



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y PROPUESTA DE BANCO DE
CAPACITORES PARA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE
POTENCIA, EN UNA UNIVERSIDAD CON TARIFA
HORARIA DE MEDIA TENSIÓN (HM) PARA LA
REDUCCIÓN EN LA FACTURACIÓN**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Luis Salvador Hernández Flores

ASESOR DE INFORME

M.I José Daniel Castro Díaz



Ciudad Universitaria, Ciudad de México, 2017

Dedico el presente trabajo profesional a mi madre Manuela Flores Castillo y a mi abuela Ana Flores Castillo, por ser los pilares de mi vida, por su incondicional apoyo mantenido a través del tiempo. A mis Hermanos Eduardo y Angel que son parte fundamental de mi vida al compartirme sus experiencias y enseñanzas. A mi esposa Laura Hesiquio Medina que ha estado a mi lado en todo momento apoyándome. A mi director de trabajo profesional al M.I. José Daniel Castro Díaz por el tiempo y confianza que me ha brindado.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por protegerme durante todo mi camino y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida

A mi madre que con su ejemplo me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada predicando a través del ejemplo.

A mis amigos les agradezco la confianza, juntos siempre en las buenas y las malas.

Contenido.

INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVO DEL INFORME.....	1
FIDEICOMISO PARA EL AHORRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (FIDE).	2
2.1. OBJETIVO DE FIDE	2
2.1.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	2
2.2. MISIÓN	3
2.3. VISIÓN	3
2.4. DESCRIPCIÓN DEL PUESTO DE TRABAJO.	3
ANTECEDENTES.....	5
3.1. DATOS GENERALES DE LA EMPRESA.	6
3.2. HISTORIAL DE FACTURACIÓN.	6
3.3. HISTORIAL DE FACTOR DE POTENCIA	8
3.4. MEDICIONES EN CAMPO.	9
CONTEXTO DE LA PARTICIPACIÓN PROFESIONAL.	12
METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.....	13
5.1. OBJETIVO DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO	13
5.2. CLASIFICACIÓN DE LOS DIAGNÓSTICOS ENERGÉTICOS	13
5.2.1. Diagnóstico Energético de Primer Nivel	14
5.2.2. Diagnóstico Energético de segundo Nivel	14
5.2.3. Diagnóstico Energético de tercer Nivel.....	14
5.3. METODOLOGÍA DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO	15
5.3.1. Definición del Proyecto	15
5.3.2. Recopilación de Datos	16
5.3.3. Mediciones en Campo.....	16
5.3.4. Análisis de Información	16
5.3.5. Evaluación	16
5.4. REPORTE DEL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO	17
RESULTADOS	18
6.1. ANÁLISIS DE DATOS DE LA SUBESTACIÓN DEL EDIFICIO AMÉRICA.....	18
6.1.1. Perfil de tensión del transformador	18
6.1.2. Perfil armónico en tensión (THDv).....	19
6.1.3. Perfil de corriente	19
6.1.4. Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi).....	20
6.1.5. Perfil por orden de armónico en corriente	20
6.1.6. Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA	21
6.1.7. Perfil de factor de potencia.....	21
6.2. ANÁLISIS DE DE DATOS DE LA SUBESTACIÓN 2 EDIFICIO RESIDENCIA.....	22
6.2.1. Perfil de tensión	22

6.2.2.	<i>Perfil armónico en tensión (THDv)</i>	22
6.2.3.	<i>Perfil de corriente</i>	23
6.2.4.	<i>Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)</i>	23
6.2.5.	<i>Perfil por orden de armónico en corriente</i>	24
6.2.6.	<i>Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA</i>	24
6.2.7.	<i>Perfil de factor de potencia</i>	25
6.3	ANÁLISIS DE DE DATOS SUBESTACIÓN SITE	25
6.3.1.	<i>Perfil de tensión</i>	25
6.3.2.	<i>Perfil armónico en tensión (THDv)</i>	26
6.3.3.	<i>Perfil de corriente</i>	26
6.3.4.	<i>Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)</i>	27
6.3.5.	<i>Perfil por orden de armónico en corriente</i>	27
6.3.6.	<i>Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA</i>	28
6.3.7.	<i>Perfil de factor de potencia</i>	28
6.4.	ANÁLISIS DE DE DATOS SUBESTACIÓN DOMO	29
6.4.1.	<i>Perfil de tensión</i>	29
6.4.2.	<i>Perfil armónico en tensión (THDv)</i>	29
6.4.3.	<i>Perfil de corriente</i>	30
6.4.4.	<i>Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)</i>	30
6.4.5.	<i>Perfil por orden de armónico en corriente</i>	31
6.4.6.	<i>Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA</i>	31
6.4.7.	<i>Perfil de factor de potencia</i>	32
6.5.	TABLA DE RESULTADOS	32
6.6.	ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE LOS BANCOS DE CAPACITORES.	33
6.7.	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO	36
CONCLUSIONES.....		39
REFERENCIAS		40
ANEXOS.....		41

Capítulo 1

Introducción.

El sector empresarial representa una parte considerable del consumo de energía eléctrica con un 59 % a nivel nacional. Las oficinas, así como los corporativos de las empresas hoy en día son alojados en edificios, los cuales, a pesar de no producir materias o productos finales, sí requieren de un consumo considerable de energía. Los servicios de sistemas de aire acondicionado, iluminación, elevadores, bombeo de agua, entre otros, llegan a consumir hasta el 70% del total de los requerimientos energéticos de cada edificio. Por lo anterior, resulta de suma importancia poner atención a los patrones de uso y las características de cada uno de los equipos y maquinaria empleada para proporcionar dichos servicios.

Para nuestro caso de estudio se consideró una universidad con tarifa horaria en media tensión, con problemas de bajo factor de potencia, menor a 0.9, lo cual implica un aumento en su facturación por las multas correspondientes. La falta de información o desinterés por parte del personal que administra los edificios son causas comunes de este tipo de inconvenientes. Un diagnóstico energético permitirá conocer el tipo de equipos empleados y su forma de uso, para la planificación de propuestas que deriven en un consumo eficiente de la energía eléctrica, sin comprometer el confort y la seguridad. De esta forma se pretende obtener como resultado un ahorro económico.

Se realizó un análisis profundo referente al factor de potencia, permitiendo generar propuestas que propiciarán una reducción del 10% de la facturación para este servicio. Para tal efecto instalaron dos equipos analizador de redes AEMC 8335 y AEMC 8336 que registraron los parámetros eléctricos necesarios para la formulación de soluciones concretas. Una vez descargados los datos de las mediciones, así como la información recaudada en el periodo de 5 días que se estuvo visitando el servicio, se analizaron los datos y se determinó la solución para corregirlo.

1.1 Objetivo del informe

El objetivo del informe es para obtener el título de Ingeniero Eléctrico Electrónico, en la opción de titulación por experiencia profesional, en él se describe lo siguiente:

Realización de un diagnóstico energético, en una universidad, para determinar las causas del bajo factor de potencia, razón por la que, en su facturación, tiene un recargo, y, con base en el análisis de dicho diagnóstico, se propone la solución al problema.

Capítulo 2

Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica (FIDE).

En este capítulo se describe el organismo FIDE en donde desarrollé la actividad profesional así como las acciones que lleva a cabo a favor del ahorro de energía eléctrica

El FIDE es un fideicomiso privado, sin fines de lucro, constituido el 14 de agosto de 1990, por iniciativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En apoyo al Programa de Ahorro de Energía Eléctrica; para coadyuvar en las acciones de ahorro y uso eficiente de la energía (FIDE, 2014).

El FIDE se constituye por:

- Fideicomitentes: CONCAMIN, CANACINTRA, CANAME, CMIC, CNEC y SUTERM
- Fiduciaria: Nacional Financiera, S.N.C., quien otorga facultades a un delegado fiduciario que se ostenta como apoderado de la Fiduciaria, quien a su vez delega facultades al Director General del FIDE y éste a su vez a los Subdirectores en el área de su competencia.
- Fideicomisarios: CFE y consumidores de energía eléctrica que resulten beneficiarios de los servicios que imparta el Fideicomiso.

2.1. Objetivo de FIDE

El objetivo principal del FIDE es realizar acciones que permitan inducir y promover el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en industrias, comercios y servicios, MIPyMES, municipios, sector residencial y agrícola. El FIDE presta servicios de asistencia técnica a los consumidores, para mejorar la productividad, contribuir al desarrollo económico, social y a la preservación del medio ambiente. (FIDE, 2016)

2.1.1 Objetivos Estratégicos

1. Financiar programas y proyectos de eficiencia energética eléctrica y térmica, cogeneración y generación distribuida con fuentes renovables en industrias, comercios, servicios y vivienda.
2. Alcanzar una posición competitiva mediante el otorgamiento de un mayor número de financiamientos a tasas más atractivas e implementar sistemas más eficientes de crédito y cobranza.
3. Diversificar fuentes de ingresos e incrementar la captación de recursos.
4. Lograr mayor colaboración con empresas públicas, privadas y sociales; organismos empresariales; gobiernos federal, estatal y municipal.
5. Incrementar y diversificar los servicios de gestoría y de asesoría técnico-administrativa en la integración de proyectos en materia de energía.
6. Incrementar el conocimiento de la sociedad sobre los objetivos del FIDE y los servicios que ofrece.

7. Ampliar la participación del FIDE como una entidad evaluadora y certificadora de competencias laborales en materia de energía.
8. Fortalecer al FIDE como entidad de evaluación y certificación de empresas especializadas en servicios energéticos y de acreditación de productos de excelencia en eficiencia energética.
9. Incursionar en la investigación aplicada y en la innovación tecnológica en ahorro, uso eficiente de la energía y generación distribuida con fuentes renovables.
10. Ampliar la presencia internacional del FIDE en materia de asistencia técnica, capacitación en eficiencia energética y aprovechamiento de fuentes renovables de energía.

Un ejemplo exitoso de entre los programas implementados por el FIDE fue el **Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos, “cambia tu viejo por uno nuevo”**, en donde hasta el 17 de enero de 2013 se alcanzaron 1, 884,129 equipos sustituidos, con lo cual se ha obtenido un ahorro de más de 3,945 GWh en consumo y 209.9 MW en demanda. Con ello se evitó la emisión de 2.8 millones de toneladas de CO₂ y la quema de 7 millones de barriles de petróleo. Adicionalmente este programa ha tenido otra importante contribución a la economía nacional ya que ha generado cerca de 10,000 empleos directos y más de 24,000 indirectos (FIDE, 2014).

2.2. Misión

La misión del FIDE es:

Somos una organización que coadyuva a la seguridad energética del país, a la mitigación del impacto ambiental y a la equidad social; proporciona financiamiento, certificación y asistencia técnica; promueve y desarrolla programas y proyectos integrales de: ahorro, conservación y uso eficiente de energía, generación distribuida, cogeneración y aprovechamiento de fuentes renovables para la transición energética.

2.3. Visión

La visión del FIDE es:

Ser una organización con mayor capacidad técnica y autonomía financiera, líder a nivel nacional e internacionales la ejecución de acciones de ahorro y uso eficiente de la energía, seguridad energética, equidad social y mitigación del impacto ambiental.

2.4. Descripción del puesto de trabajo.

Ejecutivo Empresarial (Puesto Actual)

Las actividades principales es la de dar servicios y asesorías en materia de ahorro y uso eficiente de energía.

Además se realizan análisis de las facturaciones y diagnósticos energéticos al sector industrial, escuelas, bombeo de agua potable, etc. Los principales problemas en lo que nos enfocamos son: Factor de Potencia, administración de la demanda, sistemas de iluminación y proyección de costos para cambio de tarifa.

Dentro de las asesorías que brindamos se encuentran los temas de:

1. En Tarifas de Energía Eléctrica.
2. El Portal de CFE.
3. Administración del Factor de Potencia y de Carga.
4. Ahorro de Energía Eléctrica.
5. Administración de la Demanda.
6. Toma de Lectura de Medidores.
7. Aspectos de Contratación.
8. Mantenimiento de Subestación.
9. Comparativos entre Tarifas H-M y O-M; H-S y H-SL; H-T y H-TL .
10. Comparativos entre Tarifas 2,3 y 6 a OM.
11. Financiamiento en Ahorro de Energía.
12. Revisión de Equipos de Medición.
13. Orientación general en el servicio.

También se gestionan los siguientes servicios

1. Simulación de Costos
2. Cambio de Nombre o Razón Social
3. Concentración de Facturas
4. Revisión de Equipos de Medición
5. Aviso de Suspensiones de Energía Programadas
6. Atención Preferente sobre Continuidad – Interrupciones, Fusibles, Libranzas, Mantenimiento.
7. Consulta de Recibo en Portal de Internet

Capítulo 3

Antecedentes

En la actualidad hay empresas que desconocen los conceptos involucrados en su facturación eléctrica. Tema que para los encargados de los pagos debería ser una de las prioridades, ya que, ante cualquier sobre cargo se deberá tomar acciones pertinentes para evitarlos. Tal es el caso del tema de corrección del factor de potencia, problema que aún en la actualidad se observa a nivel industrial donde, algunos industriales prefieren seguir con el cargo por bajo factor de potencia que tomar acciones concretas para corregirlo, olvidándose de que, en muchos casos hasta pueden obtener el beneficio de una bonificación.

En este caso se realiza un diagnóstico energético enfocado al factor de potencia en una universidad. Se instalaron equipos especializados para el análisis de las cuatro subestaciones ya que en los últimos meses han tenido penalizaciones que exceden los \$ 20,000 pesos. Una de las principales causas que se observaron fue que los transformadores están sobredimensionados ocupan valores de carga de entre un 2-15%.

Los alcances del diagnóstico energético es dar propuestas para corregir el factor de potencia evitando la penalización y obteniendo la máxima bonificación. De acuerdo al análisis se propondrá los valores de los equipos, sus características, dónde se realizará la instalación de los mismos para dar la mejor solución sin que afecten el sistema eléctrico con elevaciones de tensión.

Para el desarrollo del diagnóstico energético, se realizó una entrevista con el encargado de servicios generales de la universidad, a quien, con base en el historial de facturación y el problema del bajo factor de potencia, se le informó de las posibles soluciones.

Se realizó una inspección visual, muy general, de la universidad, enfocando mi atención principalmente en las cuatro subestaciones eléctricas que se encuentran en la universidad, así como en los tableros principales con el fin de ubicar los puntos más factibles para la conexión del analizador de redes. Durante el recorrido se obtuvo información del tipo de equipos alimentados por cada subestación eléctrica.

En el transcurso del recorrido se pudo apreciar que ninguna de las subestaciones contaba con banco de capacitores, razón por la cual se tiene un bajo factor de potencia, de igual forma, al conocer que la universidad tiene una carga moderada de equipo electrónico, supuse que existirían niveles de distorsión armónica tolerables.

3.1. Datos generales de la empresa.

La verificación del servicio y diagnóstico de factor de potencia se realizó en una universidad, con inmueble en la Delegación COYOACAN, Ciudad de México. Actualmente tiene contratado su servicio de suministro eléctrico con CFE.

En la tabla 3.1 se muestra las características eléctricas de la empresa y su facturación del mes de abril de 2016

Características de Facturación	Cantidad
TARIFA	<i>HM</i>
TIPO DE SUMINISTRO	<i>1</i>
GIRO DE LA EMPRESA	<i>UNIVERSIDAD</i>
Carga Instalada	<i>1128 kW</i>
Demanda Contratada	<i>705 kW</i>
Consumo Mensual kWh ABRIL 2016	<i>93,313 kWh</i>
Facturación	<i>\$ 170,007</i>

Tabla 3.1 Características de Facturación

3.2. Historial de Facturación.

El historial de facturación de energía eléctrica comprende desde el mes de junio de 2015 al mes de mayo de 2016, contempla valores de consumo, demanda por horarios, factor de potencia, costo total, haciendo posible identificar los hábitos de consumo de energía eléctrica del usuario.

PERIODO	CONSUMO TOTAL	BASE kWh	INTER kWh	PUNTA kWh	DF	BASE kW	INTER kW	PUNTA kW	FP	IMPORTE MENSUAL
jun-15	83,700	20,221	57,270	6,209	194	111	195	193	0.8003	\$ 139,385.00
jul-15	76,825	20,223	51,668	4,934	146	102	174	134	0.797	\$ 118,760.00
ago-15	89,346	21,412	62,380	5,554	199	109	234	184	0.8466	\$ 140,793.00
sep-15	94,325	21,813	66,541	5,971	199	120	238	182	0.8639	\$ 153,710.00
oct-15	101,963	22,296	71,014	8,653	225	115	248	215	0.8436	\$ 169,709.00
nov-15	92,987	22,777	57,700	12,510	199	120	238	182	0.8591	\$ 148,488.00
dic-15	79,861	19,865	48,580	11,416	218	108	227	214	0.7612	\$ 140,719.00
ene-16	83,195	21,367	50,134	11,694	218	118	243	207	0.8188	\$ 140,583.00
feb-16	91,509	20,737	56,821	13,951	238	124	240	237	0.7601	\$ 171,585.00
mar-16	91,264	21,496	55,842	13,926	235	115	278	216	0.6741	\$ 178,390.00
abr-16	93,313	20,293	66,371	6,649	204	119	250	183	0.6907	\$ 170,007.00
may-16	91,502	21,439	64,129	5,934	202	105	250	181	0.7729	\$ 141,472.00

Tabla 3. 2Historial de facturación obtenido de sus recibos de energía eléctrica

Podemos observar de la tabla anterior que el consumo y las demandas son muy similares mes con mes, esto es lo que se esperaba al ser una universidad donde ya se tienen programadas todas las actividades que se realizan prácticamente en todo el año.

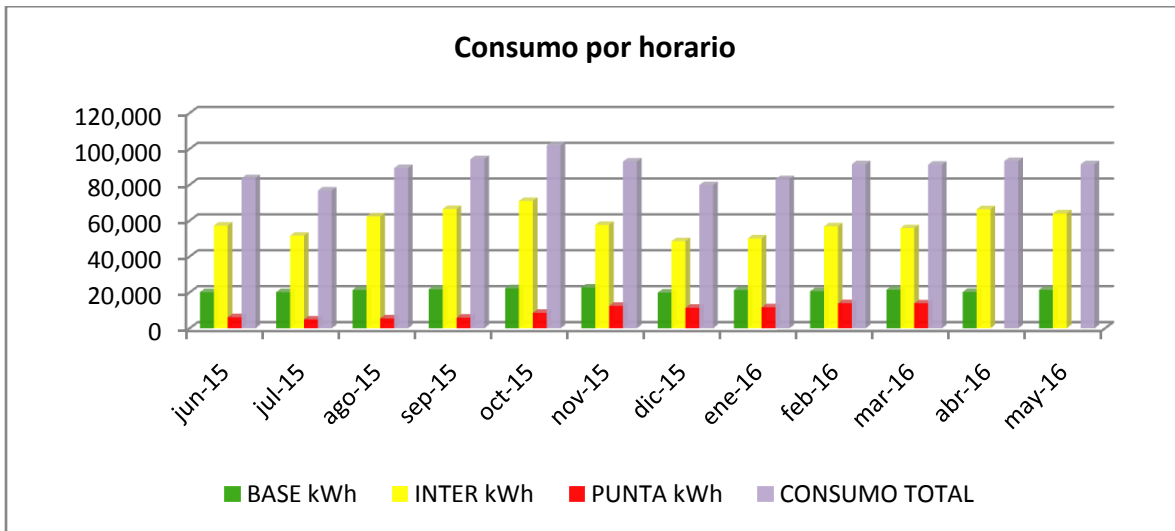


Figura 3. 1 Resumen de historial de Consumo Por Horarios y Total.

Se puede notar la diferencia de los consumos entre el horario base, el horario intermedio y el horario punta debido a que en promedio al mes tenemos de 40-98 horas en horario punta, de 408-456 horas en horario intermedio y de 242-256 horas en horario base; de acuerdo a si se encuentran en horario de verano o de invierno.

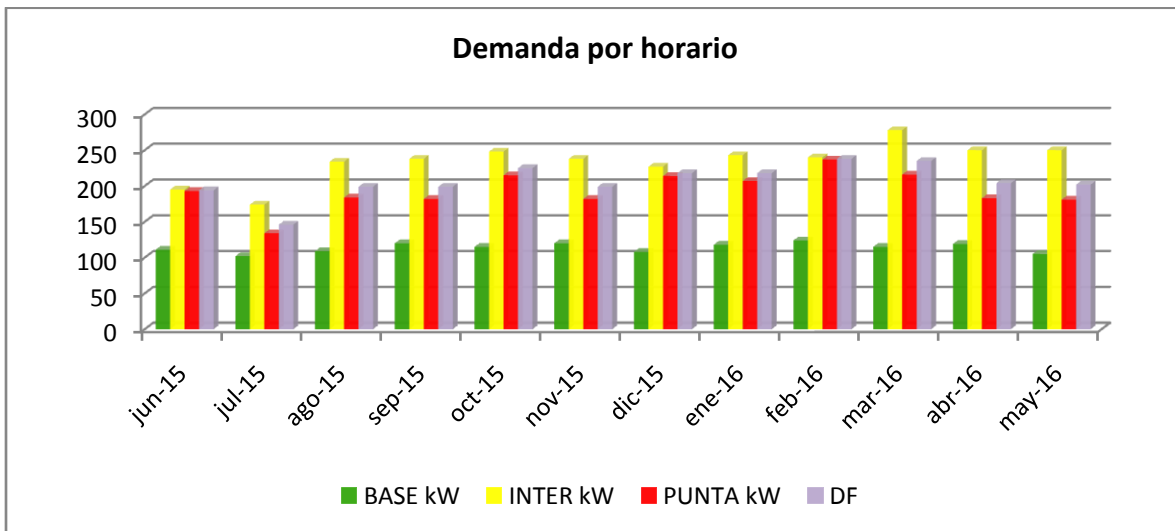


Figura 3. 2 Resumen de historial de Demanda Facturable además se observa su valor.

Se puede apreciar con base en la gráfica que su mayor actividad es el horario intermedio, es donde tiene mayor cantidad de equipos encendidos.

3.3. Historial de factor de potencia

El factor de potencia juega un papel importante dentro de la facturación, cuando esta debajo del 90% ó 0.9 genera un cargo o penalización que en ocasiones puede ser evitado, además indica la proporción de energía reactiva la cual en ocasiones genera pérdidas por calentamiento de conductores. En la Tabla 3.3 y la Figura 3.3, se muestra el historial de factor de potencia para el edificio sometido a estudio, así como el porcentaje de penalización y el costo generado, el cual es obtenido a partir de la siguiente ecuación. [9]

$$Carg o = \left(\frac{3}{5}\right) \left(\frac{90}{F.P.} - 1\right) (FacturacionNormal)$$

Ecuación 1 Ecuación para obtener el porcentaje de penalización por bajo factor de potencia

Resulta evidente que existe un serio problema de factor de potencia, ya que siempre se encuentra por debajo de 0.9 ó 90%, lo que genera penalizaciones en promedio de \$ 10,587 pesos. Pero, como podemos observar en la tabla, en los últimos dos periodos ha tenido penalizaciones de más de \$ 20,000 pesos con factor de potencia menores al 70% con lo que se penaliza casi un 20% de la facturación eléctrica.

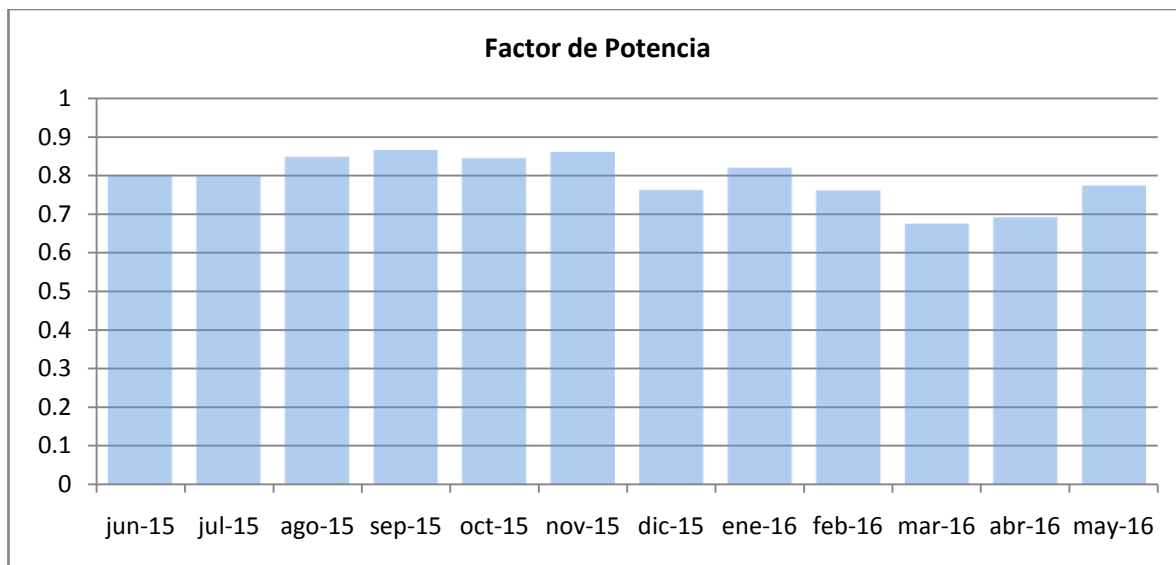


Figura 3.3 Resumen de historial de factor de potencia.

Como se puede observar, el factor de potencia siempre ha estado por debajo del 0.9, el mes que ha tenido un menor factor de potencia es el de marzo llegando a poco menos de 0.7.

En la tabla 3.3 se observa el desglose referente al bajo factor de potencia y la penalización económica que tiene mes con mes.

Mes Facturado	Consumo KWh	Importe Total	FP	Porcentaje penalización %	de Cargo por bajo FP
jun-15	147,740.00	\$ 240,619.00	81%	6.52%	\$ 12,694.52
jul-15	83,700.00	\$ 139,385.00	80%	7.47%	\$ 8,356.90
ago-15	76,825.00	\$ 118,760.00	80%	7.75%	\$ 7,367.30
sep-15	89,346.00	\$ 140,793.00	85%	3.78%	\$ 4,425.93
oct-15	94,325.00	\$ 153,710.00	86%	2.51%	\$ 3,241.04
nov-15	101,963.00	\$ 169,709.00	84%	4.01%	\$ 5,642.35
dic-15	92,987.00	\$ 148,488.00	86%	2.86%	\$ 3,554.94
ene-16	79,861.00	\$ 140,719.00	76%	10.94%	\$ 11,963.17
feb-16	83,195.00	\$ 140,583.00	82%	5.95%	\$ 6,806.17
mar-16	91,509.00	\$ 171,585.00	76%	11.04%	\$ 14,710.49
abr-16	91,264.00	\$ 178,390.00	67%	20.11%	\$ 25,744.71
may-16	93,313.00	\$ 170,007.00	69%	18.18%	\$ 22,547.07
Promedio	<u>93,835.67</u>	<u>\$ 159,395.67</u>	<u>79.4%</u>	<u>8.43%</u>	<u>\$ 10,587.88</u>

Tabla 3.3 Historial de facturación, de junio de 2015 a mayo de 2016

3.4. Mediciones en Campo.

El analizador de redes es un equipo especial que sirve como herramienta para obtener parámetros eléctricos de suma relevancia. Comúnmente son utilizados para perfiles de calidad de energía; sin embargo, otra de sus funciones principales es el perfil de demanda y factor de potencia, parámetros utilizados para poder elaborar propuestas de ahorro energético. Se utilizaron dos de estos equipos en el caso de estudio.

Con el propósito de determinar el perfil de demanda y de factor de potencia de la universidad, se procedió a conectar el analizador de redes modelo AEMC 8336 Power Pad y un equipo AEMC 8335 Power Pad, en los cuatro transformadores principales, cubriendo con esto el total de los servicios comunes, obteniendo información relevante en cuanto a las demandas máximas en ciertos instantes del día, así como de consumo y factor de potencia. Es importante mencionar que los equipos también registran parámetros de distorsión armónica, los cuales son necesarios en cuanto a calidad de energía se refiere y que de igual forma serán sometidos para análisis.

Subestaciones Eléctricas

El inmueble es alimentado por cuatro subestaciones, en las figuras 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7 se muestran fotos con los datos de placa de los transformadores y del sitio al que sirven.



Figura 3. 4 Subestación #1 “AMERICA”, capacidad de 500 KVA, 23kV – 220Y/127V, marca VOLTRAN, transformador que alimenta el edificio América



Figura 3. 5 Subestación#2 “RESIDENCIA”, capacidad de 750 KVA, 23000 – 220Y/127V, marca IESA, transformador que alimenta el edificio donde se alojan alumnos de intercambio.



Figura 3. 6 Subestación#3 “SITE”, capacidad de 500 KVA, 23000 – 220Y/127V, transformador que alimenta los sistemas de comunicación de la universidad.



Figura 3.7Subestación#4 “DOMO”, capacidad de 500 KVA, 23000 – 220Y/127V, transformador que alimenta el gimnasio, las canchas de basquetbol y canchas de futbol

Capítulo 4

Contexto de la participación profesional.

Daré una breve reseña de mi paso por el Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica

Ingresé en enero de 2011 en el proyecto de diagnósticos energéticos, el puesto era “Diagnosticador Residencial”, estuve tres meses en el puesto y, debido a los buenos resultados, fui seleccionado para tomar el curso “CFEctiva Empresarial”, lo finalicé de manera aprobatoria y obtuve el puesto de “Ejecutivo Empresarial”.

La constante capacitación, por parte de la empresa, en el ahorro y el uso eficiente de la energía eléctrica, además del conocimiento adquirido en la Universidad, me han dado las bases para poder ejecutar de manera satisfactoria mi trabajo, realizando diagnósticos energéticos desde nivel residencial a nivel industrial.

Parte de mis funciones es la de monitorear mes con mes los servicios en tarifa Horaria de Media Tensión (HM), si se observa alguna anomalía se le hace saber al usuario en las visitas que realizamos a las empresas, se les comenta la situación y se les propone hacer un diagnóstico energético enfocado únicamente al problema.

En el caso de la universidad en la que desarrollé mi actividad, después de algunas reuniones con el gerente de servicios generales y explicarle de su problemática referente al factor de potencia, optó por aceptar el diagnóstico energético al ver que su penalización era casi de un 20 por ciento de su facturación.

Para hacer el diagnóstico analicé las cuatro subestaciones y en cada una de ellas instalé el analizador de redes en el tablero general o en el lado de baja del transformador, analicé el comportamiento de cada subestación y con la información obtenida tuve los elementos para proponer la solución adecuada para eliminar el cargo por bajo factor de potencia.

Capítulo 5

Metodología utilizada en el diagnóstico energético

El diagnóstico energético se define, de una manera simple, como: un estudio para determinar dónde, cómo y cuánto se utiliza la energía eléctrica. Es una herramienta para lograr el control de los costos energéticos, ya que identifica las áreas de mayor consumo de energía, de desperdicio energético u operaciones ineficientes.

En la actualidad hay diversos diagnósticos energéticos; para el caso de la universidad se realizó un diagnóstico nivel 2 con variantes, ya que hay datos que solicitan en un diagnóstico tipo 2, pero que, para la solución del problema, no son imprescindibles

5.1. Objetivo del diagnóstico energético

El objetivo principal de un diagnóstico energético es determinar las áreas en las cuales se tiene un uso ineficiente de la energía y las soluciones más adecuadas para este problema

Los diagnósticos energéticos nos ayudan a:

- Localizar las áreas donde se tiene un uso ineficiente de la energía, lo cual representa una fracción sustancial de los costos de operación; por ejemplo, en el sector industrial representa entre el 5 y 30% adicional en facturación eléctrica.
- Analizar las posibles soluciones para reducir el consumo de energía y, por consecuencia, el impacto al medio ambiente.

5.2. Clasificación de los diagnósticos energéticos

El costo y el tiempo para ejecutar un diagnóstico dependen de la cantidad de datos que se quiera recabar. Analizar esta cantidad de datos estará en función de la importancia que se le quiera dar al diagnóstico mismo, con la idea de encontrar el mayor número de oportunidades de ahorro pudiendo llegar a implementar niveles tal y como se muestra en la figura 5.1.

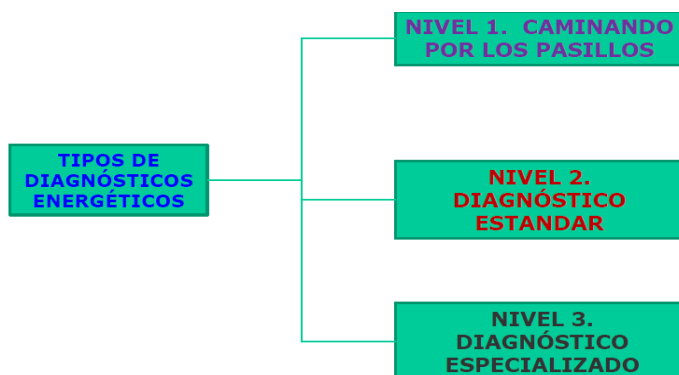


Figura 5. 1 Niveles de diagnóstico energético

A continuación se explicara brevemente cuales son las acciones que conlleva cada nivel de diagnostico energético:

5.2.1. Diagnóstico Energético de Primer Nivel

Las acciones que conlleva realizar el diagnostico de nivel 1son:

- Análisis histórico de la facturación de energía eléctrica.
- Facturación vs. Producción histórica.
- Realizar un recorrido por las instalaciones, donde se identifique las oportunidades más evidentes.
- Oportunidad de ahorro es entre 3 a 7%.

5.2.2. Diagnóstico Energético de segundo Nivel

Las acciones que conlleva realizar el diagnostico nivel 2 son:

- Análisis histórico de la facturación de energía eléctrica.
- Facturación vs. Producción histórica.
- Realizar un recorrido por las instalaciones, donde se identifique las oportunidades más evidentes.
- Oportunidad de ahorro es entre 3 a 7%.

Más

- Consumo de energía por áreas o procesos.
- Idea cuantitativa de los ahorros potenciales de energía y las características energéticas de cada subsistema.
- Oportunidad de ahorro es entre 7 a 25%.

5.2.3. Diagnóstico Energético de tercer Nivel

Las acciones que conlleva realizar el diagnostico nivel 3 son:

- Realizar un diagnóstico de nivel 3 implica el uso de software de simulación por computadora.
- Mediciones en sitio en equipos más específicos o con mayor consumo de energía.
- Recolección detallada de datos de equipos y sistemas, recabar información de las condiciones operativas y análisis los posibles problemas al recabar la información.
- Proporciona información precisa de cada uno de los puntos relevantes del diagrama de proceso.
- Pérdidas de energía por equipos.

- Provee suficiente información para justificar los proyectos de inversión de capital que intenten obtener un uso eficiente de energía o recuperación de energía desperdiciada.
- Este tipo de diagnóstico es costoso. Sin embargo permite mayor seguridad y garantía de identificar con mayor exactitud las oportunidades de ahorro.
- Se obtiene un ahorro aproximado 25 a 35%.

5.3. Metodología del diagnóstico energético

En la figura 5.2 se muestra los pasos que conlleva un diagnóstico energético



Figura 5. 2 Metodología del diagnóstico energético

5.3.1. Definición del Proyecto

En un diagnóstico energético es necesario considerar lo siguiente:

- Tamaño de las instalaciones, edad y localización
- Estructura administrativa y jerarquías en toma de decisiones.
- Giro y Tipos de líneas de producción,
- Horarios de trabajo, número de empleados
- Consumos energéticos anuales.
- Planes futuros de expansión, cambios de procesos, etc.

5.3.2. Recopilación de Datos

Recopilar y registrar de forma ordenada la siguiente información.

- Facturación y producción histórica
- Datos de placa de equipos y sistemas
- Apariencia física, instrumentación
- Sistemas de control con que operan.
- Planos de distribución y diagramas unifilares.
- Indicadores energéticos

5.3.3. Mediciones en Campo

Las mediciones en campo son indispensables para observar, en tiempo real, el comportamiento de los sistemas hidráulico, eléctrico, mecánico etc. cuando estos se encuentran en descanso o trabajando.

- Principales variables eléctricas (tensiones, corrientes, demandas, factor de potencia, consumos de energía, armónicas)
- Variables energéticas: temperatura, presión,
- Humedad, velocidad del aire, flujo de fluidos.
- Niveles de iluminación.

5.3.4. Análisis de Información

Con el análisis de la información obtenida se puede:

- Definir, un conjunto de medidas de ahorro de energía
- Calcular índices de consumo de energía
- Evaluar económicamente las medidas propuestas
- Jerarquizar los proyectos y alternativas resultantes de los estudios
- Determinar los potenciales de ahorro energético, ambiental y económico
- Determinar los índices energéticos del inmueble
- Recomendar las medidas de ahorro.

5.3.5. Evaluación

Una vez realizado el análisis de la información y detectadas las áreas problemáticas y las posibles soluciones, se presenta el reporte correspondiente al cliente quien, con su departamento encargado de la evaluación de proyectos analizarán las propuestas y decidirán por la medida de ahorro más conveniente para la empresa.

5.4. Reporte del Diagnóstico Energético

Los componentes de un reporte de diagnóstico energético son:

- Resumen Ejecutivo
- Introducción
- Antecedentes
- Datos generales de la empresa
- Información de la empresa: descripción del proceso, productos, y energéticos utilizados.
- Recopilación de los datos estadísticos de energía eléctrica por un periodo de un año.
- Censo de equipos, sistemas y dispositivos
- Reporte de las mediciones realizadas a todos los equipos eléctricos considerados, así como las gráficas y curvas de dichas mediciones en donde se integren las variables eléctricas necesarias y la interpretación de las mismas.
- Determinación de las áreas en las que existen potenciales de ahorro de energía eléctrica.
- Toda medida de ahorro de energía deberá entregarse en un formato en el cual se indique por lo menos lo siguiente:
 - ❖ Situación actual; cambios propuestos y aspectos técnicos a considerar; ahorros potenciales consumo, demanda, facturación y los porcentajes que representa con respecto al total de la empresa;

Hemos comentado, paso a paso, lo que conlleva un diagnóstico energético, el cual es necesario para poder tomar una decisión asertiva aunada con una evaluación económica, considerando factores como:

- La tasa interna de retorno
- Periodo simple de recuperación
- Análisis de flujo de efectivo

Con todos los componentes anteriores se realiza la evaluación por los departamentos involucrados, los cuales tomarán las decisiones más favorables a los intereses de la empresa (Magaña, 2012)

Capítulo 6

Resultados

En esta sección del informe, se dará a conocer el análisis de los datos obtenidos por el equipo de medición, los cuales son: perfiles de tensión, perfiles de THD por sus siglas en inglés (Total Harmonic Distortion) en tensión, orden de armónico hasta la treceava armónica en tensión, perfiles de corriente, perfiles de en corriente, orden de armónico hasta la treceava armónica en corriente, potencias activa, reactiva y aparente, perfil de factor de potencia.

Posteriormente se realizará el análisis y propuestas de banco de capacitores que cumpla con las características necesarias para que:

1. Elimine la penalización por bajo factor de potencia
2. Nos arroje la máxima bonificación con un factor de potencia lo más cercano a la unidad o al 100 % sin que el funcionamiento del sistema eléctrico se vea afectado.

También se hará mención del precio aproximado y su retorno de inversión

6.1. Análisis de datos de la subestación del edificio América

En el edificio América se localizan: el edificio universitario académico, el edificio universitario de Ciencias y Aula Universitaria. La subestación eléctrica se encuentra a escasos 30 metros.

6.1.1. Perfil de tensión del transformador

En la alimentación general, el perfil de tensión mostró valores promedio fase a fase de 225 VCA, lo cual es 2.2 % mayor a la tensión nominal de 220 VCA. Los valores máximos registrados son del orden de 227 VCA (3.18 % mayor), y los mínimos de 221 VCA (.45 % mayor). El desbalance entre fases es del orden de 0.403 % en promedio, Fig. 6.1.1.

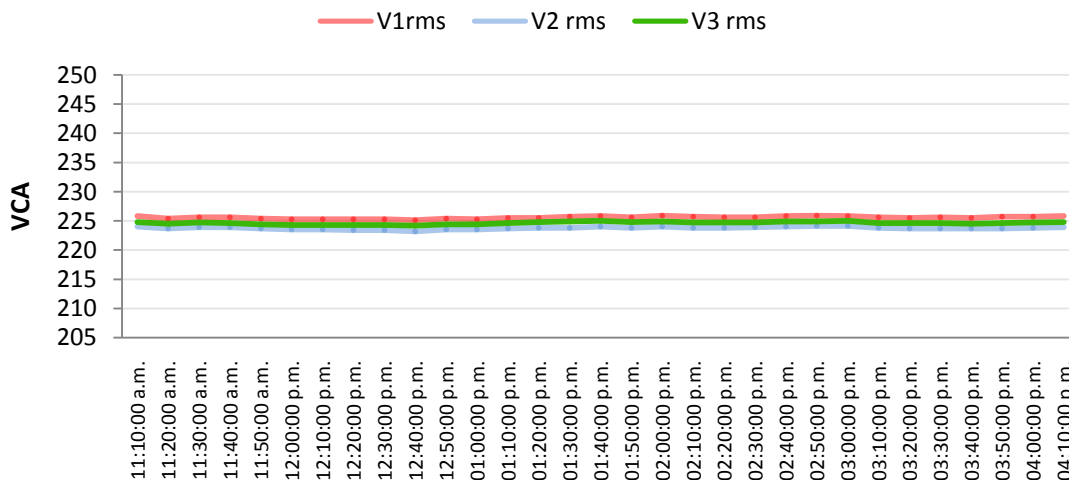


Figura 6.1. 1 Perfil de tensión del transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.2. Perfil armónico en tensión (THDv)

El contenido armónico en tensión es del 1.5 % como máximo, lo cual se ubica dentro del 5% recomendado por el Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, el valor promedio es 1.3 %, por lo que no se registra algún inconveniente al respecto, Fig. 6.1.2.

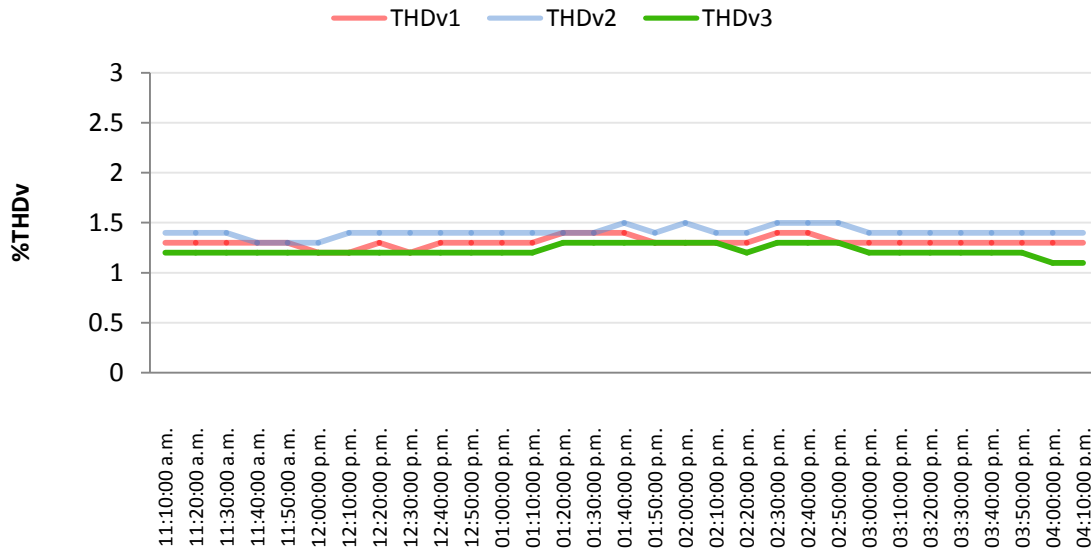


Figura 6.1.2 Perfil de THD en tensión transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.3. Perfil de corriente

Los valores máximos por fase medidos son 166.4, 168.1 y 185.7 Amperes para las fases 1, 2 y 3 respectivamente. El valor promedio es de 162.54 Amperes en condiciones normales de operación. El desbalance entre fases es del 7.1 % en promedio, Fig. 6.1.3.

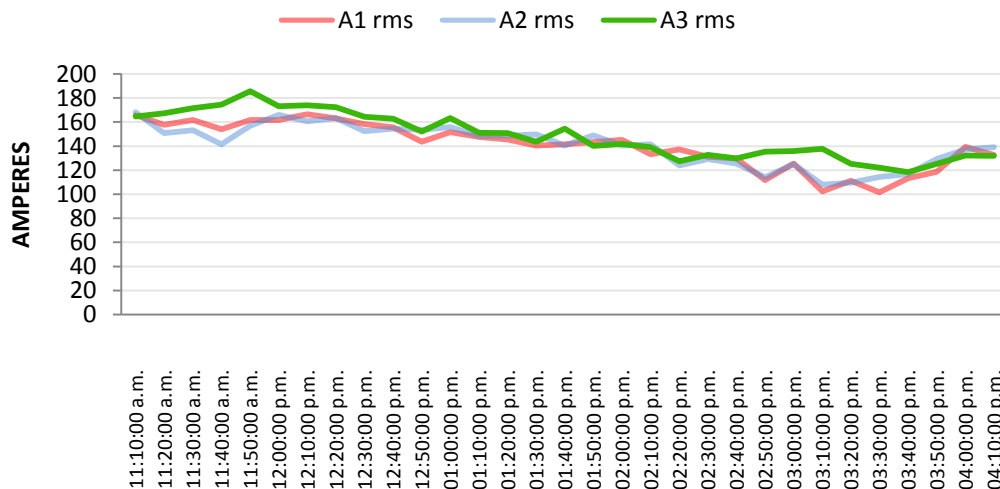


Figura 6.1.3 Perfil de corriente transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.4. Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)

El valor máximo registrado por contenido armónico en corriente es del 23.4 %, el cual es mayor al recomendado por el Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, ahí se establece que no se debe exceder del 8%. Es importante señalar que en condiciones de operación normal, el promedio se localiza en 17.4 %, el cual sigue siendo mayor al 8 % recomendado, Fig. 6.1.4

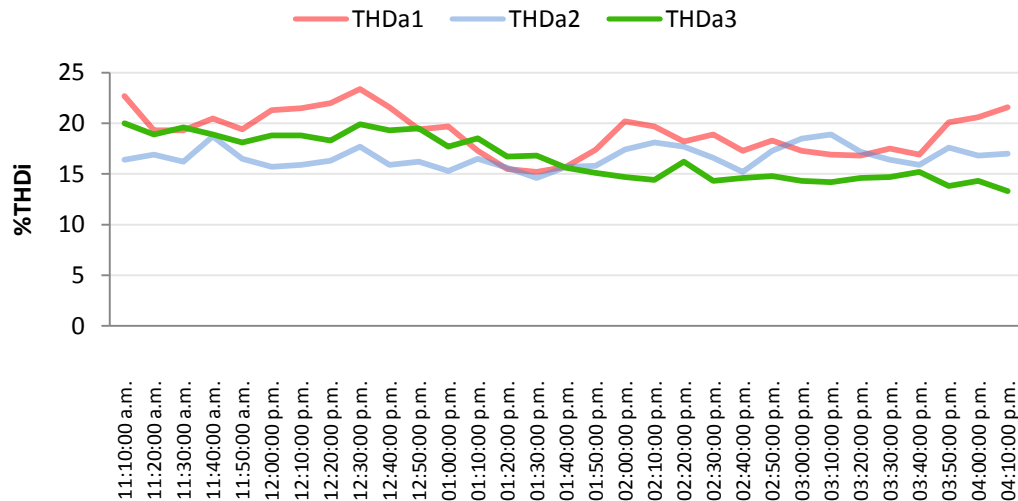


Figura 6.1.4 Perfil de THD en corriente transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.5. Perfil por orden de armónico en corriente

La 3ª armónica es la mayor componente, con una aportación del 21.3 %, seguida de la 5ª armónica con un 7.2 %. Ambas en su máxima expresión y por encima del 8% recomendado, como se puede apreciar en la Fig. 6.1.5.

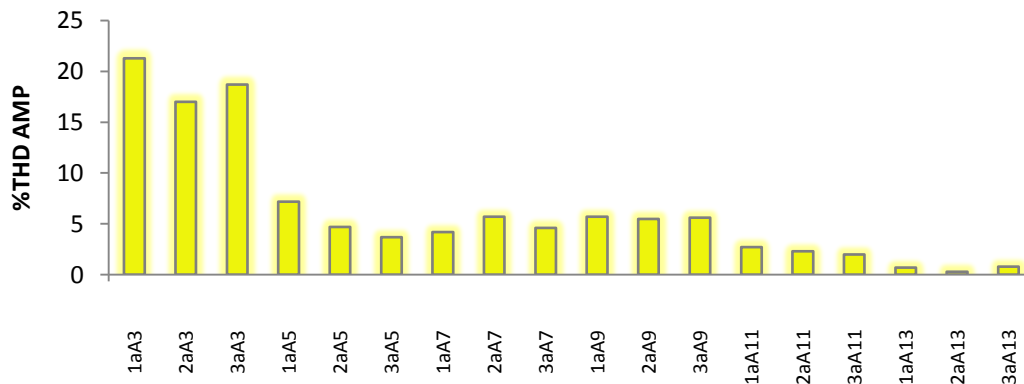


Figura 6.1.5 Componentes por orden de armónica de corriente en transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.6. Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

Los valores máximos de demanda son de 65 kW. La potencia aparente tiene valores máximos de 65.4 kVA, por lo que el factor de carga del transformador es de 13.08 %. La potencia reactiva muestra valores máximos de 5.27 kVAR, con valores promedio de 3.56 kVAR capacitivo, Fig. 6.1.6.

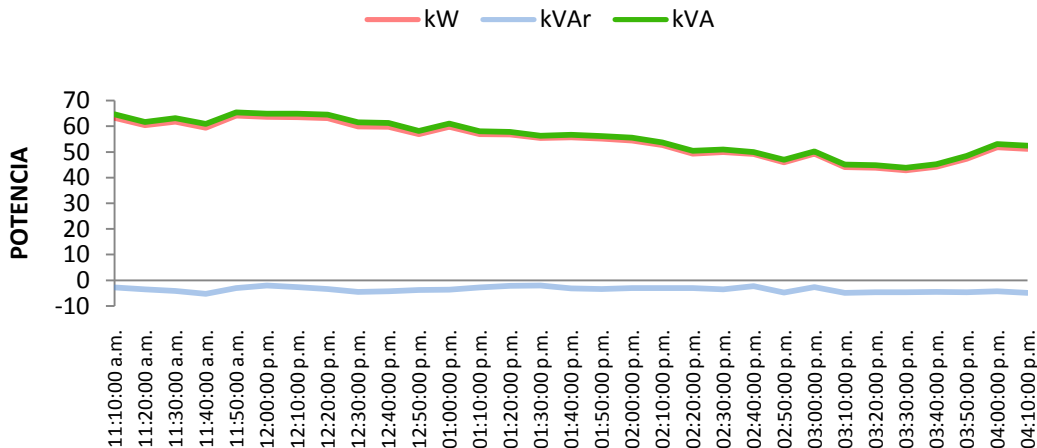


Figura 6.1.6 Perfil de potencias en transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.1.7. Perfil de factor de potencia

El factor de potencia mantiene un valor promedio de 97.9 %, el cual es mayor al recomendado por CFE del 90 %, por lo que no se requiere compensar o corregir, Fig. 6.1.7.

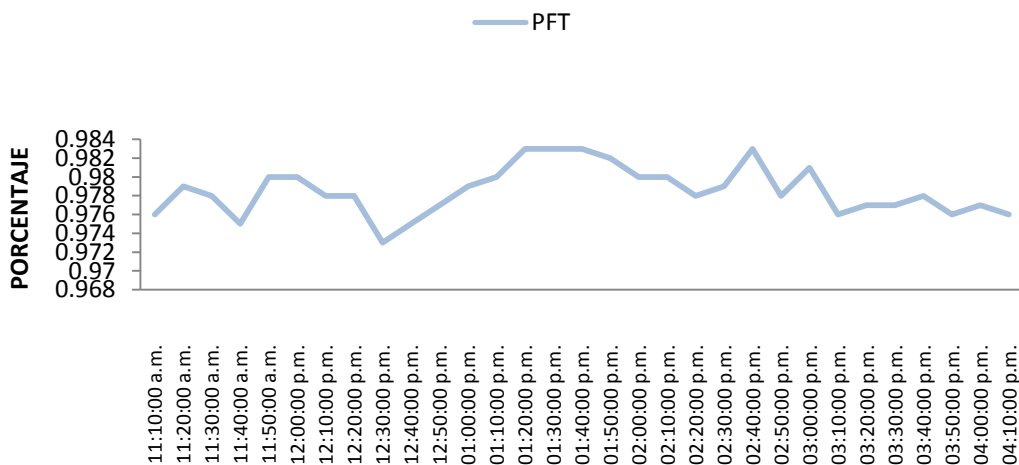


Figura 6.1.7 Perfil de factor de potencia en transformador América 500 kVA a 220 VCA medición el 5 de febrero de 2016

6.2 Análisis de de datos de la subestación 2 edificio Residencia

Edificio que alberga a alumnos de intercambio estudiantil o del extranjero que vienen a estudiar.

6.2.1. Perfil de tensión

En la alimentación general, el perfil de voltaje mostró valores promedio fase a fase de 233.1 VCA, lo cual es 5.95 % mayor al voltaje nominal de 220 VCA. Los valores máximos registrados son del orden de 243.4 VCA (10.63 % mayor), y los mínimos de 232.2 VCA (5.54 % mayor). El desbalance entre fases es del orden de 0.3790 % en promedio, Fig. 6.2.1.

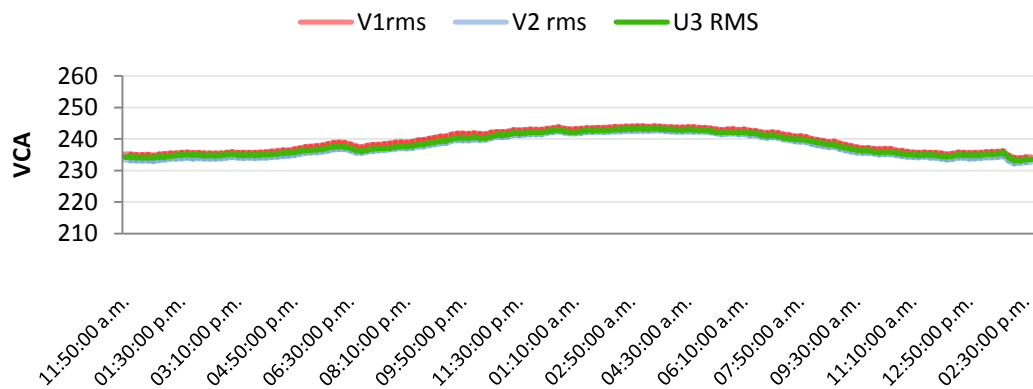


Figura 6.2. 1 Perfil de tensión en transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.2. Perfil armónico en tensión (THDv)

El contenido armónico en voltaje es del 2.7 % como máximo, lo cual se ubica dentro del 5% recomendado por el Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, el valor promedio es 1.2 %, por lo que no se registra algún inconveniente al respecto, Fig. 6.2.2.

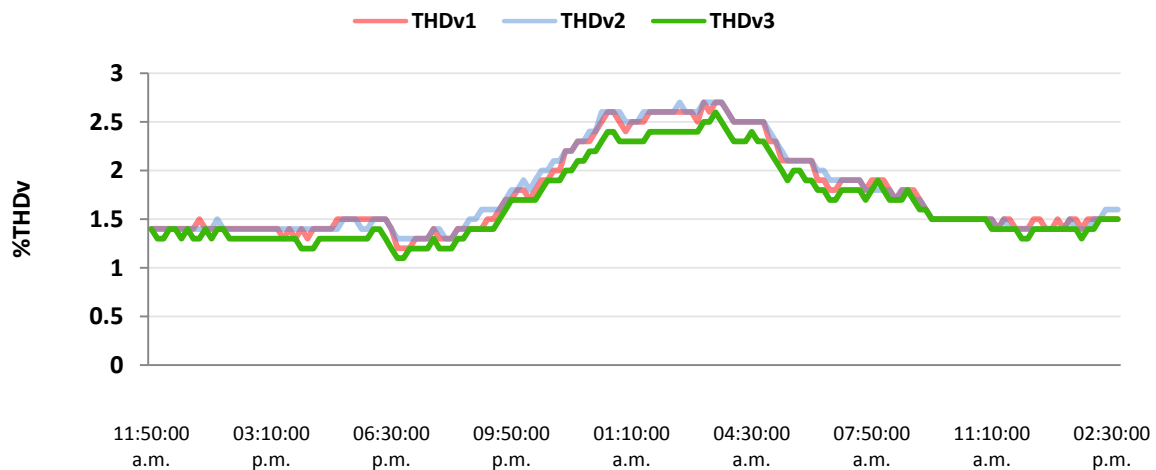


Figura 6.2. 2 Perfil de THD en tensión transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.3. Perfil de corriente

Los valores máximos por fase medidos son 282.6, 244.6 y 251 Amperes para las fases 1, 2 y 3 respectivamente. El valor promedio es de 63.13 Amperes en condiciones normales de operación. El desbalance entre fases es del 17.77 % en promedio, Fig. 6.2.3.

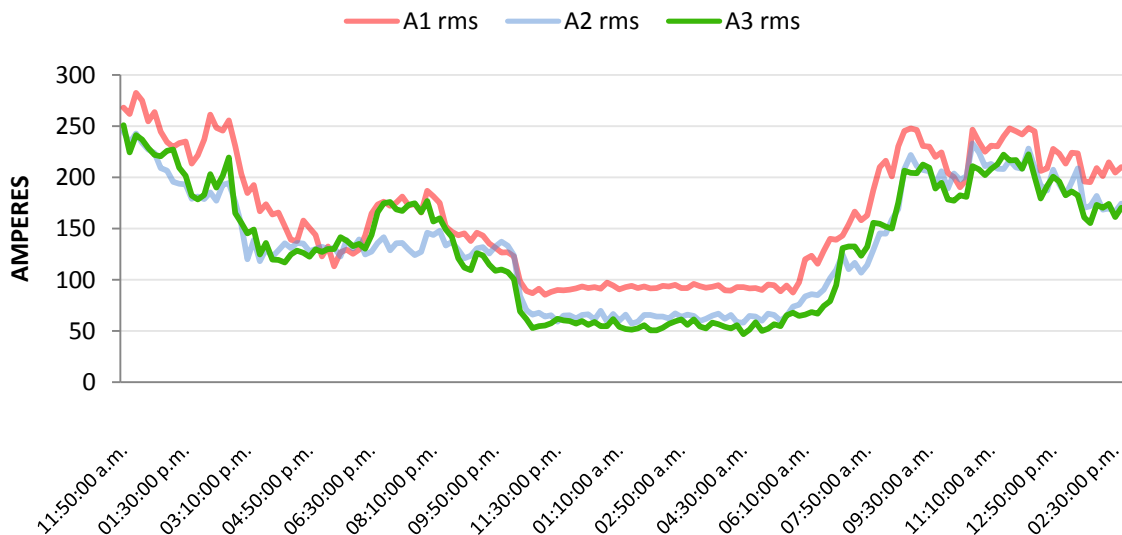


Figura 6.2. 3 Perfil de corriente en transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.4. Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)

El valor máximo registrado por contenido armónico en corriente es del 23 %, el cual es mayor al recomendado por Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, ahí se establece que no se debe exceder del 8%. Es importante señalar que en condiciones de operación normal, el promedio se localiza en 12.5 %, el cual sigue siendo mayor al 8 % recomendado, Fig. 6.2.4.

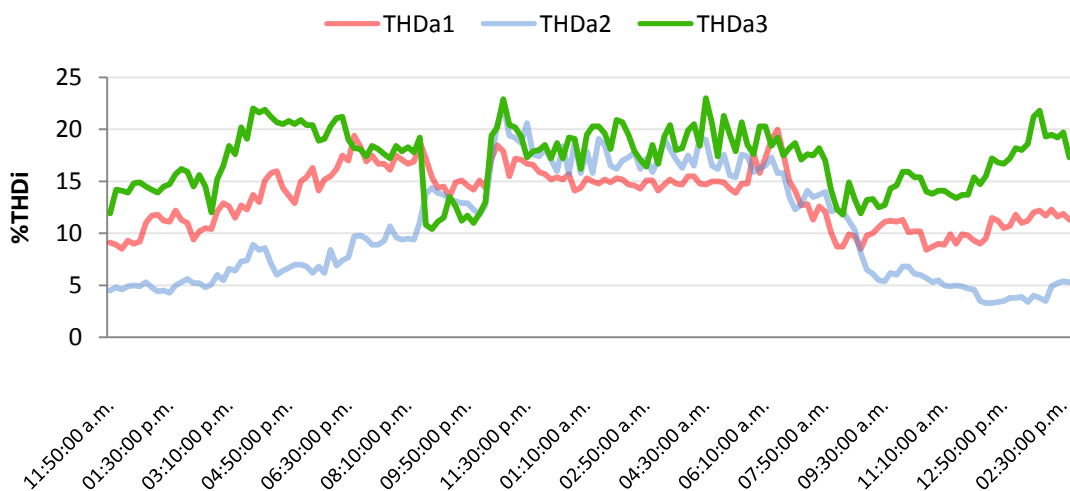


Figura 6.2. 4 Perfil de THD en corriente a transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.5. Perfil por orden de armónico en corriente

La 3ª armónica es la mayor componente, con una aportación del 21.7 %, seguida de la quinta armónica con un 13.1 %. Ambas en su máxima expresión y por encima del 8% recomendado, como se puede apreciar en la Fig. 6.2.5.

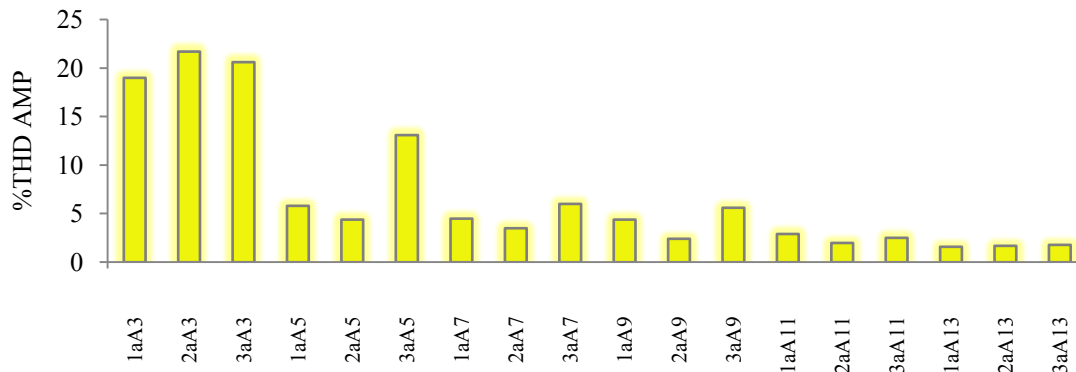


Figura 6.2. 5 Componentes por orden de armónica de corriente en transformador residencia 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.6. Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

Los valores máximos de demanda son de 55.57 kW. La potencia aparente tiene valores máximos de 59.18 kVA, por lo que el factor de carga del transformador es de 7.9 %. La potencia reactiva muestra valores máximos de 33.76 kVAR, con valores promedio de 19.85kVAR, Fig. 6.2.6.

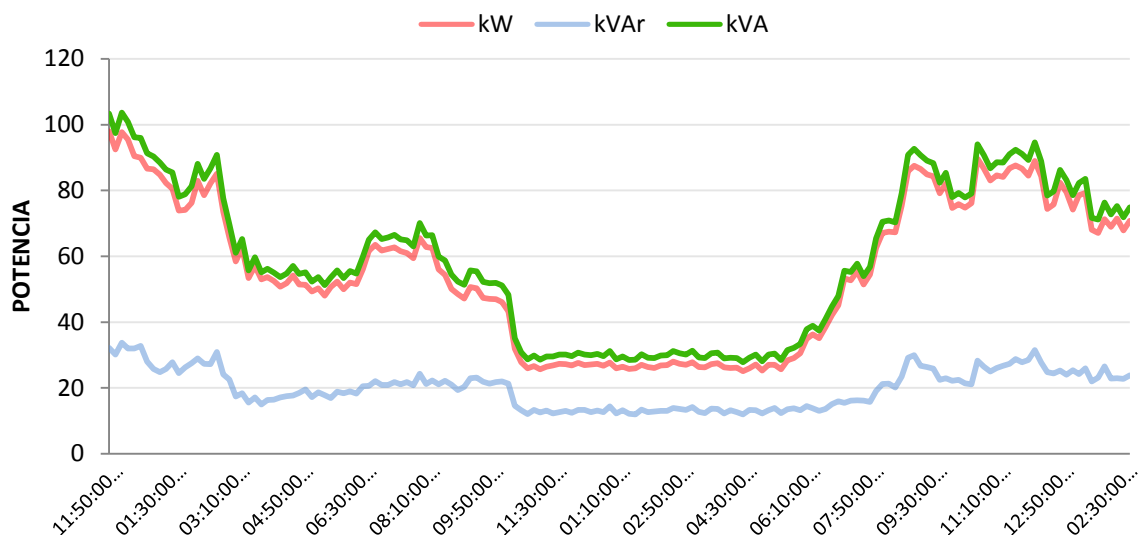


Figura 6.2. 6 Perfil de potencias en transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.2.7. Perfil de factor de potencia

El factor de potencia mantiene un valor promedio de 93.09 %, el cual es mayor al mínimo recomendado por CFE del 90 %, por lo que se requiere de compensar 35 kVAR a 240 Vca para llegar a factor de potencia de 100%, Fig. 6.2.7.

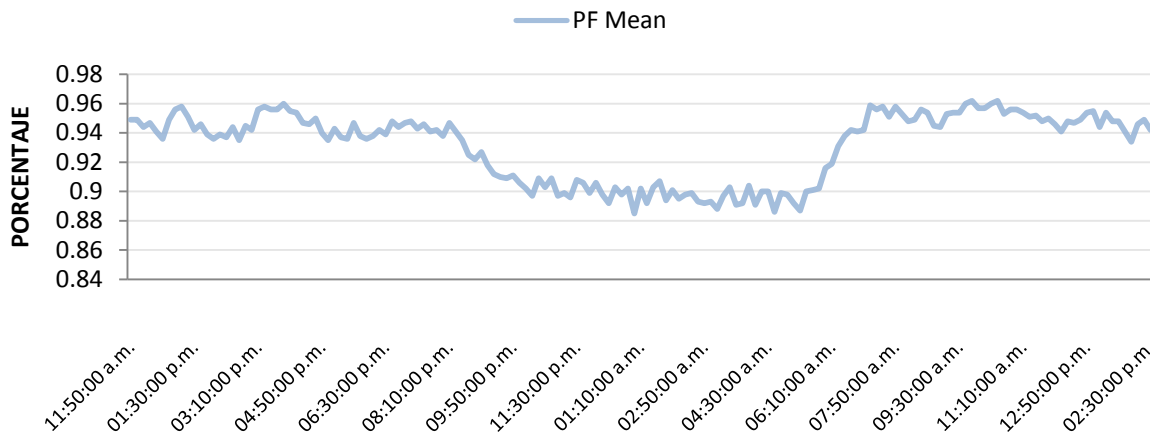


Figura 6.2. 7 Perfil de factor de potencia en transformador residencia de 750 kVA a 220 VCA medición del 5 del 4 al 5 de febrero de 2016

6.3 Análisis de de datos subestación SITE

La universidad proporciona a la comunidad universitaria y a sus invitados un local, el SITE, donde ofrece el servicio de internet inalámbrico, para la navegación en internet como un recurso y herramienta para enriquecer las labores académicas, administrativas y de investigación, difusión de la cultura y deporte. El SITE es alimentado exclusivamente por una subestación.

6.3.1. Perfil de tensión

En la alimentación general, el perfil de voltaje mostró valores promedio fase a fase de 222.8 VCA, o cual es .9 % % mayor al voltaje nominal de 220 VCA. Los valores máximos registrados son del orden de 233.8 VCA (5.9 % mayor), y los mínimos de 222.1 VCA (.95 % mayor). El desbalance entre fases es del orden de 0.2824 % en promedio, Fig. 6.3.1.

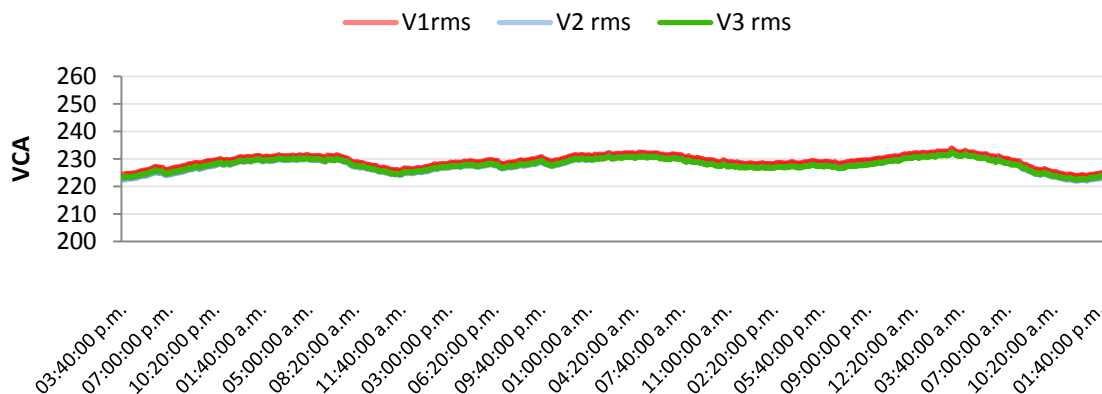


Figura 6.3. 1 Perfil de tensión del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.3.2. Perfil armónico en tensión (THDv)

El contenido armónico en voltaje es del 2.5 % como máximo, lo cual se ubica dentro del 5% recomendado por Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, el valor promedio es 1.13 %, por lo que no se registra algún inconveniente al respecto, Fig. 6.3.2.

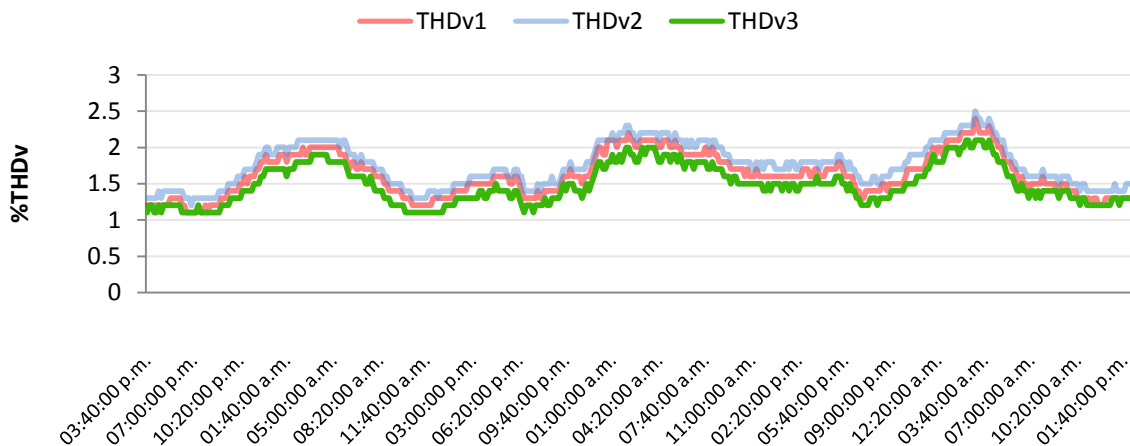


Figura 6.3. 2 Perfil de THD en tensión del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.3.3. Perfil de corriente

Los valores máximos por fase medidos son 9.9, 41 y 41.6 Amperes para las fases 1, 2 y 3 respectivamente. El valor promedio es de 22.4 Amperes en condiciones normales de operación. El desbalance entre fases es del 99.42 % en promedio, como se observa en la, Fig. 6.3.3, la razón del desbalance es que existen muchas cargas monofásicas y éstas están mal distribuidas.

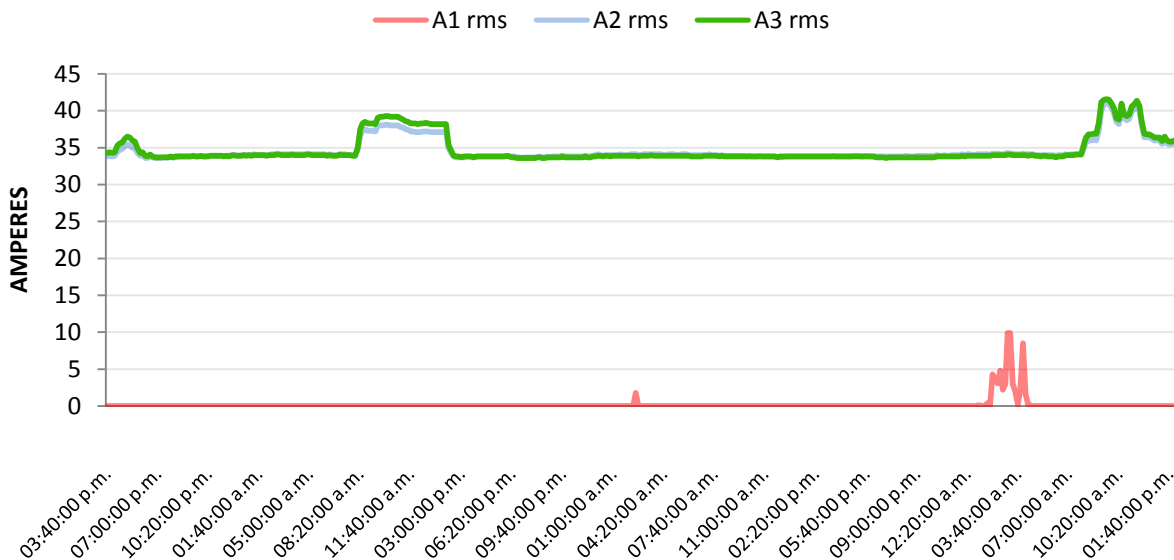


Figura 6.3. 3 Perfil de corriente del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.3.4. Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)

El valor máximo registrado por contenido armónico en corriente es del 37.3 %, el cual es mayor al recomendado por Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, ahí se establece que no se debe exceder del 8%. Es importante señalar que en condiciones de operación normal, el promedio se localiza en 5.14 %, el cual sigue siendo mayor al 8 % recomendado, Fig. 6.3.4.

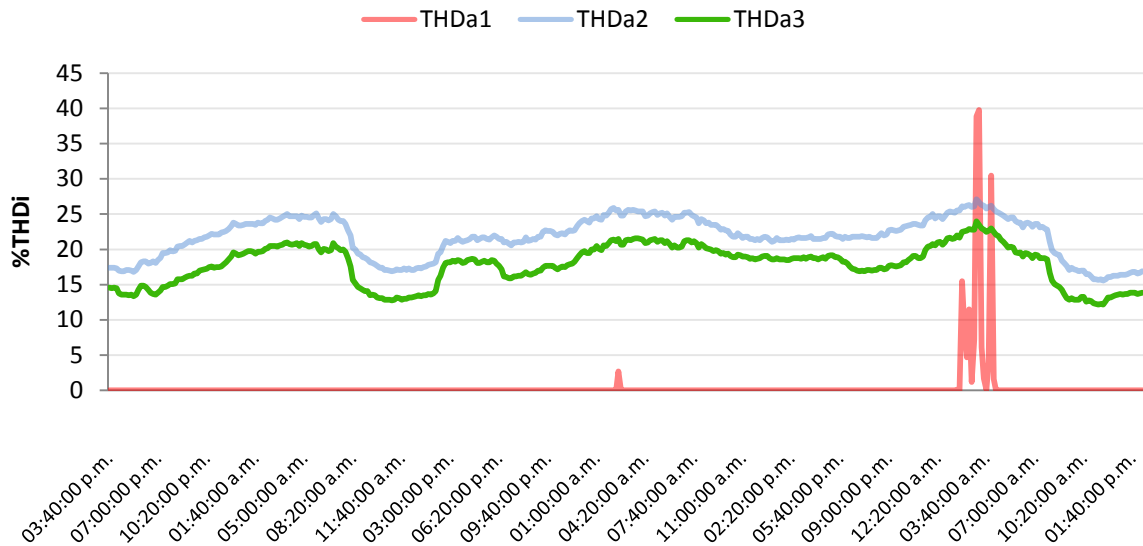


Figura 6.3. 4 Perfil de THD en corriente del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de febrero de 2016

6.3.5. Perfil por orden de armónica en corriente

La 5ª armónica es la mayor componente, con una aportación del 39.70 %, seguida de la 7ª armónica con un 25.30 %. Ambas en su máxima expresión y por encima del 8% recomendado, como se puede apreciar en la Fig. 6.3.5.

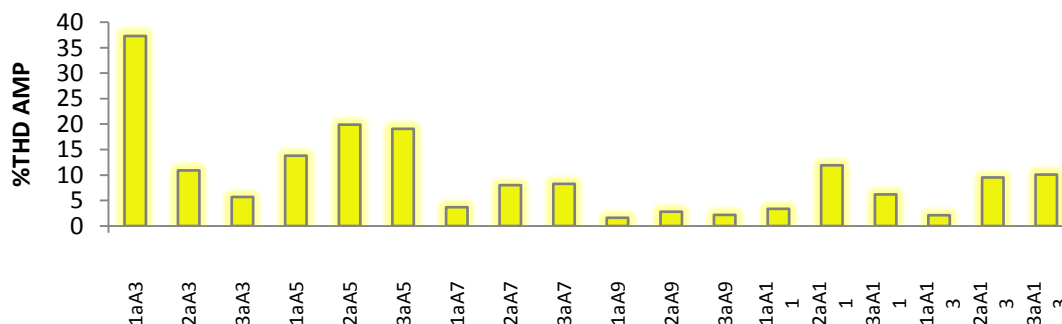


Figura 6.3. 5 Componentes por orden de armónica en corriente del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de febrero de 2016

6.3.6. Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

Los valores máximos de demanda son de 7.3179 kW. La potencia aparente tiene valores de 10.74 kVA como máximo, por lo que el factor de carga del transformador es de 2.148 %. La potencia reactiva muestra valores máximos de 8.3 kVAR capacitivo y promedio de 8.052 kVAR, Fig. 6.3.6.

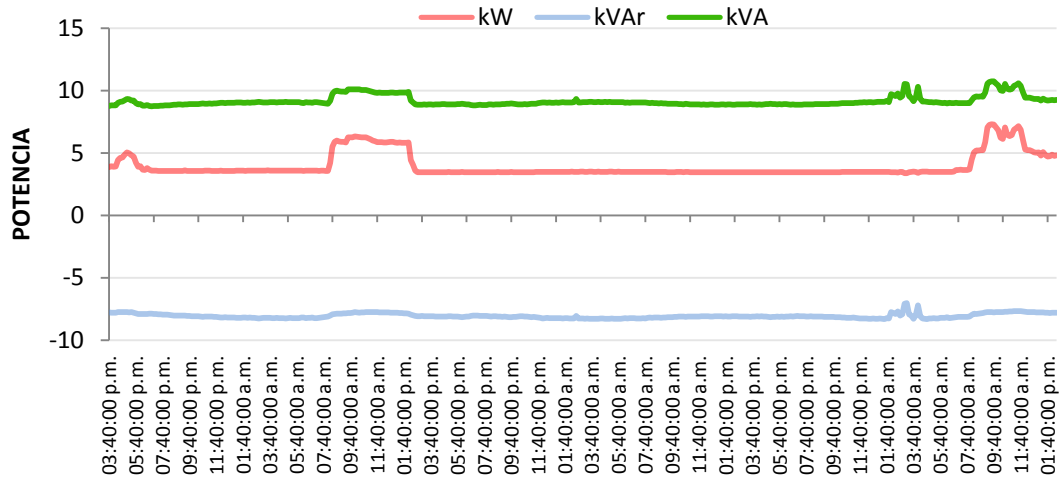


Figura 6.3. 6 Perfil de potencias del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.3.7. Perfil de factor de potencia

El factor de potencia mantiene un valor promedio de 22.2 %, con valor máximo de 68% son factor de potencia adelantado efecto capacitivo, Fig. 6.3.7.

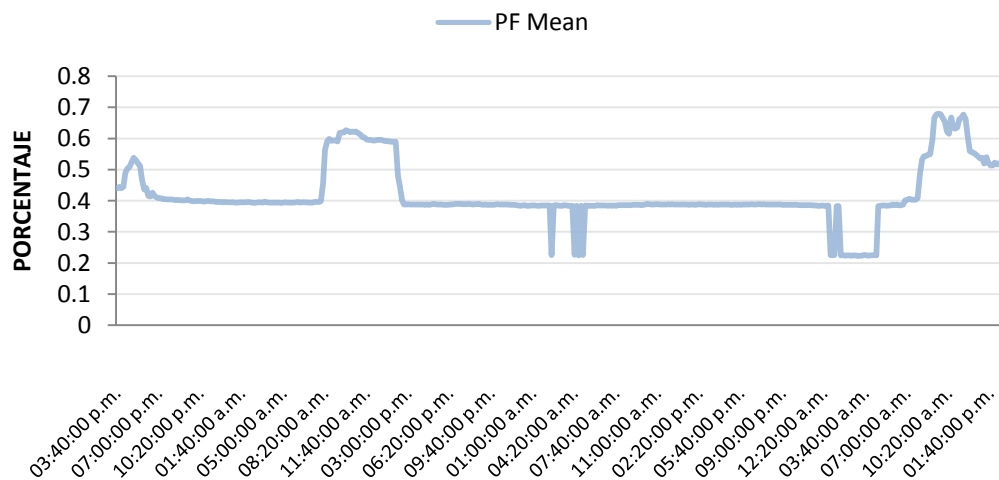


Figura 6.3. 7 Perfil de factor de potencia del transformador SITE de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4. Análisis de de datos subestación DOMO

Esta subestación alimenta las canchas de basquetbol, canchas de futbol y áreas comunes.

6.4.1. Perfil de tensión

En la alimentación general, el perfil de voltaje mostró valores promedio fase a fase de 236.48 VCA, o cual es .75 % % mayor al voltaje nominal de 220 VCA. Los valores máximos registrados son del orden de 242.3 VCA (10.13% mayor), y los mínimos de 230.2VCA (4.6 % mayor). El desbalance entre fases es del orden de 0.4 % en promedio, Fig. 6.4.1.

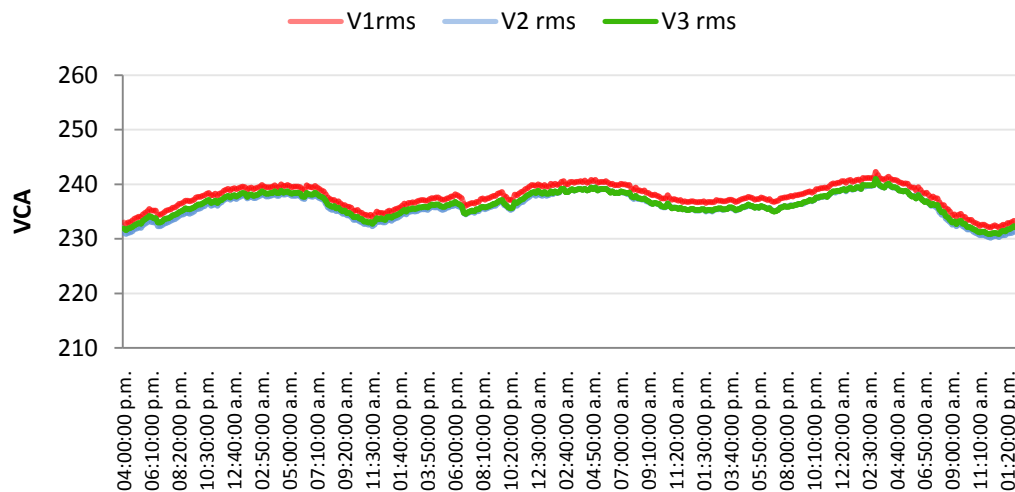


Figura 6.4. 1 Perfil de tensión del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4.2. Perfil armónico en tensión (THDv)

El contenido armónico en voltaje es del 3.3 % como máximo, lo cual se ubica dentro del 5% recomendado por Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, el valor promedio es 2.25 %, por lo que no se registra algún inconveniente al respecto, Fig. 6.4.2.

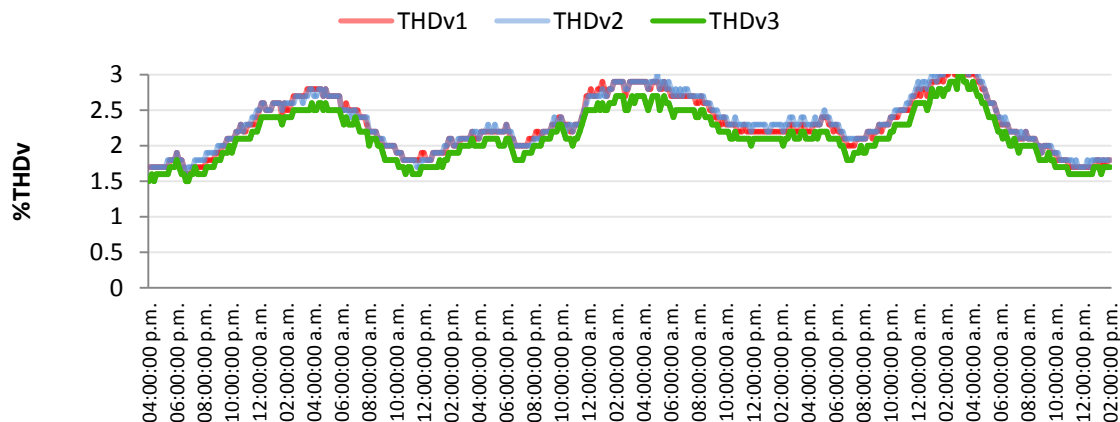


Figura 6.4. 2 Perfil de THD en tensión del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016.

6.4.3. Perfil de corriente

Los valores máximos por fase medidos son 130, 109 Y 147.4 Amperes para las fases1, 2 y 3 respectivamente. El valor promedio es de 56.98 Amperes en condiciones normales. El desbalance entre fases es del 16.2 % en promedio, Fig. 6.4.3.

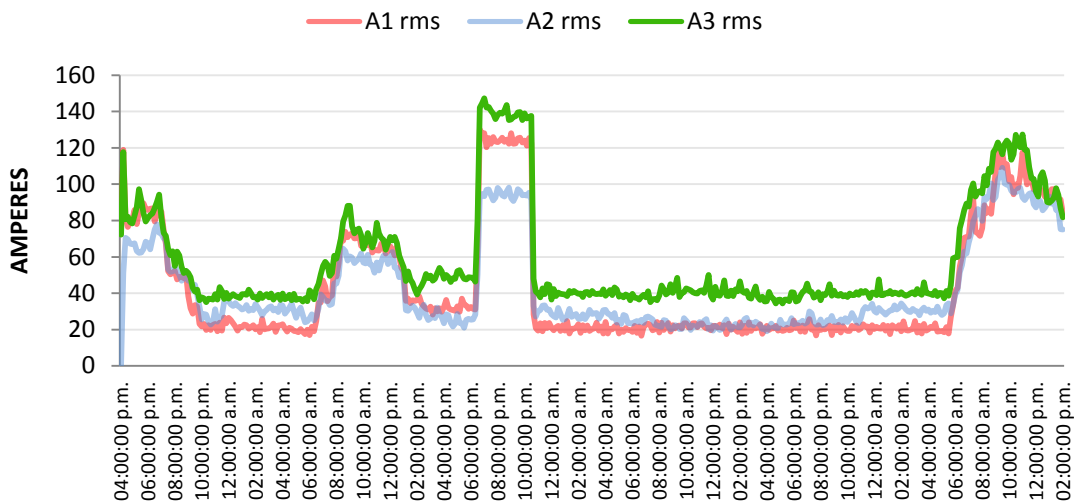


Figura 6.4. 3 Perfil de corriente del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4.4. Perfil de distorsión armónica en corriente (THDi)

El valor máximo registrado por contenido armónico en corriente es del 31.4 %, el cual es mayor al recomendado por Estándar 1159-1995 del IEEE, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, ahí se establece que no se debe exceder del 8%. Es importante señalar que en condiciones de operación normal, el promedio se localiza en 15.34 %, el cual sigue siendo mayor al 8 % recomendado, Fig. 6.4.4.

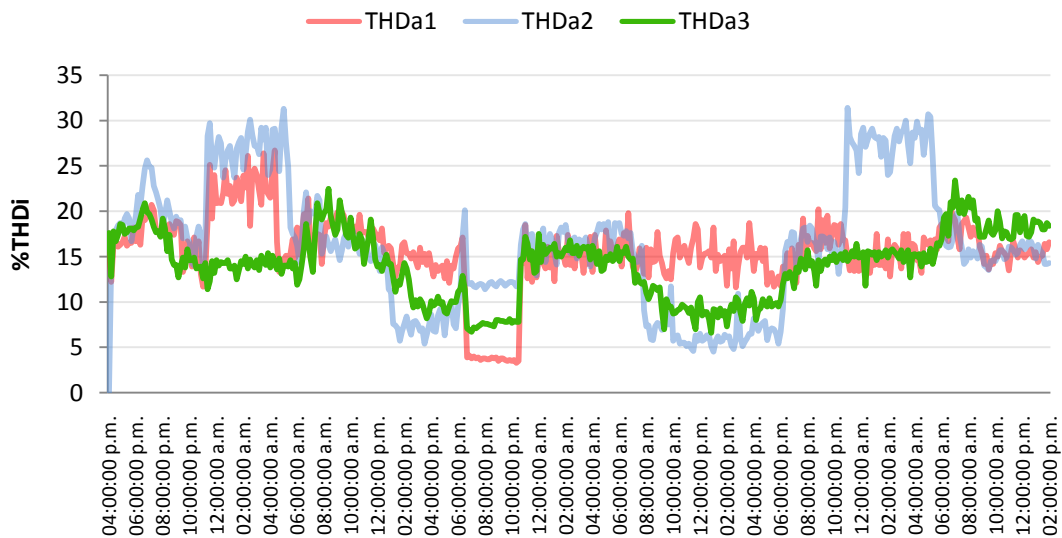


Figura 6.4. 4 Perfil de THD en tensión del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4.5. Perfil por orden de armónico en corriente

La 3ª armónica es la mayor componente, con una aportación del 24.3 %, seguida de la 5ª armónica con un 15.9 %. Ambas en su máxima expresión y por encima del 8% recomendado, sus valores promedios se encuentra en valores de 13.19% y 5.041% respectivamente como se puede apreciar en la Fig. 6.4.5.

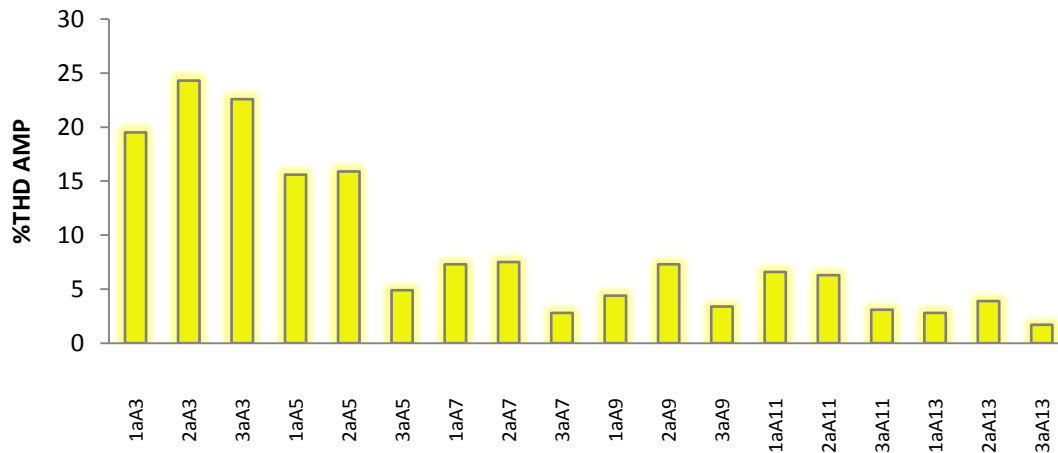


Figura 6.4. 5 Componentes por orden de armónica en corriente del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4.6. Perfil de potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

Los valores máximos de demanda son de 44.76 kW. La potencia aparente tiene valores de 50.13 kVA como máximo, por lo que el factor de carga del transformador es de 10.02 %. La potencia reactiva muestra valores máximos de 25kVAR y promedio de 8.37 kVAR, Fig. 6.4.6.

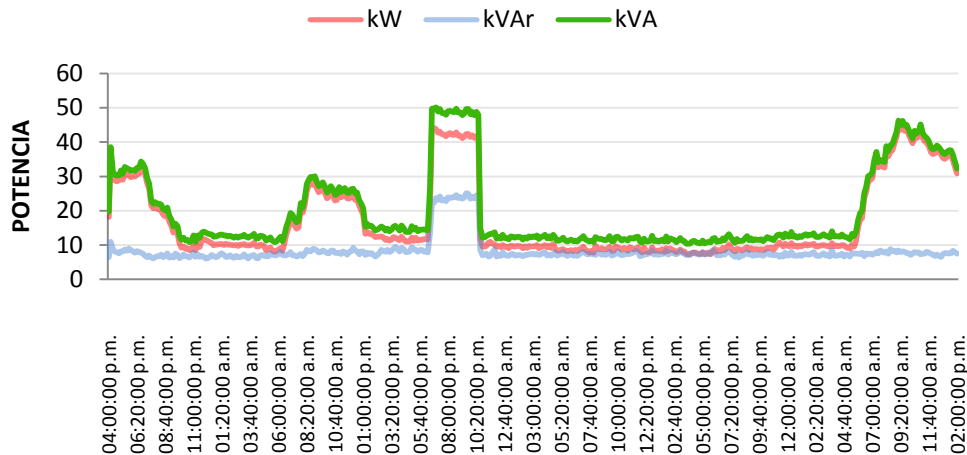


Figura 6.4. 6 Perfil de potencias del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de de febrero de 2016

6.4.7. Perfil de factor de potencia

El factor de potencia mantiene un valor promedio de 82.3 %, con valor máximo de 97.1% y 67.8 % como factor de potencia mínimo, Fig. 6.4.7.

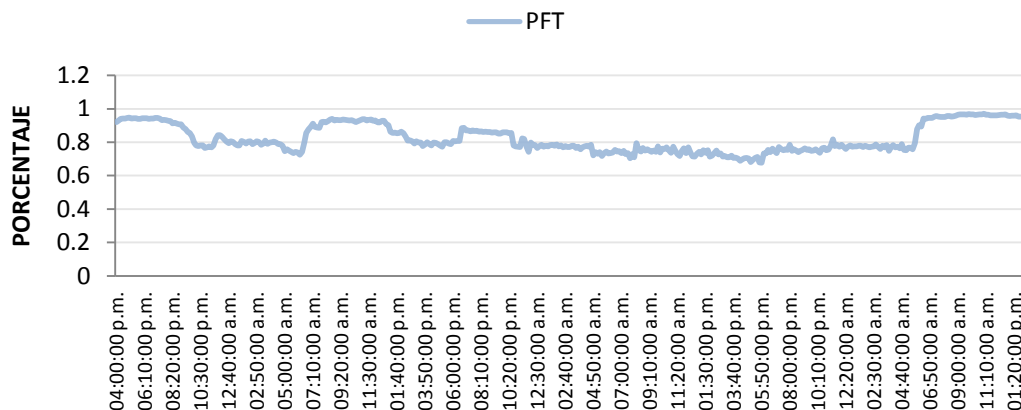


Figura 6.4.7 Perfil de factor de potencia del transformador DOMO de 500 kVA a 220 VCA medición del 5 al 8 de febrero de 2016

6.5. Tabla de resultados

Solo se observan los valores más significantes de las subestaciones, también se observa que los factores de carga de cada transformador son pequeños lo podemos observar en la en la tabla 6.5.1.

Subestación	Capacidad kVA	Demanda Máxima Registrada en kVA	Demanda Máxima Registrada en kW	Demanda de reactivos kVAR	Factor de carga del Transformador %	Factor de potencia %
Edificio América	500	65.4	65	- 5.27	13.08	99
Residencia	750	59.18	55.57	33.76	7.9	94
SITE	500	10.74	7.31	-8.3	2.1	99
Domo	500	50.13	44.76	25	10	90

Tabla 6.5. 1

Observamos en general que el factor de potencia total sería de 94.5% considerando los valores de consumo kWh y reactivos kVARh de las mediciones de las cuatro subestaciones eléctricas.

6.6. Análisis y propuestas de los Bancos de Capacitores.

De la tabla 6.5.1 se observa que el factor de potencia en baja tensión se encuentra arriba de 94%, pero en la facturación del usuario sigue teniendo penalizaciones.

De acuerdo al análisis de datos y la experiencia obtenida en el rubro, se asevera que el problema del bajo factor de potencia medido es debido al sobredimensionamiento de las subestaciones eléctricas y a que la medición que se le está realizando por la compañía suministradora, como se ilustra en la figura 6.6.1, se está haciendo por el lado de alta tensión.

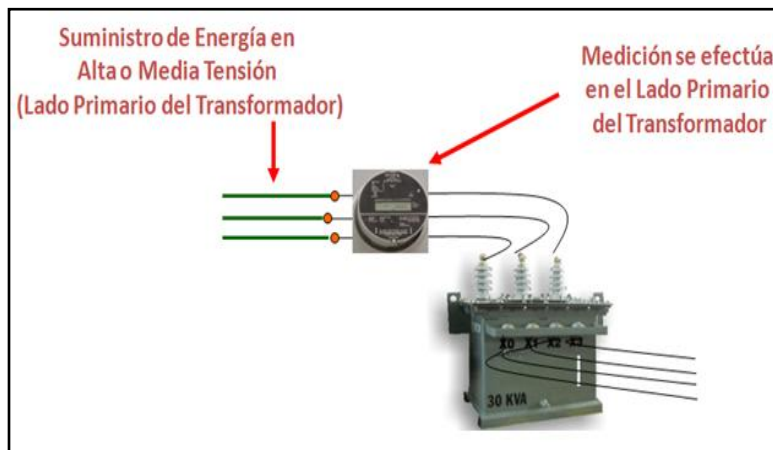


Figura 6.6. 1 Se le llama tipo de medición 1 (Alta-Alta) se suministra en el lado de alta del transformador y se mide en el lado de alta del transformador.

En la figura 6.6.1 el medidor de CFE, además de censar todos los parámetros necesarios para la facturación eléctrica, también mide todas las pérdidas del transformador, las que se generan en el núcleo de cobre o aluminio y el entre-hierro donde se consume energía reactiva de forma constante para generar el campo magnético, aunado a la baja carga que tienen los transformadores, por lo que la eficiencia disminuye.

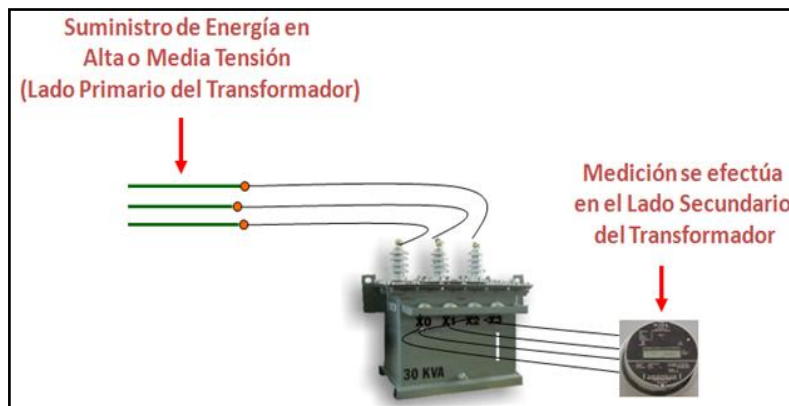


Figura 6.6. 2 Se le llama tipo de medición 2 (Alta-baja) se suministra en el lado de alta del transformador y se mide en el lado de baja del transformador se hace un cobro del 2% por pérdidas.

En la figura 6.6.2 el medidor de CFE solo censa los parámetros necesarios para la facturación eléctrica, no mide las pérdidas del transformador. Si el usuario tuviera este tipo de medición tendría, de acuerdo a las mediciones, un factor de potencia promedio de 94%.

Con base en el historial de la CFE, tabla 6.6.1, se obtiene la cantidad de reactivos que se han requerido por el sobredimensionamiento de sus transformadores y, con este dato, se determina la solución para que el requerimiento de energía reactiva llegue lo más cercano a cero.

PERIODO	CONSUMO TOTAL	ENERGÍA REACTIVA kVARh al mes
jun-15	83,700	62,710
jul-15	76,825	58,221
ago-15	89,346	56,162
sep-15	94,325	55,004
oct-15	101,963	73,344
nov-15	92,987	55,408
dic-15	79,861	68,047
ene-16	83,195	58,334
feb-16	91,509	78,234
mar-16	91,264	100,009
abr-16	93,313	98,699
may-16	91,502	75,130
	Promedio	69,942

Tabla 6.6 1 historial de consumo total y energía reactiva total de junio de 2015 a mayo de 2016

De acuerdo a la tabla 6.6.1, se debe compensar en promedio 69,942 kVARh al mes, pero los valores más altos han sido de 100,009 kVARh, si queremos llegar a un factor de potencia de 100%, tenemos que llegar a un valor lo más cercano a cero kVARh, para lo cual propondremos un promedio entre el valor promedio y el valor más alto, ya con el conocimiento previo de que, al ser cargas muy pequeñas, el efecto de los armónicos, aunque hay valores arriba del 8%, no se consideran dañinos, por lo que la corriente, que circula por los conductores eléctricos, es muy pequeña; así que, sin problema, propondremos banco de capacitores fijos.

De acuerdo a la tabla 6.6.1 obtenemos un promedio

$$Promedio = \frac{100,009+69942}{2} = 84,975 \text{ kVARh/mes} \dots\dots\dots \text{Ecuación (1)}$$

Considerando las horas en un periodo de 30 días son 720 horas

$$Promedio = \frac{84,975 \text{ kVARh}}{720h} = 118 \text{ kVar} \dots\dots\dots \text{Ecuación (2)}$$

Necesitamos instalar 118 kVAR, los valores comerciales de los bancos de capacitores son de: 5, 10, 15, 20, 40 y 50 kVAR en capacitores fijos. Propondré un arreglo de tal forma que no exceda en 10% la capacidad de las subestaciones, decidí proponer tres bancos de capacitores de las siguientes características: dos bancos de capacitores fijos de 50 kVAR y un banco de 20 kVAR fijos, que serán distribuidos de la siguiente forma, en la Fig. 6.2.2. Se observa que no excede el 10% de la capacidad de la subestación, valor que recomiendan muchos proveedores para evitar sobretensiones.

Subestación	Capacidad KW	Compensación KVAR
Edificio América	500	0
Residencia	750	50
SITE	500	20
Domo	500	50

Tabla 6.62 Propuesta de instalación de banco de capacitores

De acuerdo a la tabla 6.5.1 y la tabla 6.6.2 la subestación edificio América su mayor carga son equipo de cómputo que distorsionan la onda de corriente aunque no a nivel de dañar los equipos pero para evitar cualquier situación se opto por mejor no recomendar la instalación de un banco de capacitores.

El edificio residencia se compenso con 50 kVARh debido a que de acuerdo a las gráfica 6.2.6 tiene un valor máximo de 33 kVAR que hay que compensar y con 50 kVAR se compensa perfectamente sin rebasar el 10% de la capacidad del transformador.

La subestación SITE De acuerdo a la tabla 6.5.1 y la tabla 6.6.2 dicha razón se propone banco de capacitores a la subestación SITE con 7 kVAR aunque tienen efecto capacitivo no es suficiente como para compensar el transformador de 500 kVA. Por tal motivo se propone un banco de 20 kVAR.

Por último la subestación DOMO dicha subestación solo alimenta luminaria de las canchas y riego sus niveles de armónicos es muy bajo y su requerimiento máximo de kVAR fue de 25 kVAR por tal motivo se opto por compensar con 50 kVAR.

6.7. Análisis costo beneficio

En la tabla 6.7.1, observamos la distribución y precios aproximados de los equipos a instalar.

Subestación	Capacidad kVA	Compensación KVAR	Precios aproximados, se considera mano de obra y material
Edificio América	500	0	\$0
Residencia	750	50	\$ 30,000
SITE	500	20	\$ 15,000
Domo	500	50	\$ 30,000
Total		120	\$ 75,000

Tabla 6.7. 1 Precios aproximados de los equipos

Considerando su último recibo del mes de abril de 2016, con penalización de \$25,744

AHORROS	Importe \$
Cargo	\$ 25,744
Bonificación	\$ 3,064
TOTAL DE CARGO Y BONIFICACIÓN	\$ 28,808

INVERSION	\$ 75,000
Retorno de la inversión	2.6 meses
Vida útil del equipo	7-15 años

Tabla 6.7. 2 Precios aproximados del proyecto y retorno de inversión

Nota: Se solicitaron diversas cotizaciones de los equipos para obtener un promedio de los precios.

En la tabla 6.7.1 se tienen los precios aproximados de los equipos y la distribución de los mismos en las subestaciones y en la tabla 6.7.2 se observa la proyección del ahorro total, considerando el cargo y la bonificación por tener un factor de potencia mayor a 90%, evidentemente es un ahorro muy importante, cabe hacer notar que son poco los proyectos que tienen un ahorro tan significativo, estamos hablando de un ahorro de aproximadamente 250,000 pesos al año con periodo de retorno de inversión menor a 3 meses.

Se instalaron los equipos propuestos, el usuario pudo constatar el ahorro en su facturación eléctrica, ya que los valores actuales de su factor de potencia son de 99.99% obteniendo la máxima bonificación que otorga CFE, el 2.5 % de la facturación, se observa en la tabla 6.7.3

PERIODO	CONSUMO TOTAL	FP	IMPORTE MENSUAL	ENERGÍA REACTIVA kVARh
oct-15	101,963	0.8436	\$ 169,709.00	73,344
nov-15	92,987	0.8591	\$ 148,488.00	55,408
dic-15	79,861	0.7612	\$ 140,719.00	68,047
ene-16	83,195	0.8188	\$ 140,583.00	58,334
feb-16	91,509	0.7601	\$ 171,585.00	78,234
mar-16	91,264	0.6741	\$ 178,390.00	100,009
abr-16	93,313	0.6907	\$ 170,007.00	98,699
may-16	91,502	0.7729	\$ 141,472.00	75,130
jun-16	78,913	0.9998	\$ 78,913.00	1,618
jul-16	73,868	1	\$ 73,868.00	1
ago-16	92,612	0.9999	\$ 92,612.00	0
sep-16	93,453	0.9999	\$ 93,453.00	0
oct-16	96,082	0.9999	\$ 96,082.00	0

Tabla 6.7. 3 Se muestra que la energía reactiva requerida es cero eso nos indica un factor de potencia de 100%

A continuación se anexan imágenes del sistemas comercial de CFE donde nos podemos percatar, en la columna FacPot, referente al valor del factor de potencia, que el valor ha llegado a 1.0 o factor de potencia de 100%, en julio 2016, y se ha mantenido en valores de 0.9999

```

*****
* R.P.U. 965960603945      NúmeroMed : 547L7F      NúmeroCta : 82DN70E018212520 *
* Nombre                   Direcc INSURGENTES SUR
* R.M.U :14420960605IIF551116 0041      R.M. : 144209606050041
*
* FeAlta *-- Deposito Tar TAX TAG H Giro %Iva %Dap *-CargaInst *-DemContr *
* 960605      0.00 73      3 M310 16.00 0.00 1,128.000 705.000 *
* LC LyF:                               LC cfe:
* Historial De Facturacion Cargada (Demandas, Factor De Potencia Y De Carga) *
*AaMm Ttd DemandaFactu FacPot FCarPunta FCarInter FCarBase FCarsPunta FCarTot *
*1604 019      204 0.6907 0.8098 0.6167 0.7180 0.5239 *
*1605 015      202 0.7729 0.7451 0.5764 0.8007 0.4919 *
*1606 011      169 0.9998 0.7782 0.5954 0.7886 0.5170 *
*1607 018      143 1.0000 0.8562 0.5969 0.8296 0.5396 *
*1608 014      197 0.9999 0.7790 0.5772 0.7514 0.4920 *
*1609 011      202 0.9999 0.7886 0.6145 0.7458 0.5130 *
*1610 019      200 0.9999 0.8505 0.6717 0.7959 0.5254 *
*1611 015      232 0.9999 0.7168 0.5658 0.6722 0.4763 *
*1612 011      206 0.9999 0.5632 0.5094 0.7762 0.4699 *
*
*****DN10A***** CONTRERAS1 *****Anonim*EN4929**

```

FIGURA 6.7. 1 Información del sistema comercial de CFE donde se observa que ha aumentado el factor de potencia

En la siguiente imagen se observa, en la columna de reactivos, que en el mes de julio de 2016 consumió 1 kVARh y los siguientes meses se encuentra sin valor alguno, eso significa que no ha consumido energía reactiva de agosto 2016 hasta la actualidad.

```

*****
* R.P.U. 965960603945      NúmeroMed : 547L7F      NúmeroCta : 82DN70E018212520 *
* Nombre                   Direcc INSURGENTES SUR *
* R.M.U :14420960605IIF551116 0041      R.M. : 144209606050041 *
*
* FeAlta *-- Deposito Tar TAX TAG H Giro %Iva %Dap *-CargaInst *-DemContr *
* 960605      0.00 73      3 M310 16.00 0.00 1,128.000 705.000 *
* LC LyF:      LC cfe: *
* Historial De Facturacion Cargada (Datos De Facturacion De Pulsos) *
* AaMm Ttd Demanda-Punta Demanda-Interm Demanda-Base Demnda-SemiP Reactivos *
*1604 019      183      250      119      92,009 *
*1605 015      181      250      105      75,130 *
*1606 011      150      212      98      1,618 *
*1607 018      125      184      96      1 *
*1608 014      173      253      109 *
*1609 011      180      253      112 *
*1610 019      194      212      98 *
*1611 015      215      271      123 *
*1612 011      203      212      103 *
*
*****DN10A***** CONTRERAS1 *****Anonim*EN4929**

```

FIGURA 6.7. 2 Información del sistema comercial de CFE donde se muestra la energía reactiva

Capítulo 7

Conclusiones

A lo largo de mi trayectoria en la máxima casa de estudios, la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, cursando la carrera de Ingeniería Eléctrica Electrónica, he obtenido herramientas necesarias para poder desempeñar mi trabajo de manera completamente satisfactoria. Materias tan imprescindibles en mi campo laboral como son Instalaciones Eléctricas Industriales, Subestaciones Eléctricas, Sistemas Eléctricos de Potencia han hecho que pueda dar soluciones a problemas actuales que se encuentran en la industria.

Aunado a mi insistente necesidad de seguir mejorando en mis habilidades de análisis para la solución de problemas, es que se ha realizado éste trabajo de una manera consciente, con empeño y de una manera profesional.

Gracias a lo anterior, puedo afirmar que cada una de las propuestas fueron implementadas, el ahorro fue el proyectado, cumpliéndose el objetivo.

Referencias

1. Curso básico de ahorro de energía eléctrica Capítulo1, Metodología para diagnósticos energéticos.
2. Betancourt, F. y Sotelo, E. 2006. Implementación de balastro con corrección de factor de potencia pasivo. Ingenierías, 9(33):50-59.
3. FIDE. 2014, Informe de Resultados 2014. México, D.F. México.
4. Magaña Hernández Javier, Diagnósticos Energéticos, FIDE, 4 de julio de 2012
5. Ortega Navarro Hermilio Oscar “Aplicación de la Metodología de Diagnósticos Energéticos de Rápida Recuperación a Pequeñas y Medianas Empresas Industriales y de Servicios” , seminario de proyectos I y II, 2005.
- 6.
7. <http://www.cfe.gob.mx/industria/ahorroenergia/lists/ahorro%20de%20energia/attachments/3/factordopotencial.pdf>
- 8.
9. http://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/1/349/352/Control_de_Armonicos_IEEE_519-1992_en_Espa%C3%B1ol.pdf
- 10.
11. <http://www.utbb.edu.mx/ciermi/w2box/data/7.%20Calidad%20de%20la%20Energ%EDA%20en%20Sistemas%20El%E9ctricos%20Industriales.pdf>
- 12.
13. http://www.fide.org.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=108&Itemid=180
- 14.
15. http://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/1/349/352/Control_de_Armonicos_IEEE_519-1992_en_Espa%C3%B1ol.pdf
- 16.
17. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Última reforma DOF 24-05-2001. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. México.
- 18.
19. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. 2000. Diario Oficial de la Federación, Manual de Disposiciones Relativas al Suministro y Venta de Energía Eléctrica, Segunda sección. México.
- 20.
21. CFE. 2005. Desviaciones Permisibles en la Forma de Onda Tensión y Corriente, en el Suministro y Consumo de Energía Eléctrica. Norma CFE L0000-45-2005. México, D.F. México.
- 22.

Anexos.

Apéndice A

Tarifas de energía eléctrica en México

Definición:

Las tarifas de energía eléctrica son las disposiciones específicas, que tienen las condiciones y cuotas que rigen para los suministros de energía eléctrica agrupados en cada clase de servicio. Se identifican oficialmente por su número y letra (s) y sólo en los casos en que sea preciso complementar la denominación; adelante de su identificación se escribirá el título de la respectiva tarifa (FIDE, 2013).

De acuerdo al tipo de servicio

De acuerdo a su tipo de servicio las tarifas se clasifican como se muestra en la siguiente tabla

Tarifas de acuerdo al tipo de servicio (CFE, 2017)

	Tarifas
Doméstico	1, 1-A, 1-B, 1-C, 1-D, 1-E
Servicios públicos	5, 5A, 6
Riego agrícola	9, 9M
Temporal	7
General en baja tensión	2, 3
General en media tensión	O-M, H-M
General en alta tensión	H-S, H-SL, H-T, H-TL
De respaldo	HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM
Interrumpible	I-15, I-30

Como nota adicional es importante mencionar que las tarifas que contienen subsidio por parte del gobierno federal corresponden a las domésticas, servicios públicos y riego agrícola. Este tipo de servicios comúnmente conllevan un fin, el de satisfacer las necesidades básicas de la población, de ahí que sean las más apoyadas en forma económica.

Tarifa eléctrica horaria media tensión HM

La tarifa horaria media tensión (mejor conocida como HM) aplica a los servicios que destinen la energía para uso general y sean suministrados en media tensión (comúnmente 23 kV en la Ciudad de México), para lo cual se emplea una subestación particular, por parte del usuario, para reducir a los niveles de tensión deseados. Esta tarifa aplica solamente a servicios con demanda mayor o igual a 100 kW (CFE, 2013). Una de las características principales de la tarifa HM es la distribución de la energía consumida en tres horarios diferentes: base, intermedio y punta, en los cuales, dependiendo el horario en el que se consuma la energía será el costo de la misma. Al igual que para el consumo, existen tres demandas máximas registradas en cada horario, siendo la punta la más significativa de los tres. En las Tablas 2.2 y 2.3 se muestra la distribución de los horarios establecidos en la tarifa HM para la región central (o región 3) que corresponde a la Ciudad de México tanto para el horario de verano, así como para el fuera de verano (CFE curso, 2011).

Horarios de la tarifa HM periodo de verano (CFE, 2017)

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

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

Tabla A. 1 se observan las horas que comprende el horario de verano

Horarios de la tarifa HM periodo fuera de verano (CFE, 2017)

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

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	

Tabla A. 2 se observan las horas que comprende el horario de invierno

La tarifa HM está compuesta por tres principales parámetros eléctricos, utilizados para su facturación los cuales son el consumo, demanda y el factor de potencia.

Consumo

Se define como la cantidad de energía requerida por los equipos en un intervalo de tiempo. Su unidad de medida es el Watt-hora, sin embargo es común que se maneje en kilowatt-hora (kWh). El kWh se obtiene al realizar el producto de la potencia activa por el tiempo en horas de uso. Si se tuviese una lámpara incandescente de 100 Watts y se utilizará por 20 horas continuas el consumo resultante sería de 2000 Watt-horas lo que es igual a 2 kWh.

En la facturación de la tarifa HM se poseen tres cantidades de kWh, los consumidos en horario base, los consumidos en horario intermedio y finalmente los consumidos en punta.

Demanda facturable

La demanda se define como la potencia requerida por el usuario en un instante de tiempo, los equipos de medición registran cada uno de los valores en intervalos de 15 minutos que a su vez se van rolando cada 5 minutos, obteniendo de esta forma el área bajo la curva (integral) de todas las demandas máximas registradas en ese periodo. Para generar el cargo por demanda facturable es necesario primero considerar las tres demandas máximas registradas por el equipo de medición, que corresponden a cada uno de los horarios de la tarifa HM (base, intermedio y punta), para ello se emplea una ecuación que varía dependiendo la región en la que se encuentre el servicio (CFE, 2017).

La demanda facturable se define con base en la siguiente ecuación:

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0)$$

Donde:

DF es la demanda facturable

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio (se utiliza la más alta de las dos)

FRI es el factor de reducción en intermedia el cual para la región central (región 3) es de 0.3

FRB es el factor de reducción en base el cual para la región central (región 3) es de 0.15

En lo que corresponde a $(DI - DP, 0)$ y $(DB - DPI, 0)$ significa que si el valor de la operación es negativo se tomara el cero.

Es importante mencionar que cualquier fracción de kilowatt asciende al inmediato superior por lo cual no pueden existir fracciones de kilowatt. Los precios por cada kilowatt (kW) de demanda facturable varían mes con mes.

Cargo o bonificación por factor de potencia

El factor de potencia (fp) es un número que da noción del grado de aprovechamiento de la energía y se obtiene dividiendo la potencia activa entre la potencia aparente (Betancourt y Sotelo, 2006., 2013) o bien puede ser definida como:

$$fp = \cos \theta = P / S$$

Ecuación A 1

El fp es obtenido considerando la cantidad de reactivos (kVARh) así como de kWh registrados en el equipo de medición con base a lo siguiente (Barcón y col., 2013):

$$Fp = \cos \theta$$

Ecuación A 2

Para obtener el ángulo:

$$\tan \theta = \frac{CO}{CA} = \frac{kVARh}{kWh} \rightarrow \theta = \text{angtan} \frac{kVARh}{kWh}$$

Ecuación A 3

Entonces:

$$fp = \cos \left(\text{angtan} \frac{kVARh}{kWh} \right)$$

Ecuación A 4

El reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica (LSPEE) en su artículo 64 establece:

Para los suministros en que intervenga el factor de potencia, el usuario conservará este en la operación de su instalación entre noventa centésimos atrasado y uno, de acuerdo con las disposiciones que expida la secretaria, el usuario no podrá regresar energía activa o reactiva a las líneas del suministrador, excepto cuando celebre convenio al respecto con el mismo. La contravención a estas disposiciones hará procedente la aplicación que prevean las disposiciones tarifarias, sin perjuicio de las sanciones que correspondan en los términos de la Ley y de este Reglamento por variar las condiciones del suministro (Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, 2001).

Con base al reglamento de la LSPEE para las tarifas que involucran medición del fp, se requiere de un mínimo de 0.9 ó 90% para no generar penalizaciones, las cuales pueden llegar a ser de hasta el 120% de la facturación normal, la penalización se obtiene de la ecuación (A.5). En el caso de un fp por encima del 90% se genera una bonificación, sin embargo esta no será mayor al 2.5% de la facturación normal, y será determinada por la ecuación (A.6) (Diario Oficial de la Federación, segunda sección, 2000).

$$CARGO = \left(\frac{3}{5}\right) \left(\frac{90}{F.P.} - 1\right) x F.N.$$

Ecuación A 5

$$BONIFICACION = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{90}{F.P.}\right) x F.N.$$

Ecuación A 6

Donde:

Fp = Factor de potencia.

FN = Facturación Normal (Cargo por energía + Cargo por demanda + 2% adicional en caso de que hubiese medición en baja tensión).

Tipos de suministro

La Secretaria de Energía publicó en el Diario Oficial de la federación (DOF) el día 20 de octubre del año 2000 el Manual de Disposiciones Relativas al Suministro y Venta de Energía Eléctrica. En el manual se hace referencia del cargo por medición donde menciona lo siguiente:

VIGÉSIMONOVENA.- *En los servicios que se proporcionan en alta o media tensión, el suministrador podrá efectuar la medición de la energía eléctrica consumida y de la demanda máxima en el lado secundario o en el lado primario de los transformadores del usuario. Si se hiciere en el lado del secundario, las facturaciones se aumentarán en un 2 % (dos por ciento) (Diario Oficial de la Federación, 2000).*

Dependiendo de la tensión proporcionada, así como la forma de registrar la medición se poseen cuatro tipos diferentes de suministro, los cuales llegan a influir en la facturación eléctrica, ya que dependiendo de este se genera un cargo adicional del 2% sobre la facturación normal (FN). En ocasiones esto llega a ser incluso a favor del usuario ya que las pérdidas generadas por el transformador pueden llegar a ser mucho mayores al 2%.

a) Tipo de suministro 1

Servicio proporcionado o suministrado en alta o media tensión y, medición efectuada en el lado primario del transformador. Para este tipo de suministro no procede el cargo del 2% sobre facturación normal.

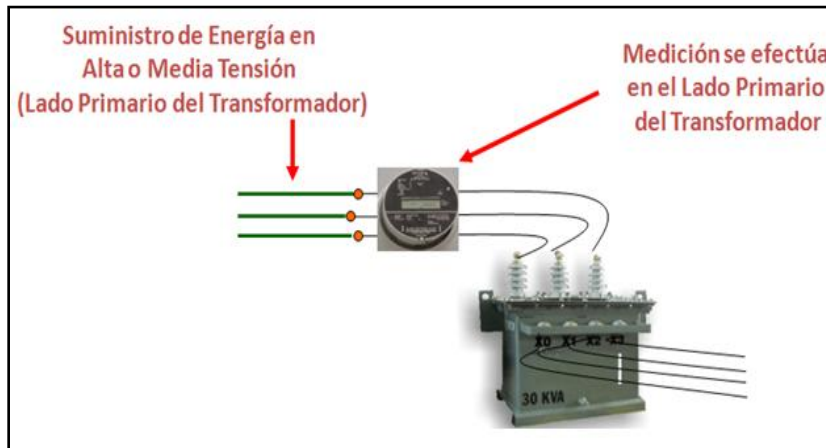


Figura A. 1 Tipo de suministro 1

b) Tipo de suministro 2

Servicio proporcionado o suministrado en alta o media tensión y medición efectuada en el lado secundario del transformador. Para este tipo de suministro **si** procede el cargo del 2% sobre Facturación Normal.

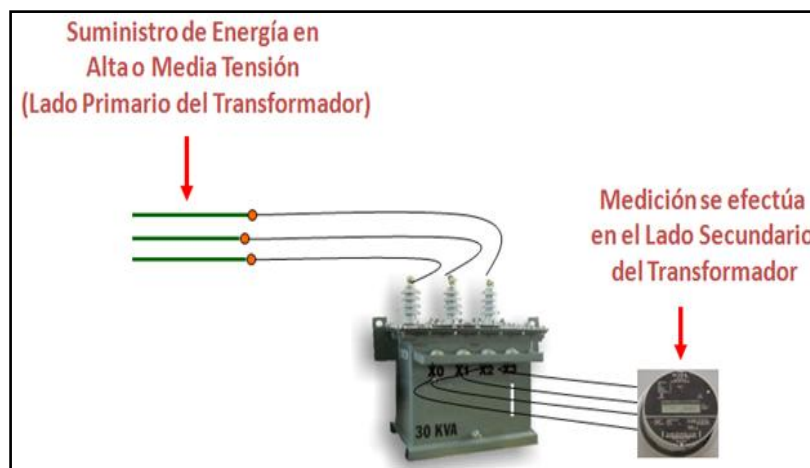


Figura A. 2 Tipo de suministro 2

Tipo de suministro 3

Servicio proporcionado o suministrado en baja tensión y medición efectuada en el lado secundario del transformador. Para este tipo de suministro no procede el cargo del 2% sobre Facturación Normal (Figura 2.5) (CFE, 2011).

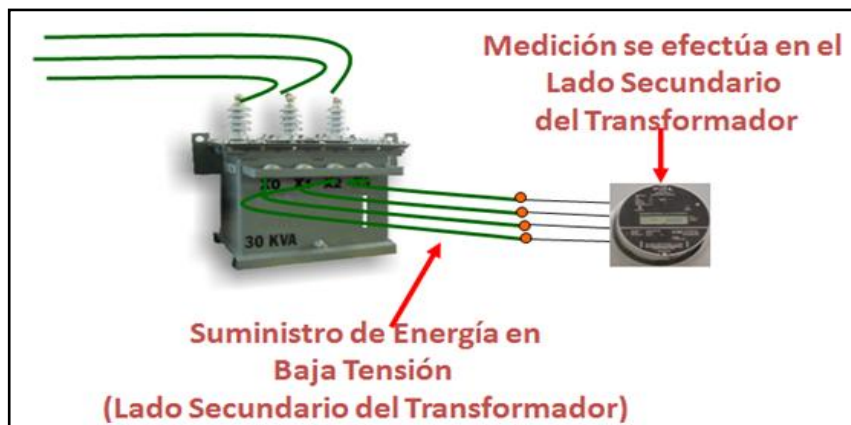


Figura A. 3 Tipo de suministro 3

c) Tipo de suministro 4

Servicio proporcionado o suministrado en baja tensión y medición efectuada en el lado secundario del transformador. Para este tipo de suministro si procede bonificación del 2% en la Facturación Normal.

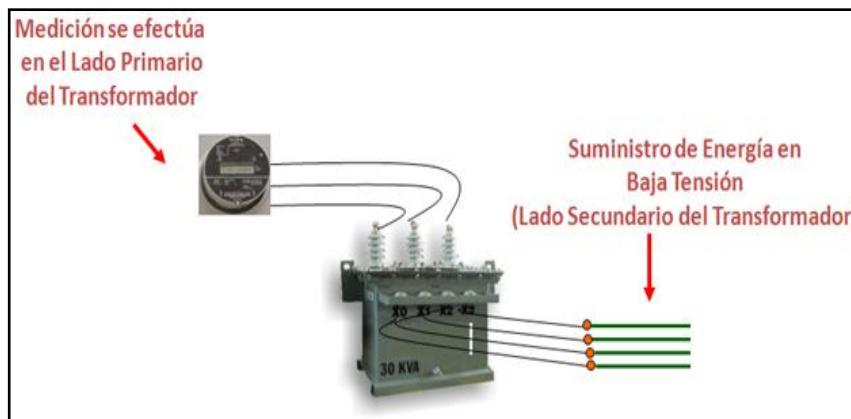


Figura A. 4 Tipo de suministro 4

Conceptos que integran la facturación en Tarifa HM

Cargo por energía.- Es el producto de la energía consumida total o por periodo horario por su precio vigente del mes.

Cargo por demanda.- Es el producto de la demanda máxima o facturable del mes por el precio vigente del mes.

Facturación básica.- Es la sumatoria de los cargos por energía y cargo por demanda.

Cargo por medición en baja tensión.- Es el producto de aplicar el 2% (dos por ciento) a la facturación básica por efecto de las pérdidas por transformador cuando se proporciona el suministro en media tensión y se mide en baja tensión (lado secundario del transformador, tipo de suministro 2).

Facturación normal.- Es la suma del cargo por medición en baja tensión y la facturación básica.

Cargo o bonificación por factor de potencia.- Comisión Federal de Electricidad requiere que las empresas tengan un factor de potencia óptimo cuyo valor es de 0.9; esto con la finalidad de aprovechar de mejor manera la potencia activa (kW) y no tener desperdicios de energía eléctrica. Fuera de este valor existen cargos o bonificaciones de acuerdo a lo que se establece a continuación:

Si el factor de potencia se encuentra por encima de 0.9, Comisión Federal de Electricidad efectúa una bonificación, la cual se obtiene mediante la ecuación (2-7) (Diario Oficial de la Federación, segunda sección, 2000). Si el factor de potencia se encuentra debajo de 0.9, Comisión Federal de Electricidad efectúa un cargo o penalización por bajo factor de potencia, este se obtiene mediante la ecuación (2-6) (Diario Oficial de la Federación, segunda sección, 2000).

Facturación Neta.- Es la suma de la facturación normal y el cargo ó bonificación por factor de potencia.

Importe total.- Es la suma de la facturación neta, IVA (16%) y DAP (derecho de alumbrado público).

Apéndice B

Introducción a las armónicas

Definición de armónica

Las armónicas son señales cuya frecuencia es un entero, múltiplo de la frecuencia principal o fundamental. Las armónicas se expresan en términos de su orden, es decir, las armónicas de orden segunda, tercera y cuarta, tienen frecuencias de 120, 180 y 240 Hz respectivamente.

Su amplitud: hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico.

- Su orden: hace referencia al valor de su frecuencia referido a la fundamental
- Ejemplo: 60Hz tercer armónico = $3 \times 60\text{Hz} = 180\text{ Hz}$

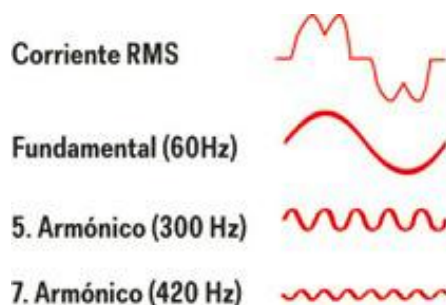


Figura B 1 Orden de armónico

Son múltiplos

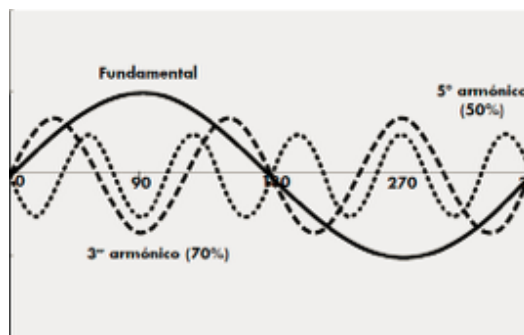


Figura B 2 Forma de la onda de acuerdo a orden de armónico

En la actualidad, el problema de las armónicas en los sistemas eléctricos se ha visto incrementado debido a las cargas no lineales conectadas a ellos. Algunas de las fuentes más comunes de armónicas son dispositivos de estado sólido usados en el control, hornos de arco eléctrico, controladores de velocidad en motores eléctricos y transformadores de potencia sobreexcitados.

Estas distorsiones de la forma de onda crean problemas en la red eléctrica tales como, el aumento de pérdidas de potencia activa, sobretensiones en los condensadores, mal funcionamiento de protecciones o daño en los aislamientos, que trae como consecuencia la disminución de la vida útil de los equipos.

La mayoría de las veces se presentan los problemas en el lado de las cargas (usuarios) y si no se controlan aquí, se transmiten a la red y de aquí a otros usuarios o cargas conectadas a la misma.

Debido a ello, el estudio de los problemas de armónicas no debe ser exclusivo de empresas suministradoras, debe incluir al sector industrial y desarrollar métodos efectivos para su mitigación.

Apéndice C

Punto de medición del nivel de armónicas

Los límites establecidos en la norma IEEE 519-1992 deben aplicarse en la acometida, es decir en el punto donde el suministrador entrega la energía al usuario en cuestión y a partir de ahí

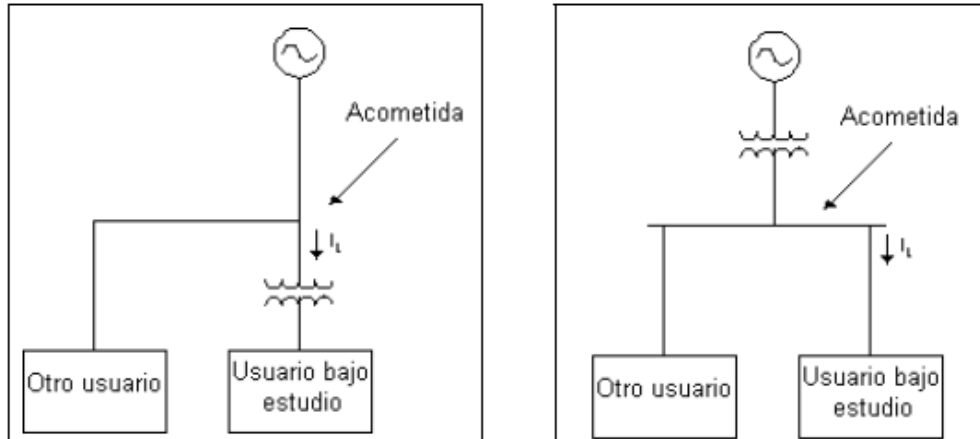


Figura C. 1 punto de acometida

La norma puede aplicarse usando el mismo procedimiento por los usuarios para evaluar otros puntos dentro de su instalación, pero diferentes límites de distorsión podrían aplicarse en estos casos ya que, aunque en un punto dado los límites se excedan, la interacción de diversas cargas puede producir cancelaciones de armónicas que arrojen valores dentro de los límites en la acometida.

Límites de distorsión en tensión

THD_v

Límites de distorsión en tensión, el suministrador es responsable de mantener la calidad de la tensión en el sistema global, especificándose los límites para diferentes niveles de tensión. Es importante notar que la definición de la distorsión armónica total THD que se utiliza es diferente a la convencional ya que se expresa la distorsión en función a la tensión nominal, que es un valor constante para cada usuario, estableciéndose así, una base fija de evaluación a lo largo del tiempo.

IEEE 519

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje en % del voltaje nominal		
Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica individual	Distorsión armónica total THD V_n
V _n ≤ 69 kV	3.0%	5.0%
69 kV < V _n ≤ 161 kV	1.5%	2.5%
V _n > 161 kV	1.0%	1.5%

Figura C. 2 Niveles permitidos de Distorsión armónica en tensión tabla IEEE

CFE L0000-45

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje en % del voltaje nominal		
Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica individual	Distorsión armónica total THD V_n
$V_n \leq 1$ kV	5.0%	8.0%
$1 < V_n \leq 69$ kV	3.0%	5.0%
69 kV $< V_n < 138$ kV	1.5%	2.5%
$V_n > 138$ kV	1.0%	1.5%

Figura C. 3 Niveles permitidos de Distorsión armónica en tensión tabla CFE

Límites de distorsión en corriente

THDI

Las corrientes armónicas para cada usuario son evaluadas en la acometida y los límites se establecen con base en la relación entre la corriente de cortocircuito y la demanda máxima de corriente de la carga del usuario

IEEE 519

Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida

I_{cc}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69$ kV						
< 20	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20-50	8.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50-100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100-1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
> 1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
69 kV $< V_n \leq 161$ kV						
$< 20^*$	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
20-50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
50-100	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
100-1000	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
> 1000	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
$V_n > 161$ kV						
< 50	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
≥ 50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%

Figura C. 4 Valores de límites de THDI de acuerdo a norma internacional

CFE L0000-45

Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida

I_{cc}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69$ Kv						
$I_{cc}/I_L < 20$	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	6.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
69 kV $< V_n \leq 161$ kV						
$I_{cc}/I_L < 20$	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
$20 \leq I_{cc}/I_L < 50$	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
$50 \leq I_{cc}/I_L < 100$	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
$100 \leq I_{cc}/I_L < 1000$	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
$I_{cc}/I_L \geq 1000$	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
$V_n > 161$ kV						
$I_{cc}/I_L < 50$	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
$I_{cc}/I_L \geq 50$	3.75%	3.0%	1.5%	1.15%	0.45%	0.22%

Figura C. 5 Límite de valores de THDI de acuerdo a norma CFE