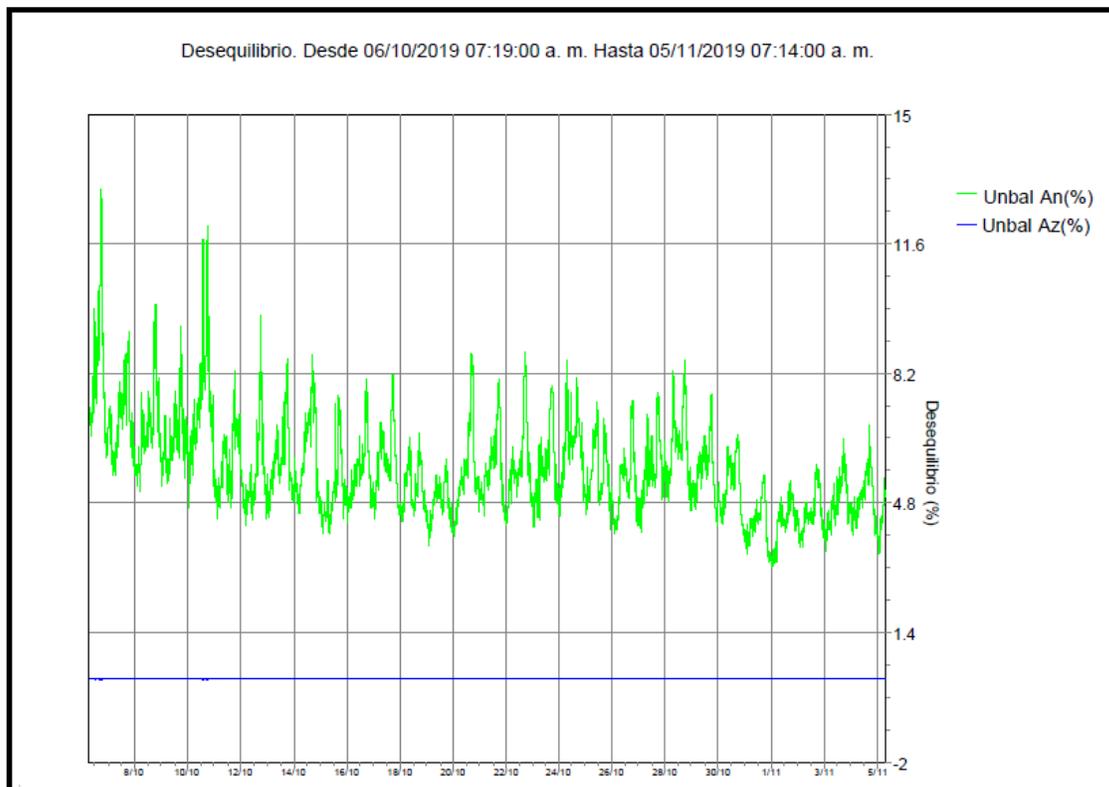


Figura 4.23. Tendencia del desbalance de corriente de secuencia negativa y cero.

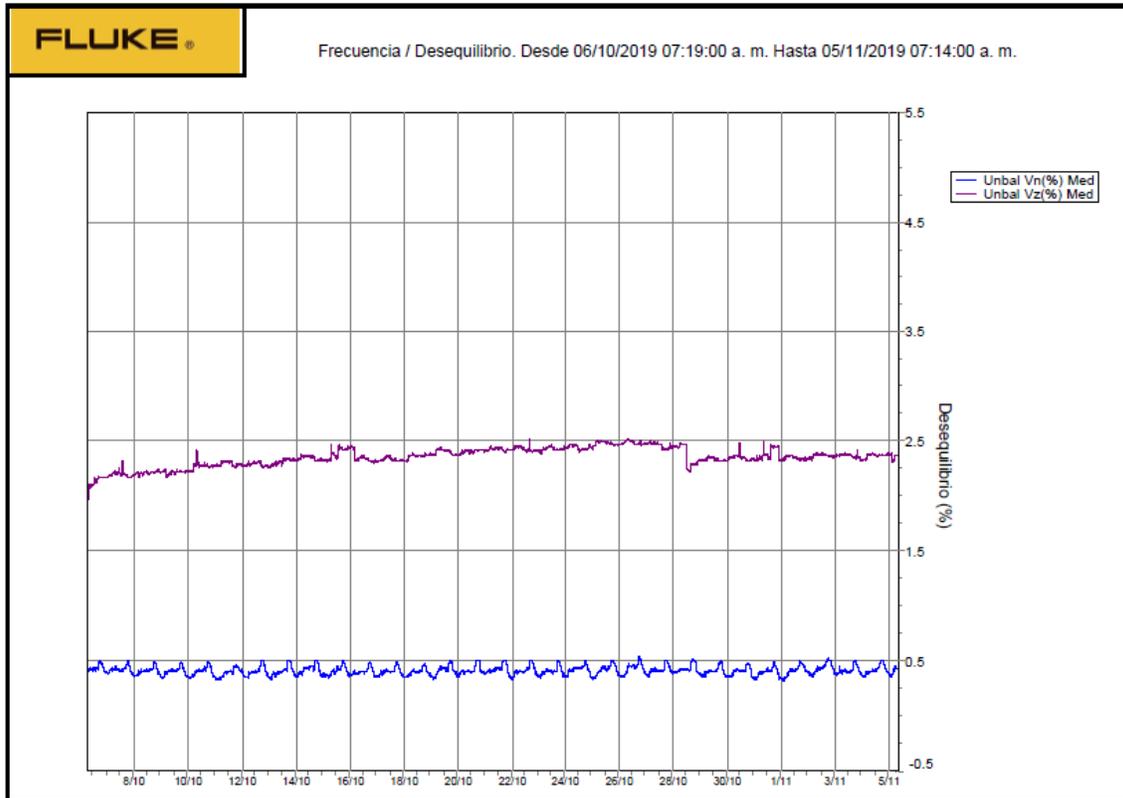


Figura 4.24. Tendencia del desbalance de tensión de secuencia negativa y cero.

5. Corrección de las desviaciones de calidad de la energía

En la presente sección, se realizara el análisis para conocer la mejor solución para la corrección de las desviaciones encontradas de los parámetros eléctricos de calidad de la energía con respecto a lo estipulado en el Código de Red, esto con el apoyo de la herramienta computacional ETAP 19.01.

5.1 Modelado del sistema eléctrico en ETAP-19.01

Se realizó el modelo de red del diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico del centro de carga bajo análisis, los datos técnicos de los equipos que integran el sistema, fueron recopilados directamente de sus placas de datos en campo y complementados con su hojas técnicas de datos de los fabricantes.

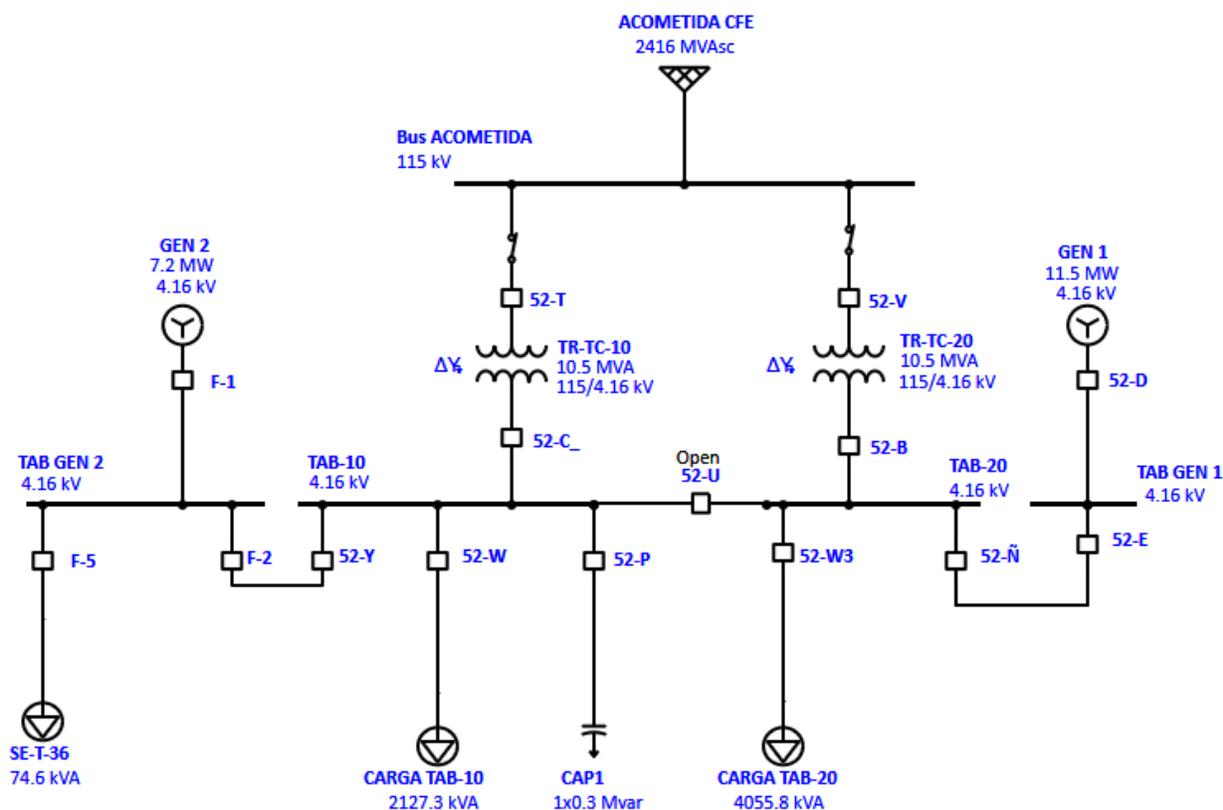


Figura 5.1. Diagrama unifilar simplificado en ETAP.

5.2 Corrección del factor de potencia

Para realizar el análisis del comportamiento del factor de potencia, se analizaron las condiciones de máxima y mínima carga, derivado de este análisis se dimensiono correctamente el equipo de compensación reactiva, para este centro de carga.

De las mediciones registradas, así como de la recopilación técnica de datos en campo del sistema eléctrico, se definieron las siguientes condiciones de carga del sistema:

Tabla 5.1. Máxima y mínima potencia Real y Reactiva.

	Potencia Real MW	Potencia Reactiva MVar
Máximo	8.09	4.56
Mínimo	4.84	3.95

Así mismo se definieron dos escenarios de operación, el primer en estado normal, con el enlace con el SEN cerrado y con las dos unidades de generación conectadas y generando, el segundo escenario se considera en estado crítico, con la desconexión de la unidad de generación GEN-1, el enlace con el SEN cerrado y la unidad de generación GEN-2 conectada y generando, las unidades de generación, no operan al 100%, están limitadas para operar dentro de un rango establecido, la potencia promedio que generan es la mostrada en la siguiente tabla:

Tabla 5.2. Potencia generada por cada unidad de generación.

	Potencia Real MW	Potencia Reactiva MVar
Generador 1	4.8	1.0
Generador 2	5.9	2.0

Para dimensionar correctamente los equipos de compensación de potencia reactiva y el impacto en el sistema eléctrico, se realizaron simulaciones de flujos de potencia de los dos escenarios de operación en condiciones de carga mínima y máxima en la herramienta computacional ETAP, estas simulaciones permiten conocer el comportamiento del factor de potencia en diferentes estados del centro de carga y proyectar equipos para su corrección conociendo el impacto en el sistema. Las simulaciones para los dos escenarios de operación con carga máxima y mínima, se muestran en las siguientes figuras.

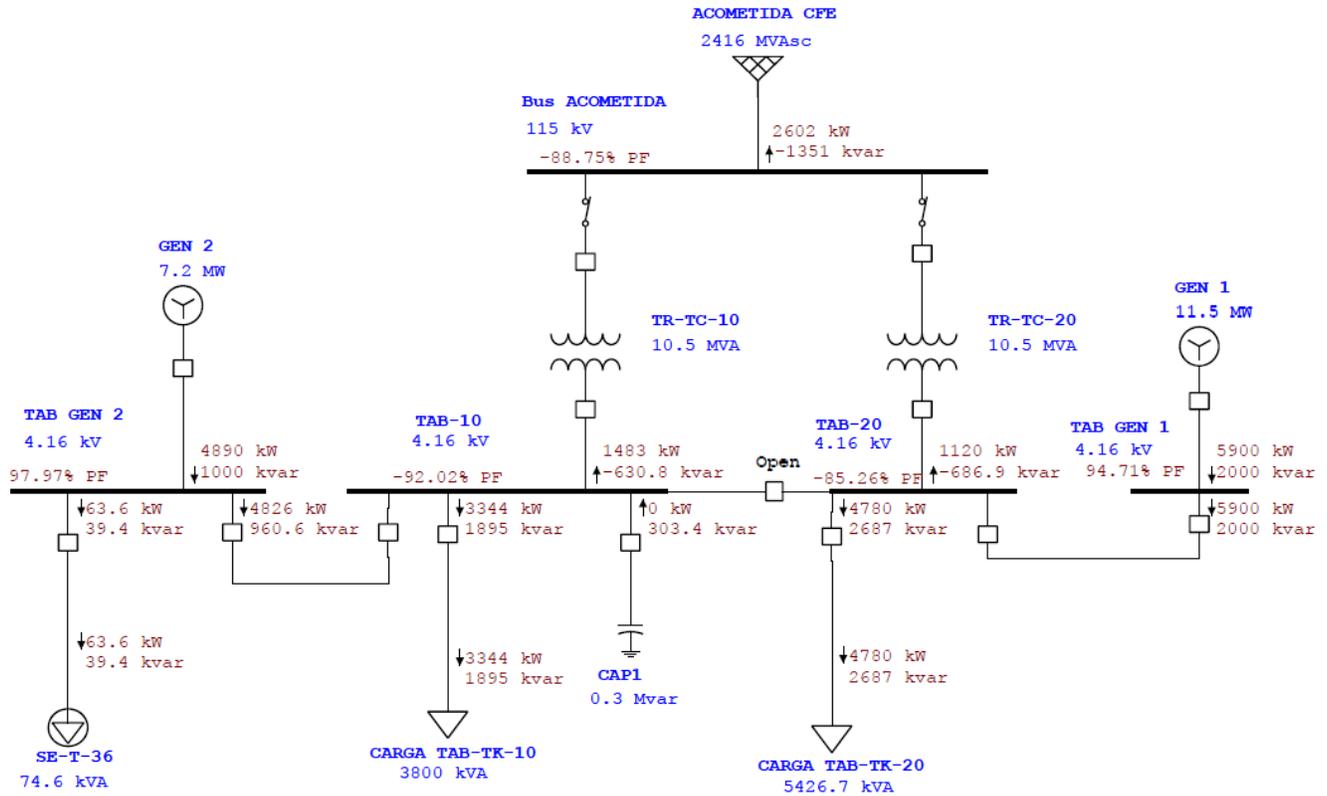


Figura 5.2. Resultados escenario 1 con carga máxima.

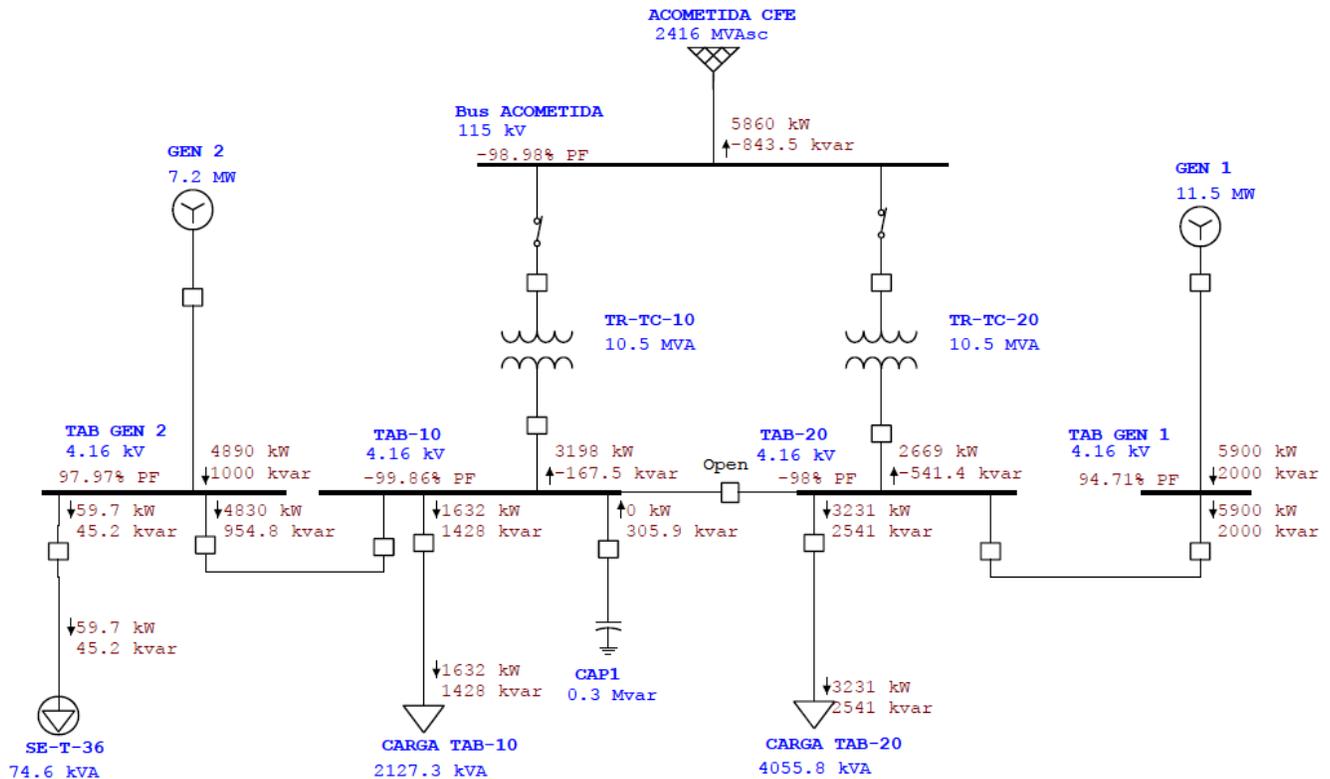


Figura 5.3. Resultados escenario 1 con carga mínima.

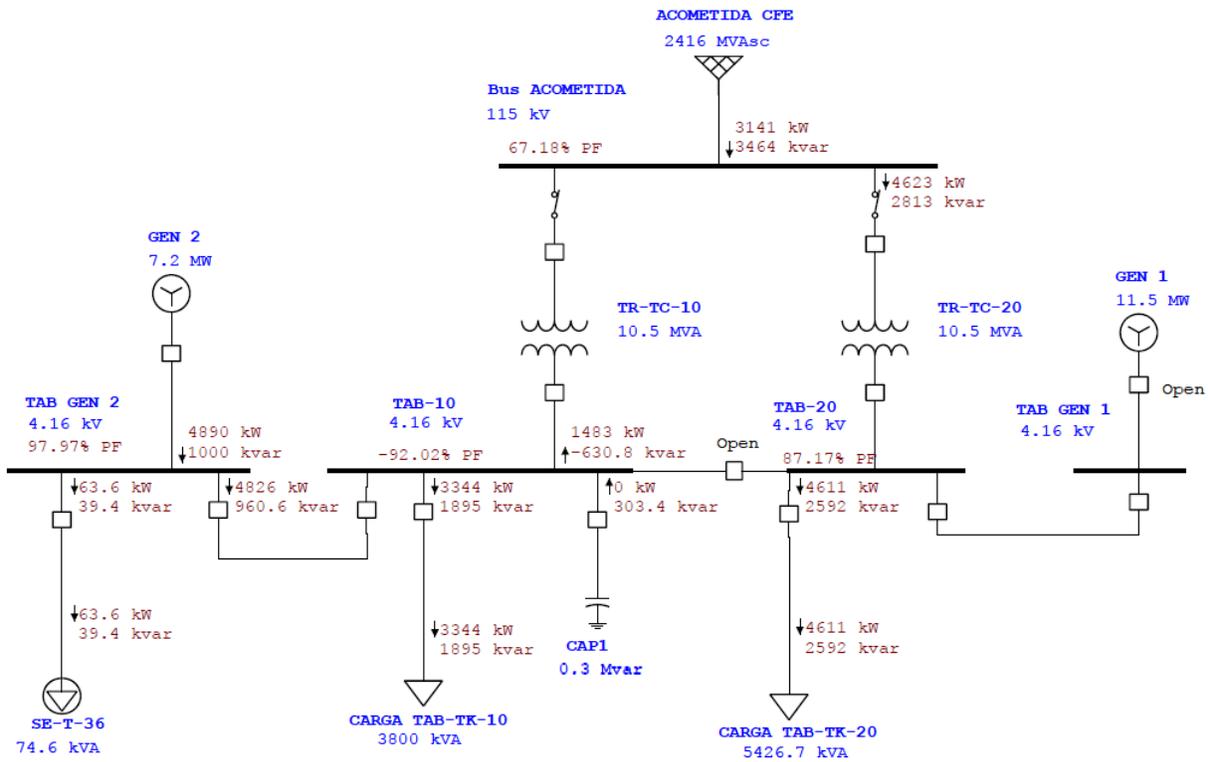


Figura 5.4. Resultados escenario 2 con carga máxima.

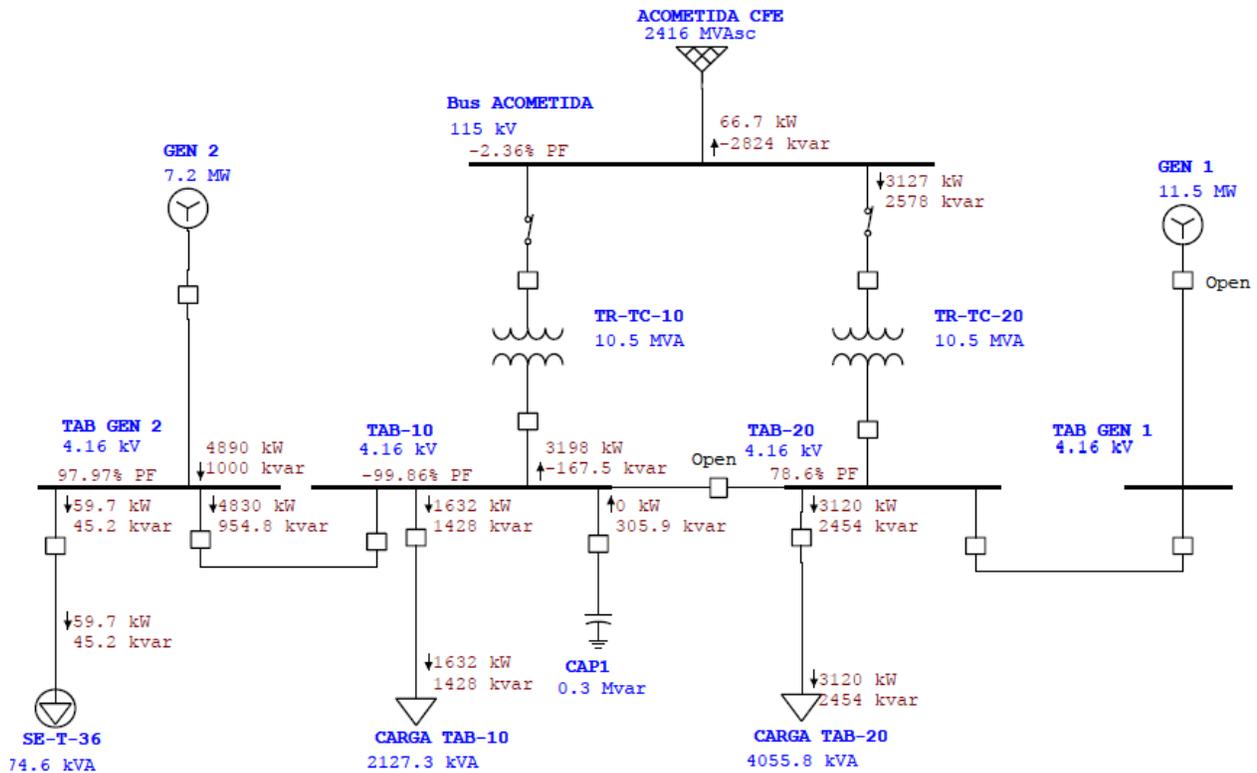


Figura 5.5. Resultados escenario 2 con carga mínima.

Tabla 5.3. Resultados de simulaciones de flujos de potencia.

Escenario	Estado de la carga	Análisis de resultados
Escenario 1	Máximo	Se observó que el centro de carga está inyectando potencia real hacia el SEN (2.61 MW) y consumiendo potencia reactiva (1.35 MVar), por lo que el factor de potencia es de -88.75% inductivo.
	Mínimo	Esta condición de operación es donde se inyecta la mayor cantidad de potencia real hacia el SEN (5.86 MW) y se consume la menor cantidad de potencia reactiva (0.843 MVar), por lo que el factor de potencia resultante está cercano a la unidad -98.98% inductivo.
Escenario 2	Máximo	Derivado de la salida de operación del generador GEN-1, el centro de carga consume potencia real (3.14 MW) y potencia reactiva (3.46 MVar) para alimentar el sistema eléctrico en estado de operación de carga máxima, resultando un factor de potencia de 67.18% inductivo.
	Mínimo	Para la condición de carga mínima y considerando la salida de operación del generador GEN-1, el centro de carga inyecta potencia real (0.066 MW) y consume potencia reactiva (2.82 MVar), resultando el valor más bajo de factor de potencia en todos los escenarios analizados con un valor de -2.36% inductivo.

En la tabla anterior se determina que en el escenario 2 donde se considera la salida de operación del GEN 1, se obtienen los valores más altos de potencia reactiva consumida, por lo tanto los valores del factor de potencia son bajos, para corregir este parámetro, es necesario la instalación de un equipo de compensación de potencia reactiva que aporte lo que se demanda desde el SEN, con la finalidad de que en el bus de Acometida se reflejen valores aceptables por el Código de Red, cabe mencionar que a pesar de que las unidades de generación tiene capacidad instalada para inyectar mayor potencia reactiva, se encuentran limitadas a un valor fijo.

Se llevó a cabo el cálculo para conocer la capacidad del equipo de compensación de potencia reactiva para cada uno de los escenarios para conocer el dimensionamiento más óptimo, los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 5.4. Calculo de capacidad del equipo de compensación reactiva.

Escenario		Datos					Resultados				MVAr faltantes
	Estado de la carga	MW Demandados	FP Actual	MVA Demandados	MVAr Demandados	FP deseado	Angulo actual	Angulo deseado	MVA esperados	MVAr esperados	MVAr Banco de capacitores
Escenario 1	Máxima	2.61	-88.75	2.94	1.35	97	152.6	14.1	2.7	0.7	0.7
	Mínima	5.86	-98.98	5.92	0.843	---	---	---	---	---	---
Escenario 2	Máxima	3.14	67.18	4.67	3.46	97	47.8	14.1	3.2	0.8	2.7
	Mínima	0.066	-2.36	2.82	2.820	97	91.4	14.1	0.1	0.0	2.8

De la tabla anterior obtenemos que se requieren máximo 2.8 MVAr para obtener un factor de potencia mínimo del 97% en todos los escenarios, sin embargo se recomienda que el equipo sea de una capacidad superior para contar con reactivos de respaldo en caso de un aumento de carga, por lo que para este caso se dimensionara un equipo de compensación reactiva de 3 MVAr para contar con un respaldo de 0.2MVAr, el equipo se recomienda sea de 4 etapas de 0.75 MVAr cada una, con este dato se realizaran las simulaciones correspondientes para cada escenario de operación para conocer su comportamiento. Se omite en esta etapa el escenario 1 con carga mínima ya que no se requiere compensación de potencia reactiva.

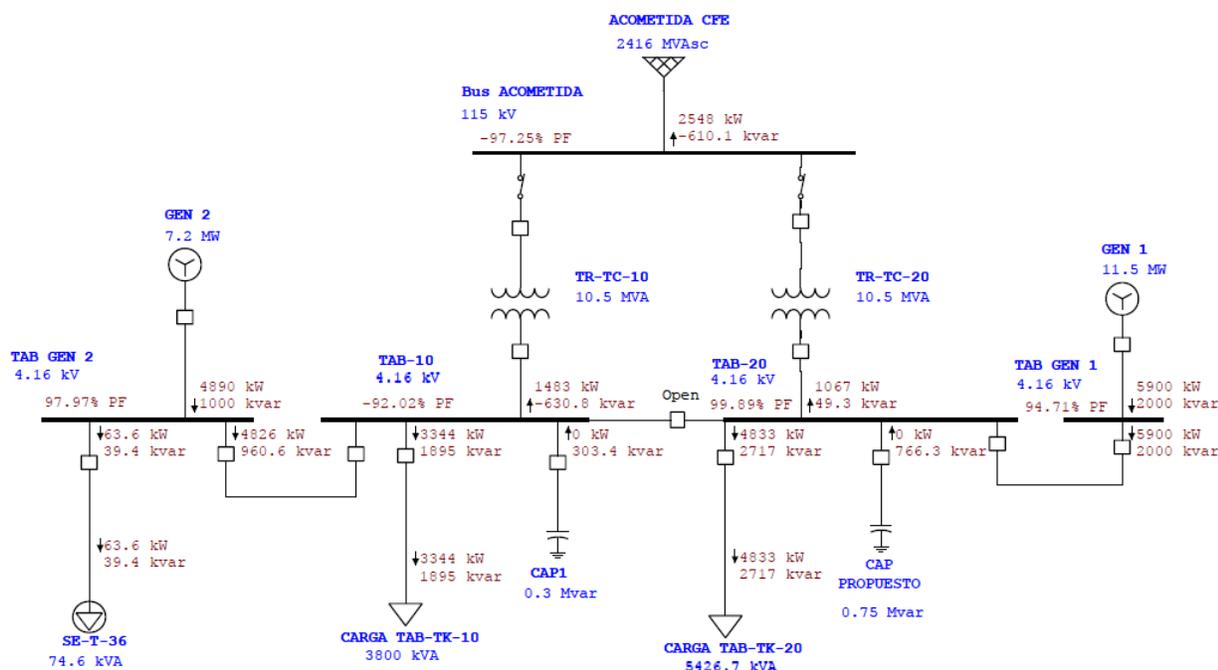


Figura 5.6. Resultados escenario 1 con carga máxima.

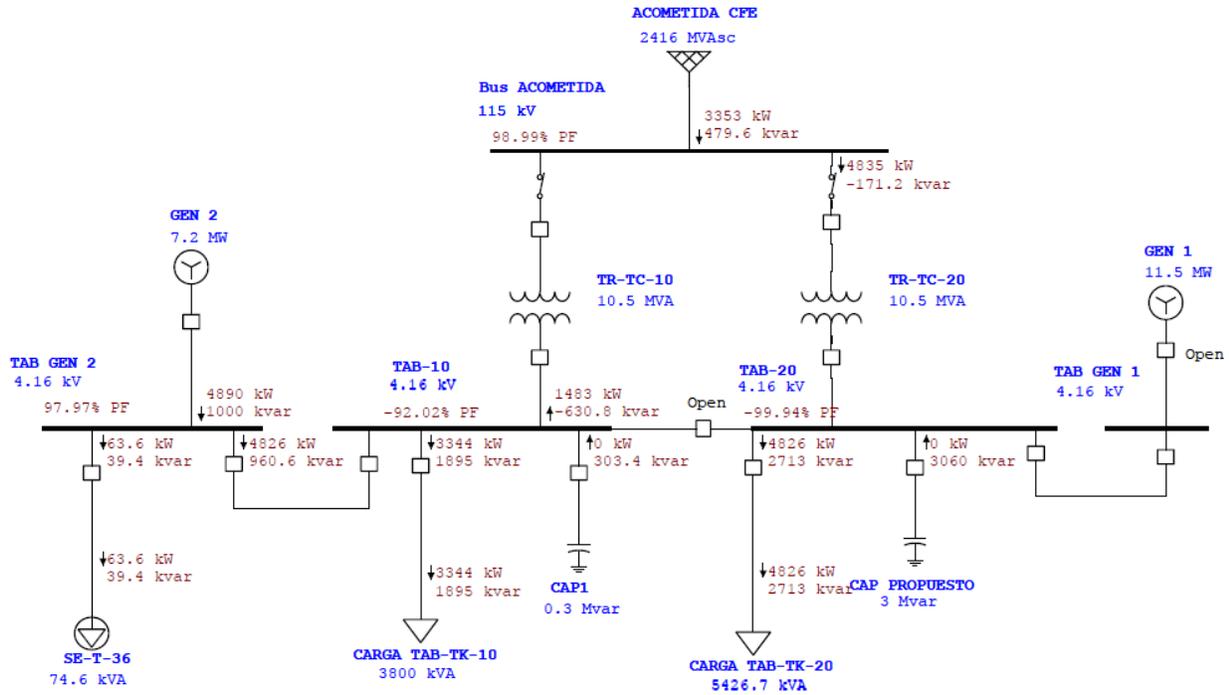


Figura 5.7. Resultados escenario 2 con carga máxima.

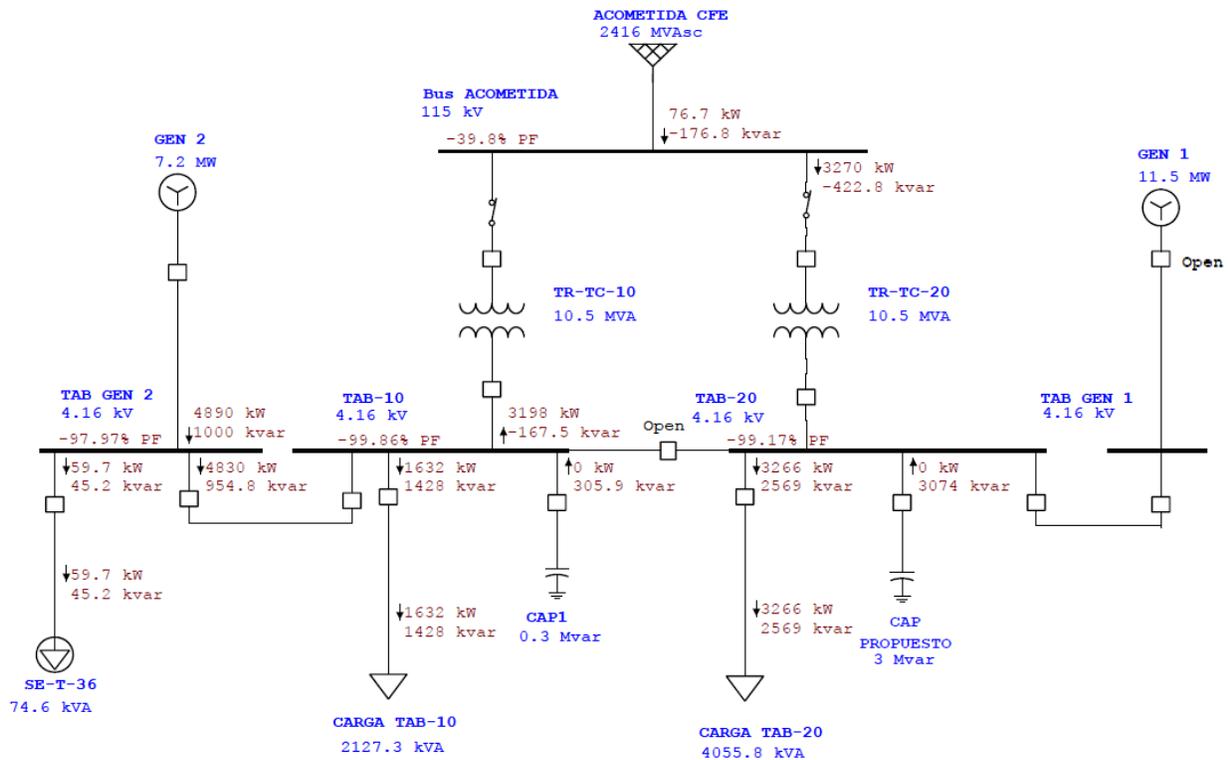


Figura 5.8. Resultados escenario 2 con carga mínima.

Tabla 5.5. Resultados de simulaciones de flujos de potencia considerando equipos de compensación de potencia reactiva.

Escenario	Estado de la carga	Análisis de resultados
Escenario 1	Máximo	Para esta condición de operación se considera la entrada de un solo paso de 1.5 MVAR del equipo de compensación de potencia reactiva, obteniendo un factor de potencia en el bus Acometida de -97.25% inductivo.
	Mínimo	No se requiere equipos de compensación reactiva ya que con las condiciones de operación actuales se obtiene un factor de potencia de -98.98% inductivo.
Escenario 2	Máximo	Para esta condición de operación se considera la entrada la capacidad total de 3 MVAR del equipo de compensación de potencia reactiva, obteniendo un factor de potencia en el bus Acometida de 98.99% inductivo.
	Mínimo	Para esta condición de operación se considera la entrada la capacidad total de 3 MVAR del equipo de compensación de potencia reactiva, obteniendo un factor de potencia en el bus Acometida de -39.8% capacitivo.

El Código de Red, exige que se cumpla el factor de potencia dentro de los límites establecidos del 95% del tiempo, en un periodo mensual, considerando este periodo de 30 días, el factor de potencia se debe cumplir por lo menos durante 28.5 días, lo que queda un margen de 1.5 días, para realizar mantenimiento a los equipos de compensación reactiva o a las unidades de generación. Durante el periodo de monitoreo, se observó la salida de operación de una unidad de generación por mantenimiento abatiendo el factor de potencia, sin embargo la salida de la maquina no duro más de 8 horas continuas, restableciendo normalmente el sistema después de este periodo de tiempo.

Como podemos observar en la tabla anterior, bajo condiciones normales de operación, solo se requiere de una compensación reactiva de 750 kVAR, con un programa de mantenimiento adecuado y un monitoreo de las variables eléctricas y mecánicas, las unidades de generación son bastante confiables y deberían operar sin ningún problema de forma constante, realizando paros programados para mantenimiento o revisión que no duren más del margen de 1.5 días, por lo que se concluye, que con una compensación reactiva de 750 kVAR, el centro de carga debería poder operar dentro de los limites exigidos por el Código de Red, haciéndolo más viable técnica y económicamente. Si el centro de carga desea contar con un sistema más robusto en términos del factor de potencia, se pueden seguir las recomendaciones del total de la potencia reactiva calculada.

En el presente trabajo se consideró la instalación de un equipo de compensación de potencia reactiva central en media tensión (4.16 kV), sin embargo otra opción viable y recomendada es corregir el factor de potencia de forma local en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico con una compensación de potencia reactiva central en baja tensión (0.48 kV), para lo anterior se requiere realizar el análisis en cada punto de interés del sistema y seguir con el mismo procedimiento para dimensionar los diferentes equipos, una de las ventajas más importantes de este método es la liberación en la capacidad de los transformadores derivados con relación de transformación 4.16 a 0.48 kV, así como los alimentadores en media tensión. La suma de la capacidad de los equipos dimensionados localmente deberá ser similar a la capacidad central en media tensión calculada.

5.3 Corrección del contenido armónico de corriente

Como se observó en la evaluación del contenido armónico de corriente del centro de carga bajo análisis, se registró en el punto de común acoplamiento, un percentil del 95% del quinto armónico de 6.34%, superior al límite estipulado en el Código de Red de 6%, por lo que en esta sección se realizara un análisis para su corrección.

En la figura 4.18, se observa el comportamiento de los armónicos individuales registrados, donde el quinto armónico es de mayor presencia en todo momento, llegando a valores máximos aproximados de 9%, en este sentido, se considera que el sistema opera de constante y no existen cambios en el comportamiento de la carga en donde cambie la tendencia del contenido armónico.

En la sección anterior se realizó el análisis para la corrección del factor de potencia, donde se analizaron 4 diferentes escenarios de operación y se concluyó que se requieren 3,000 kVAR en dos etapas de 1,500 kVAR cada una, para corregir el factor de potencia a un valor mínimo de 97% en todos los escenarios analizados. Esta información se tomara como punto de partida para la selección y el dimensionamiento del filtro.

Dado que el filtro activo con la configuración de corrección del factor de potencia tiene costos excesivamente altos, se descarta esta opción por no ser factible técnica y económicamente, además se conoce que solo el quinto armónico es el mayor responsable de la distorsión armónica de corriente, por lo que la implementación de un filtro pasivo simple conectado en paralelo es la mejor opción.

Por lo anterior, se realizara el dimensionamiento de un FPP simple conectado en paralelo, el cual se sintonizara para disminuir el porcentaje de aportación del quinto armónico, de acuerdo con Dugan, McGranaghan, Santoso & H. W. Beaty, 2004, el filtro debe sintonizarse ligeramente por debajo del armónico que se desee eliminar, para permitir tolerancias en los componentes del filtro y variaciones en la impedancia del sistema, también minimiza la posibilidad de resonancia en caso de que cambien los parámetros del sistema, en este caso se elegirá un ajuste típico de 4.7, utilizado para eliminar el 5° armónico.

Realizando un análisis de la evolución temporal de la potencia real y la distorsión armónica de corriente en el punto de acometida, se observa que en el escenario de operación donde se inyecta menos potencia al SEN (escenario 1, caso de carga máxima del análisis del factor de potencia), se obtiene el mayor porcentaje de distorsión armónica, con un promedio máximo de 7.5% del quinto armónico y un THDi de 8%, por lo que solo se considerara este escenario para la evaluación de la eficiencia del filtro dimensionado.

El análisis será realizado con ayuda de la herramienta computacional ETAP, con el módulo de Análisis de Armónicos, en primer lugar se debe modelar la fuente de armónicos que simule la distorsión armónica de corriente obtenida en el periodo de monitoreo, esta fuente se modelo en las cargas conectadas en el bus de 4.16 kV, su forma de onda se muestra en la figura 5.9 y el la figura 5.10 se muestra el diagrama del escenario bajo análisis con los resultados obtenidos del 5° armónico y THDi.

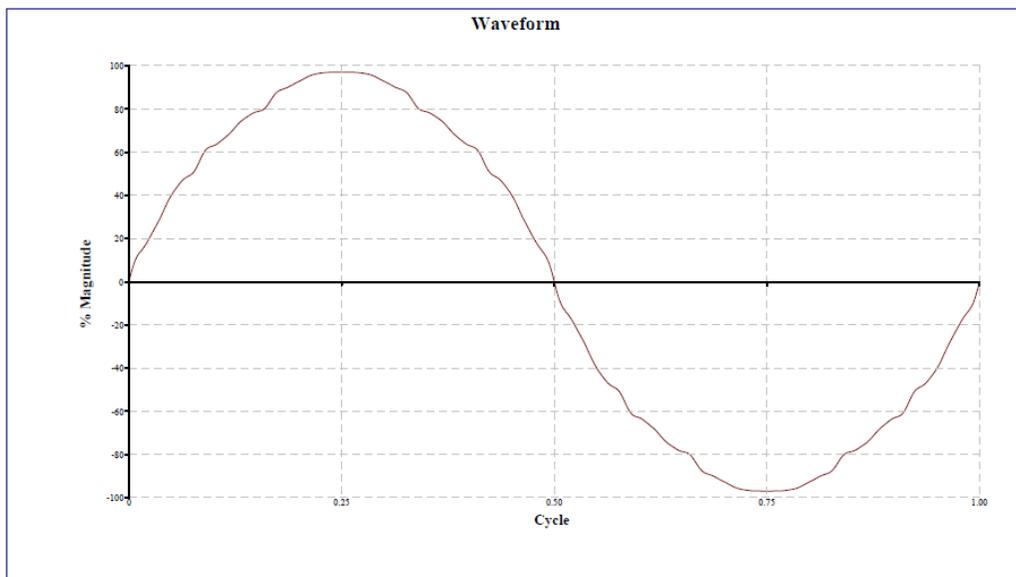


Figura 5.9. Forma de onda de fuente de armónicos ETAP.

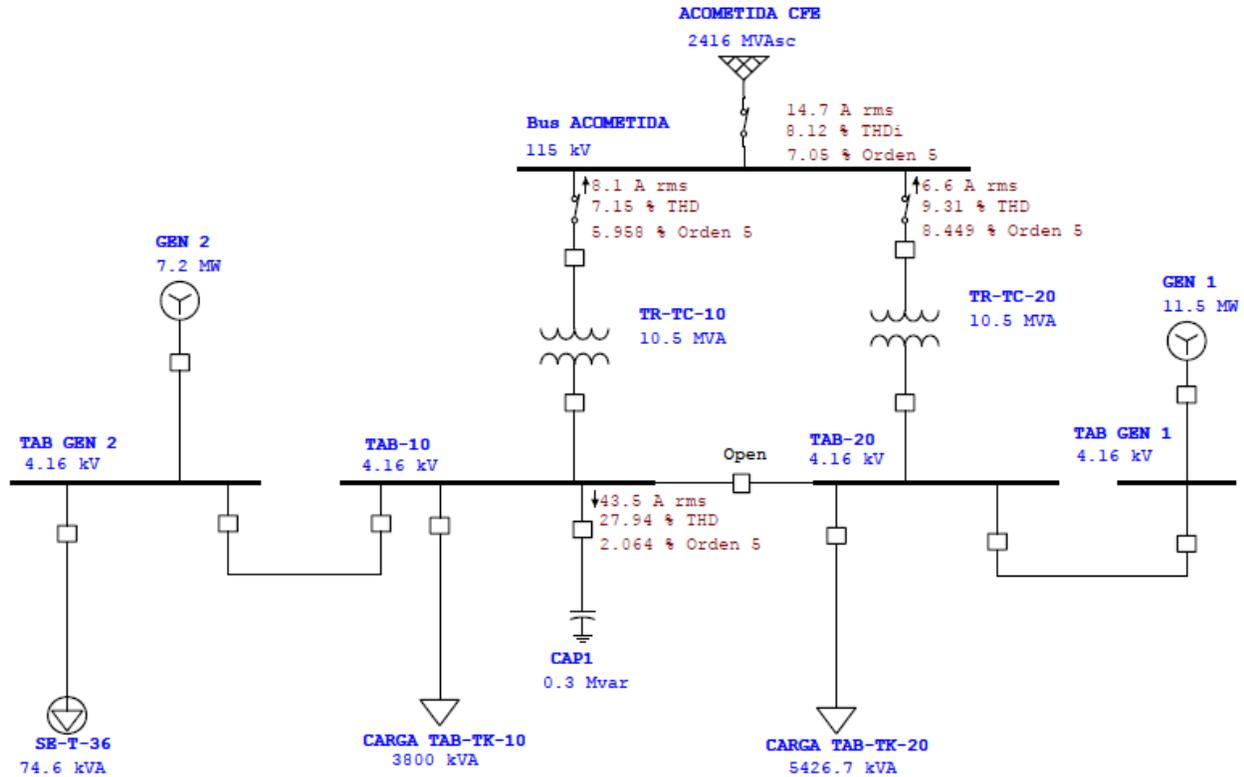


Figura 5.10. Resultado de flujo de armónicos actual.

Con la información descrita anteriormente se modelara el filtro en el software ETAP, el cual tiene integrado el modelado de filtros pasivos con diferentes configuraciones, en este caso se dimensionara un FFP simple, los datos que requiere el software, son los reactivos requeridos para mejorar el factor de potencia, la capacitancia (C), la tensión (kV), la reactancia inductiva (X_L) y el factor de calidad (Q), con las ecuaciones de la 19 a la 25 se calculan los datos requeridos.

Cabe mencionar que los parámetros requeridos en la configuración de filtros en ETAP son monofásicos, considerando que la compensación de potencia reactiva para el escenario bajo estudio es de 750 KVAR, se tiene que la aportación en cada fase es de 250 kVAR y la tensión de línea a tierra es de 2.4 kV, con este dato se calcula en primer lugar la reactancia capacitiva y la capacitancia.

$$X_C = \frac{2.4 \text{ kV}^2}{250 \text{ kVAr}} = 23.04 \Omega$$

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot 60 \cdot 23.04} = 0.0001151 \text{ F} = 115.1 \mu\text{F}$$

Entonces la reactancia inductiva es:

$$X_L = \frac{23.04}{4.7^2} = 1.043\Omega$$

El factor de calidad Q, toma valores típicos entre 30 y 60, conociendo que a mayor valor, la tasa de pérdida de energía será menor, sin embargo el costo del filtro aumenta considerablemente, comúnmente en la práctica se utiliza un factor de 40.

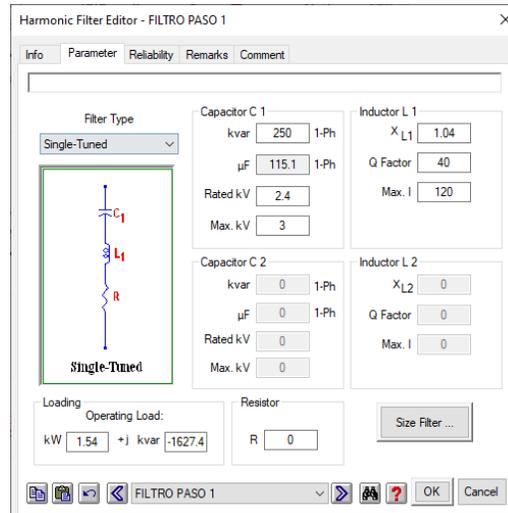


Figura 5.11. Configuración del modelado de FPP simple en ETAP.

Con la configuración del FPP simple en ETAP, se procede con la simulación de flujo de armónicos, en primer lugar se analizara el impacto en el contenido armónico, al implementar un equipo de compensación reactiva simple (banco de capacitores); como se observa en la figura 5.12, la distorsión armónica se amplifica resultando en valores de 9.35% THDi, y 8.18% del armónico de quinto orden. La potencia reactiva inyectada por el banco de capacitores es de 766 kVAr.

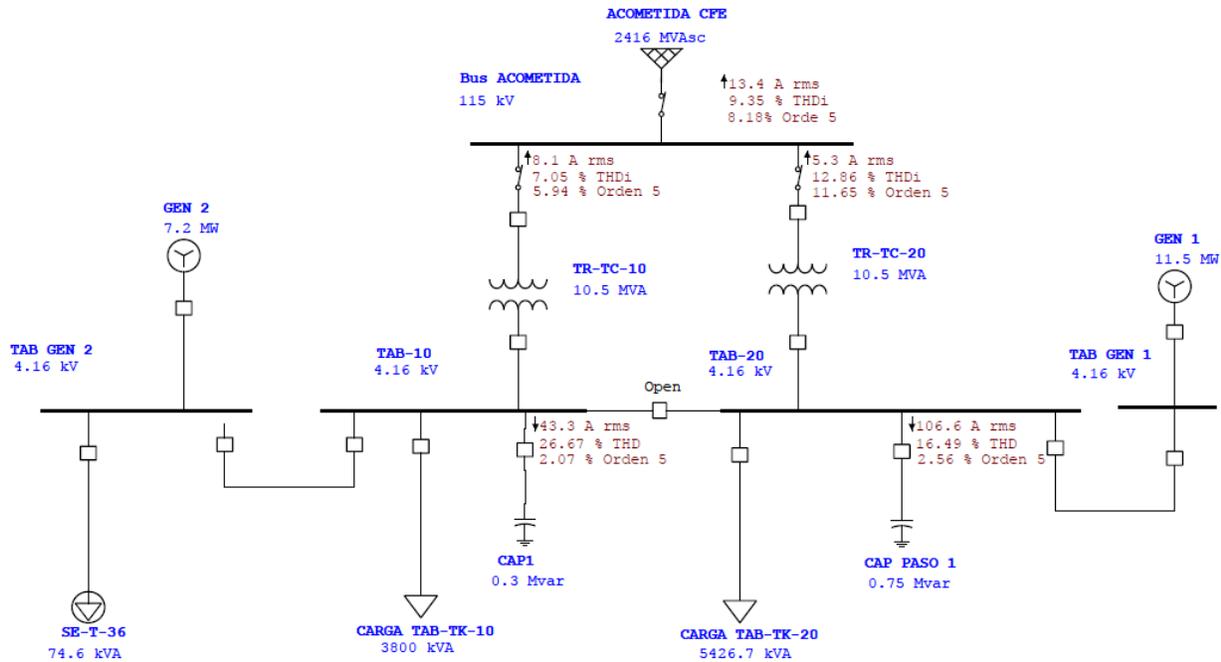


Figura 5.12. Resultado de flujo de armónicos con instalación de banco de capacitores.

La instalación de un banco de capacitores sin duda ayuda a mejorar el factor de potencia, sin embargo, si no se realiza un análisis previo a su instalación, es posible como en este caso, que entre en resonancia con el sistema y amplifique los armónicos circulantes a porcentajes superiores a los límites establecidos, además de que el propio equipo sufriría daños en corto lapso de tiempo.

En la figura 5.13, se muestran los resultados de la distorsión armónica con la implementación del filtro diseñado, donde se logra ver que el porcentaje de contenido armónico disminuye significativamente a 7.28% de THDi y 5.99% del armónico de quinto orden. Estos valores son los máximos que se pudieran presentar en el caso más crítico, por lo que se aseguraría que se cumplan con los límites de distorsión armónica exigidos en el Código de Red, además el FPP simple inyecta una potencia reactiva de 804 kVAR ayudando a la corrección del factor de potencia en el punto de acometida.

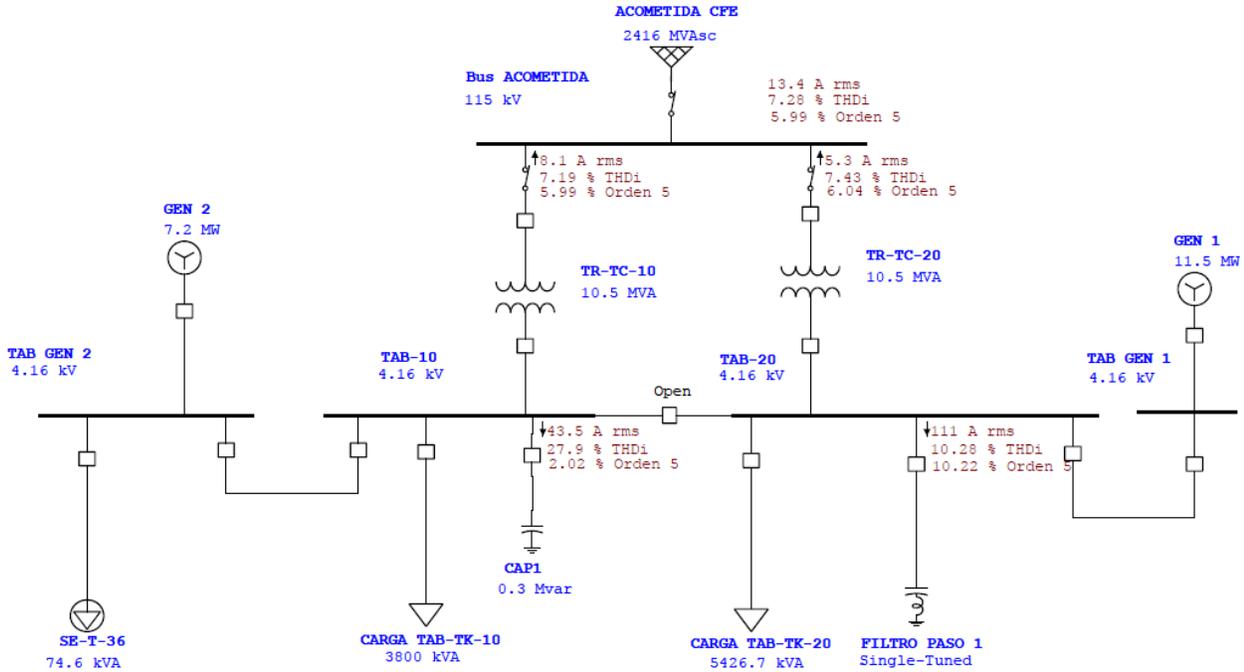


Figura 5.13. Resultado de flujo de armónicos con instalación de filtro FPP simple.

En la siguiente tabla se realiza un resumen de los resultados obtenidos para caso de estudio, donde queda claro que la mejor opción para la corrección del factor de potencia y la distorsión armónica de corriente, es la implementación de un filtro, en este caso un filtro pasivo conectado en paralelo al sistema, con ello se asegura que los parámetros bajo análisis se mantengan dentro de los límites establecidos en el Código de Red. Con el factor de calidad Q asignado, se tiene un consumo de energía aproximado de 0.95 kW, en caso de requerir bajar este consumo, se debe aumentar el valor de Q, sin embargo este aumento es proporcional al costo del equipo, por lo que un valor Q de 40, se considera económicamente viable, en la sección 5.3.1 se ve más a detalle el ahorro económico.

Tabla 5.6. Resultados de simulaciones de flujos de armónicos.

Parámetro evaluado	Situación actual	Instalación de banco de capacitores	Instalación de FPP simple
%5 ^o armónico	7.5	8.06	5.99
%THDi	8.12	9.35	7.28
Potencia reactiva (kVAr)	---	766	804
Factor de Potencia	88.75 i	97.25 i	97.55 i

Por último, cabe mencionar que la corrección de la distorsión armónica puede realizarse directamente en las cargas no lineales generadores de corrientes armónicas, o en los tableros principales en baja tensión, la ventaja de realizarlo en este nivel de tensión, es que se evita la circulación de corrientes distorsionadas en el sistema eléctrico, disminuyendo el calentamiento en protecciones, alimentadores y transformadores, el procedimiento a seguir, es el mismo al mostrado en este análisis, en primer lugar, la identificación de los armónicos presentes, posteriormente la potencia necesaria para la corrección del factor de potencia y por último el diseño del filtro de acuerdo a las necesidades de la carga.

5.3.1 Análisis económico de la implementación del filtro de armónicos

De acuerdo a los análisis anteriores para la corrección del factor de potencia y contenido armónico, es necesario la implementación de un filtro de armónicos pasivo de 750 kVAr, con un factor de calidad Q de 40, y un consumo de 0.95 kW/h, con estos datos se realizar el cálculo del ahorro en la facturación eléctrica por la implementación de este equipo.

El centro de carga bajo análisis, tiene su suministro de energía eléctrica por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en tarifa DIST, de acuerdo al nuevo esquema tarifario, esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, este esquema tarifario varía de acuerdo al día y a la hora, teniendo 3 periodos llamados básico, intermedio y punta, de acuerdo a la ubicación del centro de carga, los costos para esta tarifa, obtenidos directo de la página de CFE para el mes de julio 2020, se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Costos tarifa DIST, fuente CFE.

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	JUL-20
DIST	Demanda industrial en subtransmisión	-	Fijo	\$/mes	1,393.71
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9442
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.5330
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.8152
		Semipunta	Variable (Energía)	\$/kWh	0.0000
		-	Capacidad	\$/kW	339.96

Los horarios de cada periodo de facturación son los siguientes:

Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Del 1° de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del 1° de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Figura 5.14. Horarios de periodos de facturación tarifa DIST.

El cargo de capacidad observado en la tabla anterior, es el mínimo resultado de:

$$\min \left\{ D_{\max_{\text{punta}}} \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 \cdot d \cdot F.C.} \right] \right\} \quad (29)$$

Donde $D_{\max_{\text{punta}}}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kilowatts, Q_{mensual} es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, “d” son los días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018, para tarifa DIST es 0.74.

Además de lo anterior, CFE tiene una penalización o bonificación, de acuerdo al comportamiento del factor de potencia, estas se calculan conforme a las siguientes ecuaciones:

$$\% \text{Penalización} = 60 \left[\frac{0.9}{fp} - 1 \right]; fp < 0.9 \quad (30)$$

$$\% \text{Bonificación} = 25 \left[1 - \frac{0.9}{fp} \right]; fp > 0.9 \quad (31)$$

Para obtener datos precisos se realizara el análisis del consumo del mes de julio 2019, considerando los costos del mes de julio del año en curso, los datos disponibles son los siguientes:

Tabla 5.8. Datos de factura julio 2019.

Periodo	Datos Julio 2019
Básico	46,290 kW/h
Intermedio	112,930 kW/h
Punta	20,310 kW/h
Capacidad	326 kW
Factor de Potencia	88%

Considerando la información disponible para el cálculo de la facturación y el consumo, se calcula el monto de facturación proyectado para el mes de julio 2020, en pesos mexicanos.

Tabla 5.9. Monto de facturación proyectado a julio 2020.

Concepto	Datos Julio 2019
Cargo fijo	\$ 1,393.71
Energía	\$ 364,551.67
Factor de potencia	\$ 4,990.16

Subtotal	\$	370,935.55
IVA 16%	\$	59,349.69
Total	\$	430,285.24

Como se observa, se tiene un concepto de penalización del factor de potencia ya que es menor a 90%, a continuación se realiza el análisis de la facturación esperada considerando la instalación del filtro de armónicos, se tomara como base los datos de consumo de los periodos base, intermedio y punta de la tabla 5.8.

El filtro propuesto con factor de calidad igual a 40, tiene un consumo de 0.95kW, este consumo se va a considerar como constante, por lo que el consumo de energía del filtro para cada periodo para el mes de julio es el mostrado en la tabla 5.10 en esta misma tabla se muestra el consumo total sumando el consumo del filtro y los datos de la tabla 5.8.

Tabla 5.10. Consumo de kW/h por periodos considerando el FPP simple.

Concepto	Consumo del FPP kW/h	Consumo total kW/h
Básico	204.25	46494.25
Intermedio	458.85	113388.85
Punta	43.7	20353.7
Capacidad	-----	327.4
Factor de Potencia	-----	97.55%

Con los datos de la tabla 5.10, se obtiene la facturación esperada para el mes de julio 2020 considerando la instalación del filtro de armónicos.

Tabla 5.11. Monto de facturación proyectado a julio 2020 considerando el FPP.

Concepto	Datos Julio 2019
Cargo fijo	\$ 1,393.71
Energía	\$ 365,963.70
Factor de potencia	-\$ 7,497.09
Subtotal	\$ 359,860.32
IVA 16%	\$ 57,577.65
Total	\$ 417,437.97

Se puede observar que, con la corrección del factor de potencia se espera una bonificación de \$7,497.09, y un ahorro en la facturación total de \$12,847.27, aunado a lo anterior, se evitan las posibles multas por parte de la CRE por incumplimiento del Código de Red, las cuales oscilan entre 50 a 200 mil salarios mínimos para el primer incumplimiento; en una segunda oportunidad tendrían que pagar del 2 al 10% de los

ingresos brutos percibidos en el año anterior y en la tercera falta de cumplimiento se harían acreedores a la desconexión del SEN.

Por lo que la implementación del equipo para la corrección del factor de potencia y la distorsión armónica, es una opción técnica y económicamente viable, que permitiría contar con una energía eléctrica de mejor calidad y un sistemas eléctrico más confiable.

5.4 Corrección del desbalance de corriente

De acuerdo al registro de parámetros eléctricos realizado, se encontró que el desbalance de corriente es superior al límite establecido en el Código de Red, este desbalance se da principalmente por cargas monofásicas y bifásicas conectadas a sistemas eléctricos trifásicos, como por ejemplo sistemas de iluminación de 277 V, 220 V y 127 V, aires acondicionados, equipos de cómputo, sin un adecuado balance de cargas. En algunos casos el mal funcionamiento de variadores de velocidad, drivers o equipos de compensación reactiva, pueden generar desbalance de corriente.

Para la corrección de este parámetro, en primer lugar se requiere realizar una recopilación de datos en campo de todos los tableros eléctricos que alimenten cargas monofásicas y bifásicas y analizar su respectivo nivel de desbalance apoyado con equipos de medición.

Con esta información inicial, se podrá proyectar mejorías para el desbalance de cada tablero, modificando la distribución de circuitos eléctricos de tal manera que permita un flujo de corriente similar en cada una de sus fases para distintos escenarios de operación (carga normal, máxima y mínima).

Es una práctica común en los centros de carga que al expandirse o incrementar cargas desbalanceadas, no se tome en cuenta la distribución de las cargas en los tableros eléctricos provocando flujos de corriente de secuencia negativa y cero, sin embargo es importante realizar este análisis previo a la conexión de cualquier carga de este tipo.

Cabe mencionar que por la dinámica de los sistemas eléctricos industriales, no se puede lograr un balanceo de corriente del 0%, esto solo se logra en un sistema ideal que en la práctica es imposible, aun cuando se logre el mejor balance de cargas, siempre existirá un flujo de corriente de secuencia negativa o cero, debido a la diferencia de impedancia de los conductores, motores, transformadores etc., diferencia en el nivel de tensión entre fases y la misma operación variante del sistema eléctrico en general, sin embargo se recomienda mantener este desbalance dentro de los límites.

6. CONCLUSIONES FINALES Y RECOMENDACIONES.

Se realizó el monitoreo de las variables eléctricas más de calidad de la energía (tensión, corriente, potencias, factor de potencia, distorsión armónica y flicker), de un centro de carga conectado en alta tensión 115 kV. Las mediciones fueron realizadas con ayuda de un analizador de calidad de la energía Fluke 435-II, el tiempo total de registro fue de 30 días naturales (mediciones realizadas de acuerdo al Código de Red).

En la tabla 6.1 se muestra el resumen de los disturbios de calidad de la energía encontrados durante el periodo de monitores, el símbolo **✓** significa que los valores obtenidos son aceptables mientras que el símbolo **X** significa que los valores registrados no cumplen con los mínimos requerimientos del Código de Red, para las casillas marcadas como **N/R** significa que durante el periodo de medición no fue detectado ningún disturbio de ese tipo.

Tabla 6.1. Resumen de los resultados de calidad de la energía.

PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA		EVALUACIÓN
TENSIÓN	%Variación	✓
	SAG	✓
	SWELL	N/R
	Interrupciones	N/R
	Sobretensión	✓
	Subtensión	✓
CORRIENTE	% Desbalance	X
	Sobrecarga	✓
	% Distorsión armónica Individual	X
	% Distorsión armónica total	✓
FRECUENCIA	% Variación	✓
POTENCIA	Sobrecarga	✓
	Factor de potencia	X
FLICKER	Pst	✓
	Plt	✓

Las conclusiones y recomendaciones finales son las siguientes:

- Se analizaron las variaciones de tensión en el punto de acometida donde se determinó que se cumple con los rangos establecidos por el Código de Red para estado permanente, así mismo se realizó el análisis de las variaciones de transitorias, y se determinó que todos los eventos se encuentran dentro de la curva ITIC, la cual muestra las zonas de no interrupción del sistema eléctrica, en conclusión, no se encontraron problemas de variaciones de tensión durante el periodo del monitoreo.
- Para el análisis del desbalanceo de corriente se encontró que los valores monitoreados se encuentran fuera del rango permitido, se debe de cumplir con los límites de desbalance de corriente de secuencia negativa y secuencia cero. En el análisis realizado se observó que se supera el límite de desbalance de secuencia negativa, por lo que se recomienda realizar un análisis de las cargas monofásicas y bifásicas conectadas al sistema eléctrico y realizar un correcto balanceo de cargas para corregir esta desviación.
- Por último, en la evaluación del factor de potencia, se encontró que en condiciones normales de operación, se tiene bajo factor de potencia cuando la potencia activa inyectada a la red del sistema eléctrico nacional es mínima, se realizó el cálculo para conocer cuál es la magnitud de la aportación de potencia reactiva necesaria para la corrección del factor de potencia, analizando diferentes escenarios de operación, por lo cual para dar cumplimiento al Código de Red en estas condiciones, se calculó una aportación de potencia reactiva faltante de 750 kVAr, se recomienda que la implementación de esta compensación reactiva sea de manera local, en cada una de las diferentes subestaciones eléctricas.
- Para el caso de la distorsión armónica de corriente, se detectaron altos porcentajes de distorsión armónica individual de la quinta armónica, superando en algunos periodos de tiempo los límites exigidos en el Código de Red superando el percentil 95%, por lo que se llevó a cabo un análisis para la implementación de un filtro sintonizado para la eliminación de armónicos, el análisis se realizó considerando diferentes escenarios de operación, el equipo se dimensiono de acuerdo al requerimiento de potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia de 750 kVAr, se recomienda la implementación de un equipo con las características descritas en el análisis.

Por otra parte, se realizó un análisis de costo-beneficio de acuerdo a la tarifa contratada con CFE, demostrando que por la implementación del equipo de compensación reactiva con filtro sintonizado de armónicos, además de los beneficios para los componentes del sistema eléctrico, se obtiene un ahorro anual que permitirá la pronta recuperación de la inversión por la adquisición del equipo y evitando multas por incumplimiento a los requerimientos del Código de Red.

- Para el caso de las fluctuaciones de tensión Flicker de tiempo corto y tiempo largo, se obtuvieron valores mayores a lo estipulado en el Código de Red, sin embargo se observó que estos valores máximos no son constantes y se presentan en días diferentes solo una vez, lo cual es permitido por el Código de Red, en estado normal de operación los valores de flicker son menores a los límites establecidos.

Al termino de efectuar las mejoras al sistema eléctrico mencionadas para dar cumplimiento con el Código de Red, se recomienda realizar nuevamente un monitoreo de calidad de la energía para asegurar que los parámetros eléctricos estén dentro de los límites establecidos.

El presente trabajo de tesis, tiene como objetivo, servir de guía para los ingenieros que realizaran el análisis para el cumplimiento del Código de Red para centros de carga conectados en alta tensión, ya que actualmente existe poca información en la literatura de cómo llevar a cabo un estudio de este tipo, cabe mencionar que los centros de carga tienen diferentes topologías del sistema eléctrico, sin embargo la metodología a seguir y la implementación de soluciones para corregir las desviaciones encontradas son similares.

El Código de Red es de reciente creación y actualmente lleva 4 años de implementación, durante este tiempo y los próximos años, miles de centros de carga en el país estarán realizando los análisis correspondientes para cumplir con estas nuevas disposiciones, por lo que se requiere contar con una metodología clara a seguir y realizar una correcta evaluación, brindando las soluciones más óptimas y con el mejor costo-beneficio a los usuarios.

7. REFERENCIAS

- 1.- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas, utilización.
- 2.- ANSI/IEEE 141-1993. Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- 3.- J.J. Grainger y W.D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. Primera edición. México: Mc Graw Hill, 1996.
- 4.- J. Barros, R.I. Diego, M. de Apráiz. "A virtual instrument for the measurement of voltage unbalance in power systems". XVIII International Conference on Electrical Machines, ICEM'08, Vilamoura (Algarve), Portugal, 6-9 September 2008.
- 5.- J. Arrillaga y N. Watson. *Power System Harmonics*. Segunda Edición ed., John Wiley & Sons, 2003.
- 6.- R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso y H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, Segunda Edición ed., McGraw-Hill, 2004.
- 7.- B.V. Ramana, S.D. Chowdary, y G.V. Ratnam. "Analysis of Active and Passive Power Filters For Power Quality Improvement under Different Load Conditions". International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, vol. 3, p. 11102-11115, 2014.
- 8.- J. A. Suárez, et al. "Parámetros que afectan la corriente de neutro en presencia de armónicos". Información Tecnológica, vol. 21, no. 1, 2010, p. 83+. Accessed 1 Sept. 2020.
- 9.- Especificación CFE L0000-45 "Desviaciones Permisibles en las Formas de Onda de Tensión y Corriente en el Suministro y Consumo de Energía Eléctrica".
- 10.- IEEE Std. 1100-2005 "Powering and Grounding Electronic Equipment".
- 11.- IEEE Std. 519 2014 "Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System.
- 12.- IEEE 1159-2009 "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality".

- 13.- “IEC 61000-4-30,” International Electrotechnical Commission, Tech. Rep., 2003, electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- 14.- “IEC 61000-3-3,” Limites – Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection, 2013.
- 15.- J.L. Arizpe, S. Neira, y A. López. “Calidad de energía y sistemas eléctricos de potencia”. Ingenierías, 1 (1). pp. 29-54. ISSN 1405-0676
16. S. Barcón, R. Guerrero, & I. Martínez. *Calidad de la Energía Eléctrica: Factor de potencia y filtrado de armónicos*. Primera edición. México: Mc Graw Hill.
- 17.- RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica
- 18.-Fluke 434/435 Three Phase Power Quality Analyzer, Manual de Uso, Fluke Corporation, 2006.