



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO: CORRECCIÓN
DEL FACTOR DE POTENCIA PARA REDUCIR
EL COBRO DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

INFORME DE ACTIVIDAD PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO

P R E S E N T A:

Víctor Arturo Castañeda Castro

ASESOR:

Ing. Francisco López Rivas



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Dedico el presente trabajo profesional a mis padres Arturo Andrés Castañeda Orozco y Teresa Castro Nájera, por guiarme y ayudarme a culminar mis estudios profesionales, a mis hermanas Sandra Luz y Mariana por acompañarme y apoyarme siendo parte de este éxito académico. A mi hijo Leonardo Andrés Castañeda Martínez y a mi esposa Karla Martínez Duran por ser mi motivación e inspiración en todo momento para seguir luchando día con día. A mi director de trabajo profesional el Ingeniero Francisco López Rivas por confiar en mí y en mi trabajo.

Agradecimientos

Agradezco a mi Dios

Por darme la fortaleza para continuar con mis estudios profesionales y en los momentos más difíciles de mi vida y bendiciéndome con el término de ellos.

A mis padres

Que con su amor y su paciencia han estado en mi desarrollo profesional y personal, guiándome y formándome en este trayecto. Sin ustedes esto no habría sido posible. Los amo. Gracias por ser mis padres y siempre estar en todo momento.

A mis amigos

Por acompañarme y nunca dejarme solo, gracias por brindarme su amistad aceptándome tal y como soy, fueron parte de este logro gracias.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Objetivo del informe	1
1.2. Metodología	2
2. Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica (FIDE)	3
2.1. Misión y visión del FIDE	4
2.2. Descripción del puesto de trabajo	4
3. Antecedentes	5
3.1. Datos generales de la empresa	5
3.2. Historial de facturación	6
3.3. Mediciones en campo	6
3.4. Análisis de facturación de la empresa	6
4. Contexto de la participación profesional	10
5. Metodología utilizada en el diagnóstico energético	11
5.1. Planeación de los recursos y el tiempo de su realización	11
5.2. Recopilación de la información en el sitio	11
5.3. Realización de las mediciones puntuales	12
5.4. Análisis de los datos recabados	13
5.5. Tipos de diagnósticos energéticos	13
5.5.1. Diagnóstico energético de primer nivel	13
5.5.2. Diagnóstico energético de segundo nivel	14
5.5.3. Diagnóstico energético de tercer nivel	14
6. Resultados	16
6.1. Análisis de las mediciones para el TNS 1 de 750 kVA	16
6.1.1. Tensión	16
6.1.2. Potencia activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA	18
6.1.3. Factor de potencia	19
6.1.4. Distorsión armónica en corriente y en voltaje	19
6.2. Análisis de las mediciones para el TNS 2 de 1000 kVA	25
6.2.1. Tensión	25

6.2.2. Potencia activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA	26
6.2.3. Factor de potencia	26
6.2.4. Distorsión armónica en corriente y en voltaje	28
6.3. Calculo del banco de capacitores fijo	30
6.3.1. Transformador TNS 1 de 750 kVA	31
6.3.2. Transformador TNS 2 de 1000 kVA	32
6.4. Comparativo	33
6.4.1. Facturación normal	33
6.4.2. Facturación normal con un FP corregido	34
6.5. Propuesta de banco de capacitores	36
Conclusiones	38
Bibliografía	39
A. Factor de potencia	40
A.1. Tipos de carga en un circuito eléctrico	41
A.2. Cargas inductivas	42
A.3. Cargas capacitivas	42
A.4. Tipos de potencia	43
B. Punto de medición del nivel de armónicas	45
C. Límites de distorsión en voltaje (THDv)	46
D. Límites de distorsión en corriente (THDi)	48
E. Armónicos	50
F. Equipo de medición	52
G. Tarifa HM (Horaria de media tensión)	54

Capítulo 1

Introducción

Todas las empresas mexicanas, desde los pequeños talleres de manufactura hasta las grandes corporaciones transnacionales utilizan la energía eléctrica suministrada por Comisión Federal de Electricidad. Este servicio genera costos; es decir, desembolsos monetarios que están relacionados con la fabricación del producto o la prestación del servicio de las empresas, ya sea directa o indirectamente.

Los diagnósticos energéticos tienen como objetivo dar a conocer el consumo de energía eléctrica real a la empresa durante un tiempo determinado. Con estos datos se pueden implementar posteriormente las acciones que permitan limitar o controlar su uso.

Uno de los principales parámetros usados para llevar a cabo un diagnóstico energético es el factor de potencia (FP), mismo que mide la capacidad de una carga para absorber potencia activa en un circuito de corriente alterna. Esta es la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo, de ahí su importancia para determinar su demanda en potencia aparente.

El valor del factor de potencia depende del tipo de carga en el circuito. En carga puramente resistiva $FP=1$ y en elementos inductivos y capacitivos ideales sin resistencia $FP=0$ (consultar apéndice A). Durante su actividad productiva las empresas son penalizadas con un cargo por bajo factor de potencia, es por ello que los diagnósticos energéticos buscan mejorar dicho factor.

1.1. Objetivo del informe

El objetivo de este informe de trabajo profesional es:

- *“Realizar un estudio específico del bajo Factor de potencia de la empresa dedicada a la elaboración de impresiones comerciales con el fin de reducir los costos relacionados con el suministro de energía eléctrica.”*

Mediante simulaciones se pretende encontrar el valor más acertado que debe tomar un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia, esto se hará con base en mediciones realizadas en campo. Posteriormente se realizara una proyección de costos.

1.2. Metodología

El método de análisis consistirá en identificar el lugar óptimo para la realización de las mediciones con un analizador de redes dependiendo de la cantidad de transformadores y cargas que se encuentren conectados a ellos. En caso de existir un solo transformador se realizarán mediciones en el lado de baja tensión. Posterior a la obtención de las mediciones se procederá a realizar un análisis minucioso, con el objetivo final de realizar una proyección de costos con los valores de consumos, demandas y factor de potencia.

Lo que se pretende con este trabajo totalmente práctico, es hacer del conocimiento del lector los beneficios que conlleva y que puede tener un usuario empresarial al corregir su factor de potencia mediante un diagnóstico energético.

Capítulo 2

Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica (FIDE)

Se trata de un Fideicomiso privado sin fines de lucro constituido el 14 de agosto de 1990 por iniciativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Fue creado en apoyo al Programa de Ahorro de Energía Eléctrica con el objetivo de coadyuvar en las acciones de ahorro y uso eficiente de la energía.

El órgano de gobierno del FIDE está integrado por:

- Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM).
- Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos (CONCAMIN).
- Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (CANACINTRA).
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME).
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción (CMIC).
- Cámara Nacional de Empresas de Consultoría (CNEC).
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

De 1998 al año 2001 los ahorros de energía eléctrica se incrementaron de 1,635 GWh a 2,692 GWh por año. Los ahorros logrados en el año 2000 representaron el 1.29% de las ventas de energía eléctrica de ese año y a su vez los del 2001 representaron el 1.71%.

Entre las medidas de ahorro de energía eléctrica más aplicadas por el FIDE se encuentran:

- Disminución o eliminación de fugas de aire comprimido y acondicionado.
- Instalación de apagadores individuales.
- Sustitución de focos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas.

- Sustitución de lámparas fluorescentes por lámparas T-8 de mayor eficiencia.
- Sustitución de lámparas de vapor de mercurio por de sodio en alta presión.
- Instalación de fotoceldas para apagar iluminación de áreas que reciben buena luz natural.
- Sustitución de motores eléctricos estándar por de alta eficiencia.
- Corrección del desbalanceo de fases en equipos finales.

Para ello el FIDE ha ampliado sus programas, proyectos, productos y servicios que hoy son dirigidos a los sectores domiciliario, industrial, comercial y de servicios, al campo; los municipios y a las MIP y MES mediante los que ofrece opciones de asistencia técnica, diagnósticos energéticos, apoyo en la realización de proyectos que permitan el ahorro de la energía eléctrica, así como financiamiento con condiciones preferenciales para la adquisición o generación de productos que permitan el ahorro de energía eléctrica y coadyuven a mantener procesos eficientes en el uso de electricidad. Todo ello orientado a fomentar un cambio cultural, dirigido a participar activamente en todos los esfuerzos públicos y privados en la lucha contra el cambio climático principalmente. Además el FIDE desarrolla investigación aplicada e innovación tecnológica y difunde el uso eficiente de la energía.

2.1. Misión y visión del FIDE

Misión: 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.

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

2.2. Descripción del puesto de trabajo

Puesto: Ejecutivo empresarial del programa CFECTiva empresarial (Pertenece a CFE).

Labor que desempeña: Diagnosticador energético industrial.

Funciones: Apoyo a proyectos de energía sustentable para tarifas en media tensión (HM y OM) y tarifas en baja tensión (01, DAC, 02 y 03), verificar apéndice G. para la detección de oportunidades de ahorro en su facturación con la CFE (administración de la demanda punta). Así como también detección y propuestas a las empresas sobre su Bajo Factor de Potencia; lo que conlleva una penalización o bonificación al cliente.

Capítulo 3

Antecedentes

Para poder tener una idea respecto al servicio de suministro de energía eléctrica es necesario desglosar su facturación, la cual nos dará herramientas para detectar oportunidades de ahorro.

3.1. Datos generales de la empresa

La verificación del servicio y diagnóstico energético se realizó a una empresa dedicada a la elaboración de impresiones comerciales, ubicada en el inmueble con dirección calle Gallo de Oro # 22 Colonia La Nopalera Delegación Iztapalapa, México CDMX. Actualmente tiene contratado su servicio con CFE con No. de Servicio 147990503061 y Número de Medidor 907AH0.

Se muestra en la Tabla 3.1 la tarifa bajo la cual está sujeta su facturación con un periodo mensual.

Tabla 3.1: Características de Facturación de la empresa dedicada a la elaboración de impresiones comerciales.

Resumen de Facturación	Cantidad
Tariffa	HM
Consumo en kWh	7,006
Demanda facturable kW	26
Factor de potencia	41.90 %
Facturación	\$ 39,521
Carga instalada kW	417
Demanda contratada kW	308
Costo por kWh	\$ 5.64
Giro	Imprenta

3.2. Historial de facturación

Se contempla el consumo de energía eléctrica en un año móvil, haciendo posible identificar los hábitos de consumo del usuario mediante la Tabla 3.2 y las gráficas de las figuras 3.1, 3.2 y 3.3.

Tabla 3.2: Historial de facturación de energía eléctrica de la empresa dedicada a la elaboración de impresiones comerciales desde octubre de 2012 a septiembre de 2013.

Mes-Año	Total-kWh	kWh-Base	kWh-Intermedia	kWh-Punta	FP %	Importe Total
oct-12	10046	1340	8385	321	52	\$ 31,894
nov-12	6018	1755	3484	779	40	\$ 24,107
dic-12	6391	2021	3574	796	40	\$ 27,456
ene-13	14439	2125	10408	1906	57	\$ 60,248
feb-13	10411	864	7112	2435	53	\$ 42,263
mar-13	7292	631	5016	1645	43	\$ 32,596
abr-13	16601	2151	13772	678	52	\$ 43,259
may-13	10958	314	8051	2593	50	\$ 36,153
jun-13	9915	863	7380	1672	49	\$ 48,037
jul-13	9311	511	7299	1501	48	\$ 46,818
ago-13	15938	633	13367	1938	58	\$ 51,634
sep-13	7006	274	5154	1578	42	\$ 26,748
Promedio mensual	10361	1124	7750	1487	49.80	\$ 39,275.00
Total anual	124326	13482	93002	17842	—	\$ 471,303.00

3.3. Mediciones en campo

En la empresa se encuentran instalados dos transformadores de 750 kVA 23000/220-127 y otro de 1000 kVA 23000/440-220 como el mostrado en la Figura 3.4 en donde será colocado el analizador de redes POWER PAD.

Para caso práctico mencionaremos como TNS 1 al transformador de 750 kVA y TNS 2 para el transformador de 1000 kVA.

3.4. Análisis de facturación de la empresa

Con los datos de la facturación presentados en las Tablas 3.1 y 3.2 podemos dar cuenta lo siguiente:

- El usuario no está utilizando su servicio al 100 % ya que cuenta con una demanda contratada de 308 kW y solo está ocupando un 30 % de dicha demanda, esto quiere decir que es probable que sea una empresa nueva o

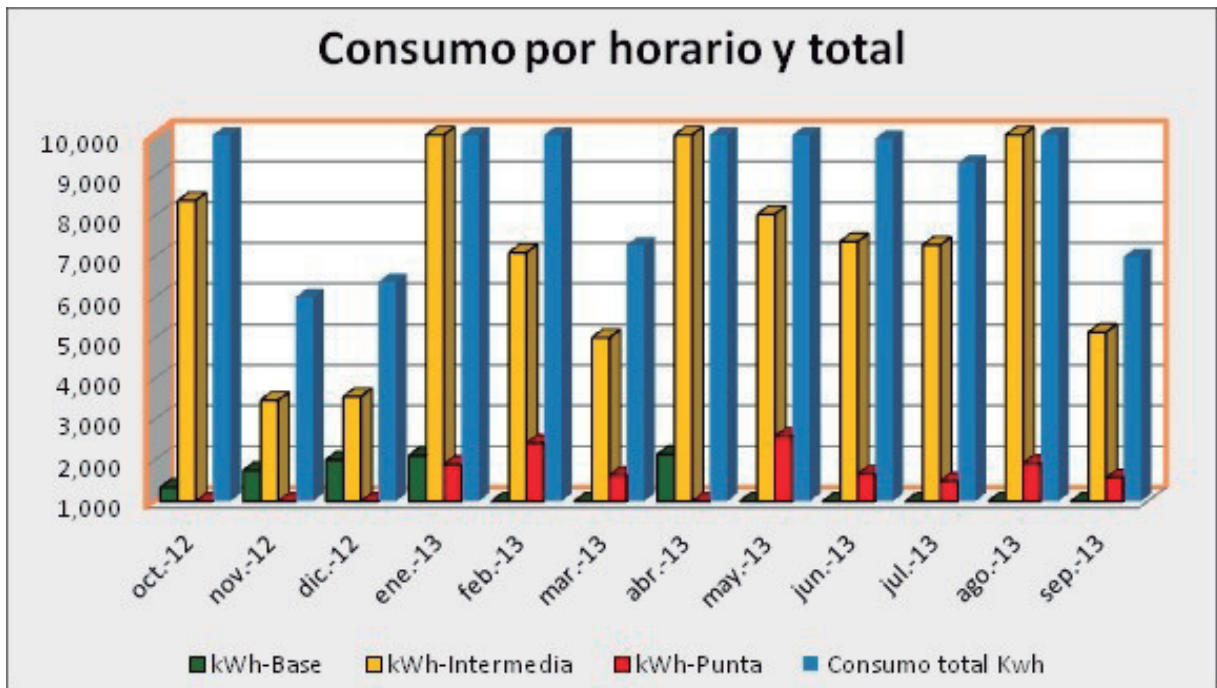


Figura 3.1: Resumen de historial de consumo por horarios y total.

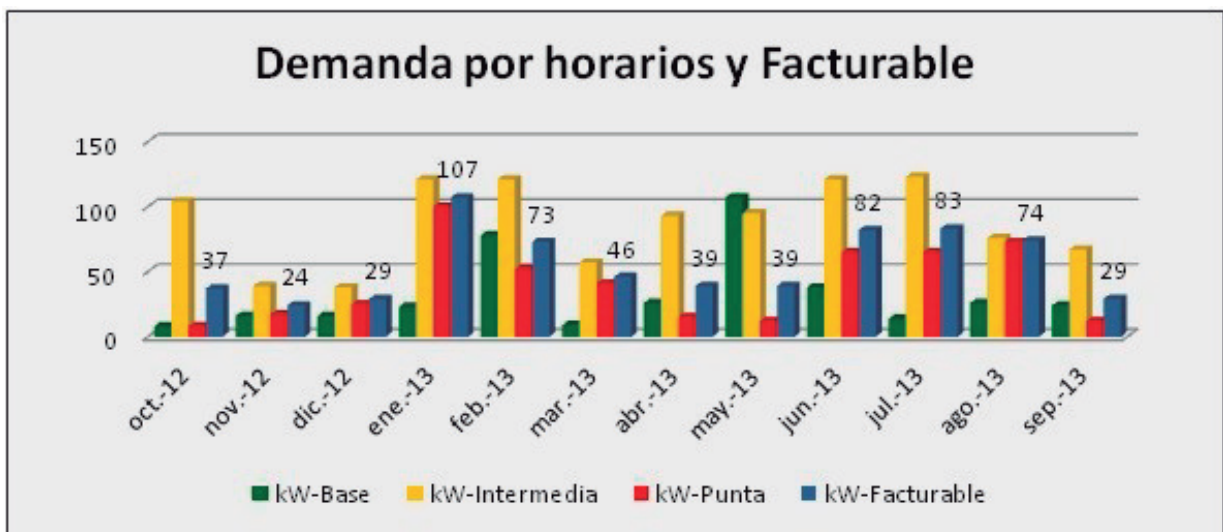


Figura 3.2: Resumen de historial de demanda máxima por horarios y facturable.

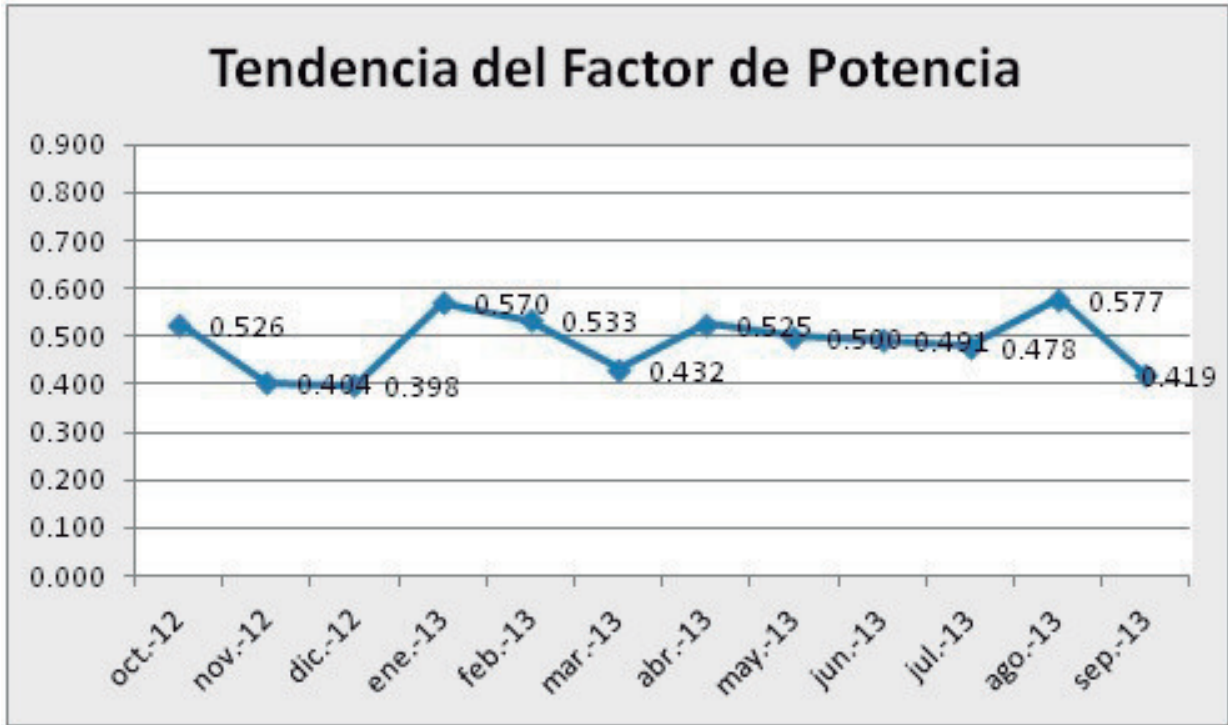


Figura 3.3: Resumen de historial del factor de potencia.



Figura 3.4: Datos de placa del a) TNS 2 de 1000 kVA y del b) TNS 1 de 750 kVA.

una empresa en decadencia. Posteriormente el usuario nos comento que es una empresa que apenas se está expandiendo y ese servicio es para una nueva nave industrial. Posteriormente irán incrementando su demanda ya que adquirirán más equipos de impresión para su conformación total.

- Otro dato que nos puede proporcionar el desglose de la facturación es que generalmente no utilizan el horario punta que es de las 18:00 a las 22:00 hrs en el horario de invierno y de 20:00 a las 22:00 hrs en el horario de verano de lunes a viernes. Esto quiere decir que solo cuentan con un solo turno de trabajo y es probable que se pueda administrar la demanda punta. Además el usuario nos comentó que por el momento le era complicado no utilizar el horario punta ya que su producción era intermitente y dependiendo de la carga de trabajo es como utilizaba el servicio.
- Por último nos podemos dar cuenta que el desglose de la facturación tiene una penalización por bajo factor de potencia; esto que quiere decir que el servicio cuenta con equipos ineficientes y viejos que consumen reactivos. En consecuencia a esto se tiene un bajo factor de potencia menor al que la CFE propone para que no exista ningún cargo o penalización.

Capítulo 4

Contexto de la participación profesional

Como ya anteriormente se había mencionado el principal problema de la empresa era la penalización del bajo factor de potencia esto se debe principalmente al consumo de reactivos de las líneas de CFE.

Por este motivo, se instaló un analizador de redes en el lado de baja tensión de los dos transformadores de la empresa. Es muy importante mencionar que los transformadores se encontraban sobrados, esto quiere decir que solo se ocupaba de un 15 a un 30% de su capacidad por eso su baja la eficiencia. En consecuencia el consumo de reactivos mayor y constante.

Una de las tareas es analizar los datos obtenidos para poder descartar armónicos en el sistema. Si esto se presentara se tendría que calcular un filtro en específico para compensar al armónico que afecte al sistema. En este rubro nos basamos en la normatividad de CFE que indica el porcentaje de armónico en corriente y en voltaje que son tolerables.

Descartando que no exista una perturbación en el sistema, se procederá a calcular el banco de capacitores necesario para poder evitar la penalización de parte de la CFE, esto nos llevaría a un factor de potencia mayor al 90% y menor al 100%.

El alcance del diagnóstico energético es mejorar el factor de potencia evitando la penalización ya que se le da una propuesta de la capacidad en kVAR del banco de capacitores que se debe instalar, el tipo (fijo o automático) y en dónde se es más factible instalarlo. Por último sólo queda mencionar: "A consideración del usuario" si implementa dichas propuestas ya que conllevan una inversión.

Capítulo 5

Metodología utilizada en el diagnóstico energético

El diagnóstico Energético se define de una manera simple como: un proceso por el cual se puede evaluar la manera en cómo se está utilizando la energía con el fin identificar oportunidades de ahorro y de eficiencia energética.

Para llevar a cabo con éxito un diagnóstico energético se deben realizar al menos las siguientes acciones:

- I. Planear los recursos y el tiempo para su realización.
- II. Recopilar información (en el sitio).
- III. Realizar mediciones puntuales.
- IV. Análisis de datos.

5.1. Planeación de los recursos y el tiempo de su realización

Esta acción conlleva:

- Revisión y comentarios generales de las condiciones de la dependencia o entidad, en relación con el confort de las instalaciones (iluminación, clima, operación, elevadores, etc.), su mantenimiento y el diseño arquitectónico del inmueble (todos y cada uno de los edificios e instalaciones que lo conforman).
- Identificación y selección de la instrumentación que será utilizada en las mediciones, asegurándose que operen adecuadamente (¿proporcionan la información requerida? y ¿cuentan con la precisión y exactitud requerida?).
- Elaborar un cronograma de trabajo en el que se indiquen las fechas en que se reportarán avances al responsable.

5.2. Recopilación de la información en el sitio

Esta acción conlleva:

- Revisión de la facturación eléctrica mensual de por lo menos un año anterior (demanda máxima de potencia, consumo de energía, factor de potencia, facturación).
- Revisión de la facturación y consumo de combustibles de por lo menos un año.
- Recabar del inmueble los siguientes planos: diagrama unifilar general, plano de arreglo del conjunto, plano arquitectónico por nivel, así como aquellos que se consideren necesarios para el análisis energético integral. En el caso de no estar disponibles, se deberán elaborar esquemas simplificados de ellos.
- Documentación de horarios típicos de operación en las diferentes áreas de trabajo (lunes a viernes, sábados, domingos, mensuales y anuales).
- Identificación de los principales equipos consumidores de energía (eléctrica y combustibles).
- Recopilación de los datos de los equipos consumidores de energía en la dependencia por zona, indicando los principales equipos consumidores de energía para los siguientes sistemas:
 - Iluminación.
 - Sistema de ventilación y acondicionamiento de aire.
 - Equipo de bombeo e hidroneumático.
 - Elevadores y escaleras eléctricas.
 - Motores grandes de ventiladores/extractores.
 - Contactos.
 - Plantas generadoras (sistema de respaldo).
 - Agua caliente.
 - Cualquier otro sistema que consuma energía y que se considere como importante.

5.3. Realización de las mediciones puntuales

Esta acción conlleva:

- Realizar mediciones que permitan conocer la demanda de potencia y el consumo de electricidad, y el de consumo de combustibles de la dependencia o entidad.
- En caso de que la dependencia o entidad cuente con más de un edificio en el mismo predio, se realizarán mediciones para cada uno de los edificios.
- Se recomienda, por seguridad, que estas mediciones sean en baja tensión. Después de los equipos de medición de la compañía suministradora se harán, también, en la medida de lo posible y a criterio del consultor, mediciones de potencia en los principales circuitos de alimentación y derivados.
- Para el análisis de las mediciones se deberá contar con equipo adecuado para presentar en los reportes un conjunto de gráficas de potencia, tensión y corriente que contengan:
 - Medición y registro por hora y para días completos del consumo de energía y de demanda eléctrica en la acometida del inmueble, y en su caso directamente en sistemas o equipos.

- Medición puntual de nivel de temperatura y de nivel de iluminación para las distintas áreas en las que se divide el inmueble.
- Complementar los datos recopilados, para que se tenga un mejor respaldo técnico en áreas donde la información del inmueble no esté disponible.
- Comprobar la operación de equipos importantes, logrando una mejor base para las estimaciones de ahorros potenciales y proporcionando una idea objetiva de la eficiencia de la planta.

5.4. Análisis de los datos recabados

Esta acción conlleva:

- Definición, en función de la información obtenida, de un conjunto de medidas de ahorro de energía.
- Preparar índices de consumo de energía.
- Evaluación económica de las medidas propuestas.
- Jerarquización de proyectos y alternativas resultantes de los estudios.
- Determinación de los potenciales de ahorro energético, ambiental y económico.
- Determinación de los índices energéticos del inmueble.
- Recomendaciones y medidas de ahorro.

5.5. Tipos de diagnósticos energéticos

El costo y el tiempo para ejecutar un diagnóstico depende de la cantidad de datos que se quiera recabar y 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 de diagnóstico tal y como se muestra en la Figura 5.1.

A continuación se explicará brevemente cuales son las acciones que conlleva cada nivel de diagnóstico energético.

5.5.1. Diagnóstico energético de primer nivel

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

- Realizar un recorrido por todas las instalaciones para visualizar cada uno de los usos que se están haciendo de la energía.
- Evaluación de los consumos de energía por medio de los datos recabados.
- Realizar un análisis de las cantidades de energía y de los patrones de uso de dicha energía.
- Se refleja un ahorro de aproximado 10 %.

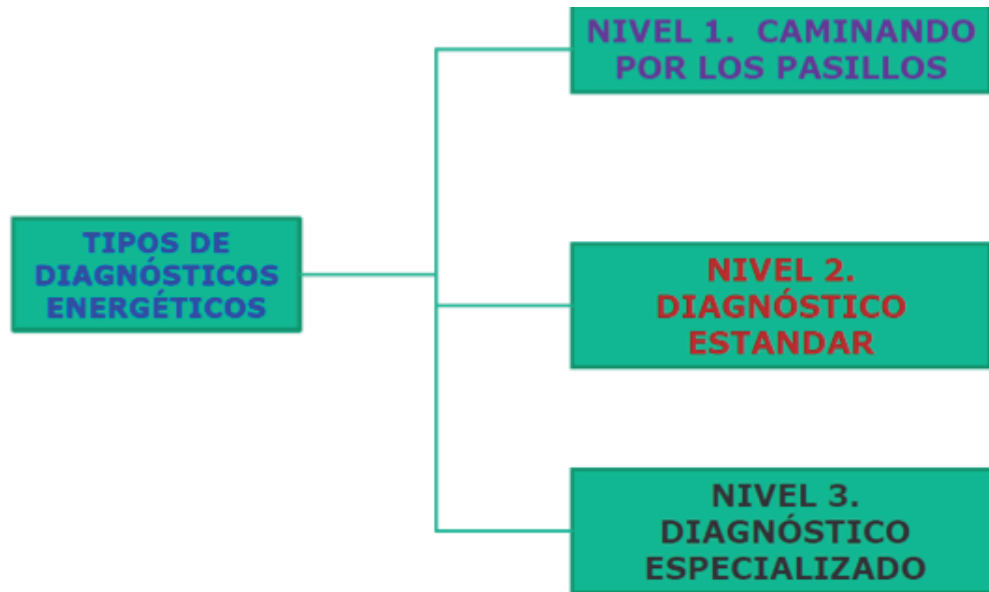


Figura 5.1: Tipos de diagnósticos energéticos.

5.5.2. Diagnóstico energético de segundo nivel

Las acciones que conlleva realizar el diagnostico nivel 2 son:

- Principalmente se enfoca en determinar la cantidad de energía, cuantificación de pérdidas por medio de análisis más detallados en base a la revisión y análisis de equipos, sistemas y características operacionales.
- Dicho análisis incluye mediciones en sitio, así como algunas pruebas de cantidades de uso de energía.
- Los cálculos de energía son utilizados para analizar la eficiencia, así como calcular los costos de facturación y estimar los ahorros que se obtendrán con las mejoras y cambios en los sistemas.
- También es llamada auditoría estándar la cual debe incluir un análisis económico y las recomendaciones de mejora.
- Se refleja ahorro aproximado entre el 10-20 %.

5.5.3. Diagnóstico energético de tercer nivel

Las acciones que conlleva realizar el diagnostico nivel 3 son:

- Realizar un diagnostico 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.
- Este tipo de diagnostico es costoso. Sin embargo permite mayor seguridad y garantía de identificar con mayor exactitud las oportunidades de ahorro.

- Se obtiene un ahorro aproximado 30 %.

Por esta razón existen tantos tipos de diagnósticos como procesos industriales, variando en tamaño, dependiendo de las fuentes y necesidades del proceso en el cual se desarrolla el mismo. Por el cual en el caso práctico que se está atacando en este informe se realizara un diagnostico energético de segundo nivel con un ahorro aproximado de 10 a un 20 %.

Capítulo 6

Resultados

En esta sección del informe se dará a conocer el análisis de los resultados por el equipo de medición de la calidad de la energía POWER PAD, entre los datos que se analizan en este apartado son: las potencias activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA, el factor de potencia FP y los armónicos TDH en corriente y en voltaje para descartar que no se necesite instalar un filtro que mejore el factor de potencia y mitigue los armónicos para los dos transformadores TNS 1 y TNS 2, pero principalmente nos enfocaremos en el factor de potencia.

Se calculara el banco de capacitores necesario para compensar la energía reactiva, como también se realiza un comparativo respecto a la facturación de CFE donde indicaremos cuales serán los ahorros que se obtendrán al implementar dichas propuestas y cual será la inversión y retorno de inversión de dichas propuestas.

6.1. Análisis de las mediciones para el TNS 1 de 750 kVA

De acuerdo a datos del usuario el TNS 1 es el que tiene mayor carga. Los datos obtenidos fueron realizados durante 3 días de medición.

6.1.1. Tensión

En la Figura 6.1 se muestra la tensión de suministro que presento en el periodo comprendido entre las 1:15 pm del 16 de agosto de 2013 a las 1:00 pm 19 de agosto de 2013 para el transformador TNS 1. Se puede observar que el nivel de tensión de suministro se encuentra constante en las tres fases con un valor promedio 222.2 V, teniendo en cuenta que CFE tiene un margen de suministro de $220\text{ V} \pm 10\%$, quedando con unas tolerancias de $198\text{ V} \leq 220\text{ V} \leq 242\text{ V}$, por lo cual respecto a la tensión de suministro se encuentra entre los parámetros mostrados en Tabla 6.1. También podemos observa que existe un valor que no entra entre los parámetros permisibles de CFE el cual se observa como caída de tensión; visualizando las gráficas de potencia nos percatamos que cuando sucedió dicho evento la empresa se encontraba sin carga por lo cual se le atribuye el evento a situaciones externas a la fabrica como podría ser viento, algún circuito de suministro de energía eléctrica de CFE tuvo una eventualidad por lo cual dejo de funcionar, entre otras más.

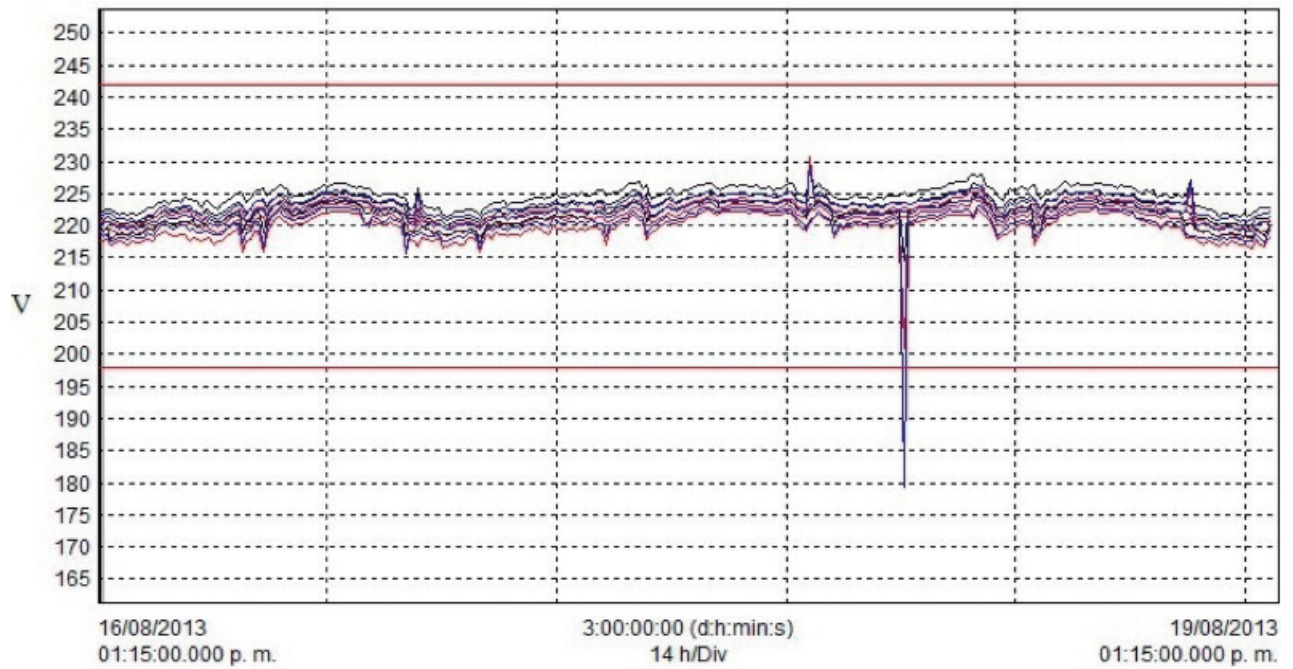


Figura 6.1: Tensión de suministro en el transformador TNS1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

Tabla 6.1: Valores máximos, mínimos y promedios del voltaje entre fases del transformador TNS 1.

		PROM	MIN	MAX
—	U1 RMS	223.3 V	214.7 V	228.7 V
—	U2 RMS	221.2 V	200.9 V	230.6 V
—	U3 RMS	222.1 V	179.2 V	229.2 V

6.1.2. Potencia activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

En la Figura 6.2 se muestra la demanda total en kW, kVAR y kVA que presento en el transformador TSN 1 en el periodo comprendido entre las 1:15 pm del día 16 de agosto de 2013 a las 1:00 pm del 19 de agosto de 2013. Se puede observar que las demanda máximas entre la potencia activa y la potencia reactiva son casi similares, esto quiere decir que aproximadamente el 30% de la energía que consume la desperdicia en calentamiento y pérdidas por los equipos ineficientes, principalmente motores.

Respecto a la potencia aparente que se obtuvo en el periodo de mediciones, nos arrojo un valor máximo de 75 kVA mostrados en la tabla 6.2, teniendo en cuenta que el transformador TNS 1 tiene una capacidad de 750 kVA; se concluye que solo se está ocupando un 10% de la capacidad de dicho transformador, por lo cual dicho equipo no trabaja a su mayor eficiencia, ya que los transformadores de potencia trabajan a mayor eficiencia y menos pérdidas cuando oscilan de un 60 a un 80 % de su capacidad.

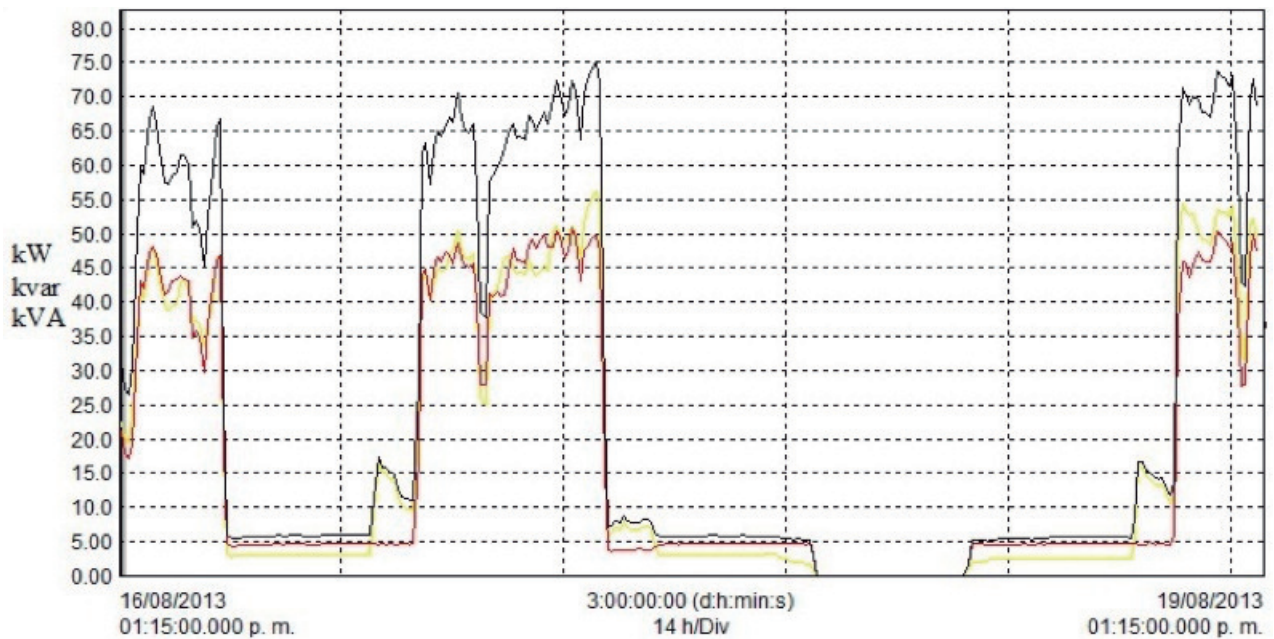


Figura 6.2: Demanda total de potencia activa, reactiva y aparente del transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto del 2013.

Tabla 6.2: Valores máximos, mínimos y promedios de la potencia activa, reactiva y aparente.

		PROM	MIN	MAX
—	kW total	16.91 kW	0	56.25 kW
—	kVAR total	16.58 kVAR	0	50.82 kVAR
—	kVA total	24.12 kVA	0	75.14 kVA

6.1.3. Factor de potencia

En el periodo de mediciones no contemplamos que la empresa no produciría en uno de dichos días de medición y que el encargado de mantenimiento dejaba sin carga todo el servicio, simplemente algunos focos y cámaras de vigilancia, con lo cual no llegaban a sumar una carga mayor a 10 A, dicho esto el equipo de medición POWER PAD cuanta con unos transformadores de corriente los cuales detectan un amperaje mayor a 10 A al no detectar una corriente mayor, al bajar los datos no proporciono valores confiables para el factor de potencia.

Por lo cual, para obtener un valor global del factor de potencia se utilizo la siguiente ecuación:




$$FP = \cos \theta = \frac{kWh}{kVAh} \quad (6.1)$$

Esto quiere decir que realizando el cociente del consumo de la potencia activa y el consumo de la potencia aparente se obtiene el factor de potencia.

En la figura 6.3 se muestra el consumo de la potencia activa, reactiva y aparente en el periodo de tiempo comprendido entre las 1:15 pm del día 16 de agosto de 2013 a las 1:00 pm del 19 de agosto del 2013 para el transformador TNS 1. Lo cual nos permitirá obtener el factor de potencia global para el periodo de mediciones, el cual se realizara con los valores de la Tabla 6.3 que nos indica que la potencia activa es de 1218 kWh y la potencia aparente es de 1737 kVAh, por lo tanto se obtiene lo siguiente:

$$FP = \cos \theta = \frac{kWh}{kVAh} = \frac{1218}{1737} = 0.7012 \quad (6.2)$$

Tabla 6.3: Valores de consumo de la potencia activa, reactiva y aparente.

		MAX
	kWh total	1218 kWh
	kVARh total	1194 kVARh
	kVA htotal	1737 kVAh

6.1.4. Distorsión armónica en corriente y en voltaje

La distorsión armónica en voltaje máxima de acuerdo a la norma IEEE 519 la cual menciona que los valores permisibles de distorsión armónica total es menor a 5 % y de acuerdo a la norma CFE L0000-45 de igual manera maneja un valor total de distorsión armónica de 5 %.

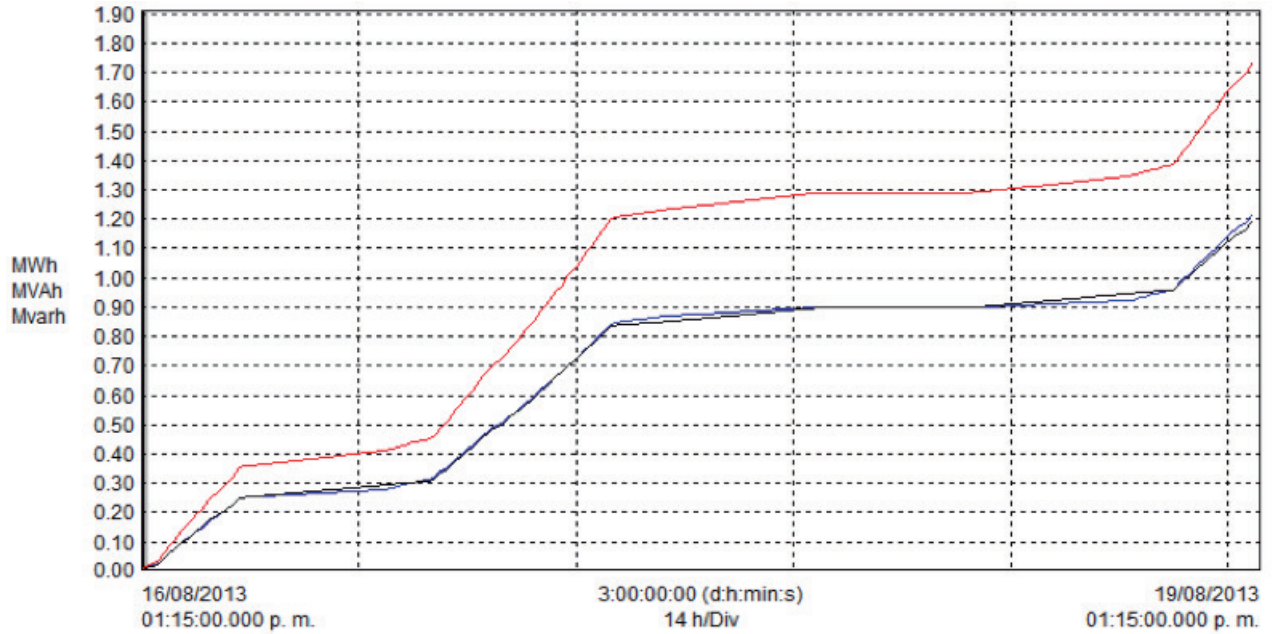


Figura 6.3: Comportamiento del consumo de la potencia activa, reactiva y aparente en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

En la figura 6.4 se muestra la distorsión armónica total en voltaje THDv que se presentó en el transformador TNS 1 en el periodo comprendido entre las 1:15 pm del día 16 de agosto de 2013 a las 1:00 pm del 19 de agosto de 2013. Se puede observar que de acuerdo con los datos obtenidos la distorsión armónica total en voltaje máxima THDv de la empresa es de menos de 2.2%, el cual se verificó conforme a la Tabla 6.4. Cumple con la norma y no es necesario realizar alguna adecuación al respecto.

Tabla 6.4: Valores de distorsión armónica total en voltaje máximo y promedio THDv.

		MAX	PROM
—	U1 THDv	2 %	1.20 %
—	U2 THDv	2.10 %	1.30 %
—	U3 THDv	2 %	1.11 %

De acuerdo con la Figura 6.5 podemos observar que a primera instancia la distorsión armónica total en corriente THDi llega a un valor máximo de 44.7%. Dependiendo del orden del armónico existen diferentes consecuencias y soluciones, los múltiplos de frecuencia que afectan en la industria son los impares pero principalmente el tercero, quinto y séptimo orden.

Analizando las gráficas de las figuras 6.6, 6.7 y 6.8 de los armónicos de tercer, quinto y séptimo orden respectivamente, concluimos que para los armónicos de quinto y séptimo orden no existe alguna afectación al sistema ya que se encuentran a un porcentaje menor al 15% por lo cual solamente nos enfocaremos armónico de tercer orden

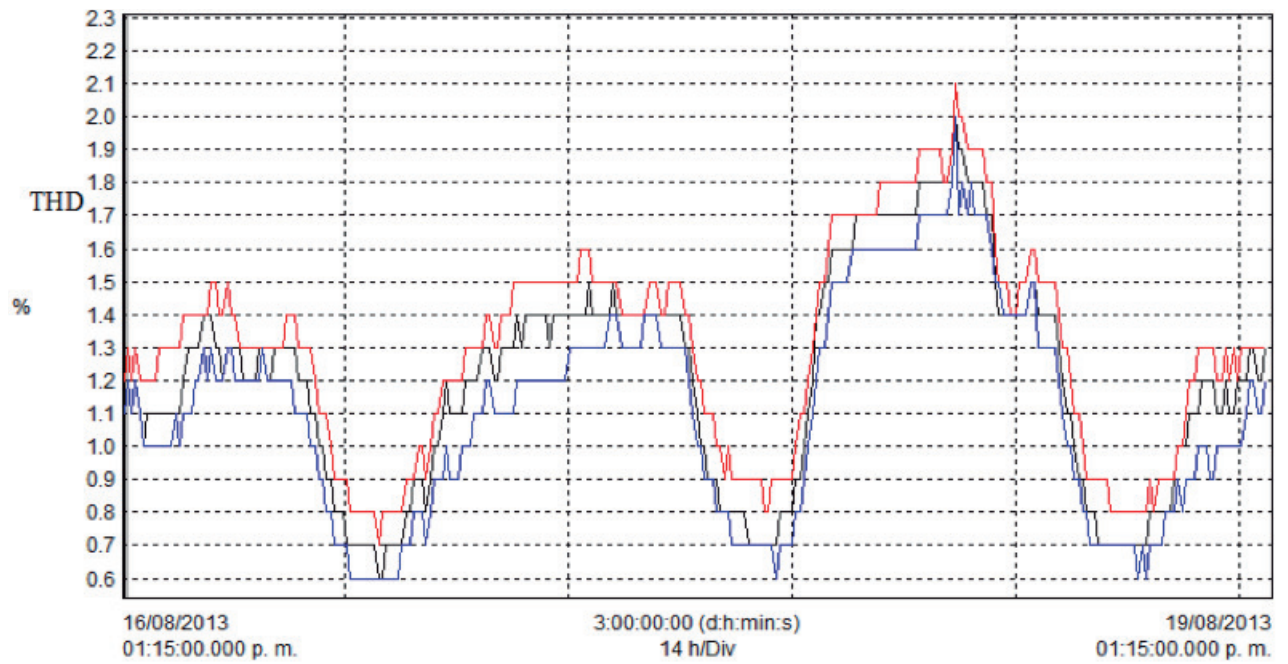


Figura 6.4: Distorsión armónica en voltaje total THDv en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

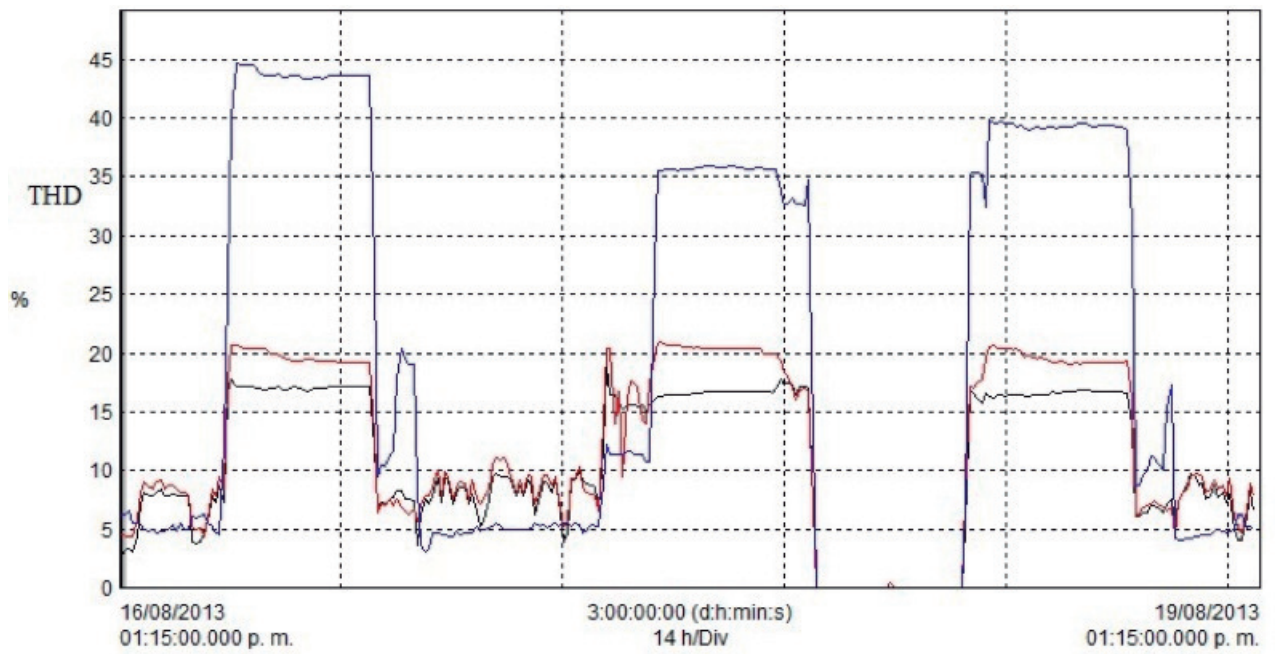


Figura 6.5: Distorsión armónica en corriente total THDi en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

Tabla 6.5: Valores de distorsión armónica total en corriente máximo y promedio THDi.

		MAX	PROM
—	A1 THDi	18.90 %	10.65 %
—	A2 THDi	20.90 %	12.04 %
—	A3 THDi	44.70 %	19.32 %

ya que podrían afectar al sistema, donde se encuentra el mayor porcentaje de armónicos.

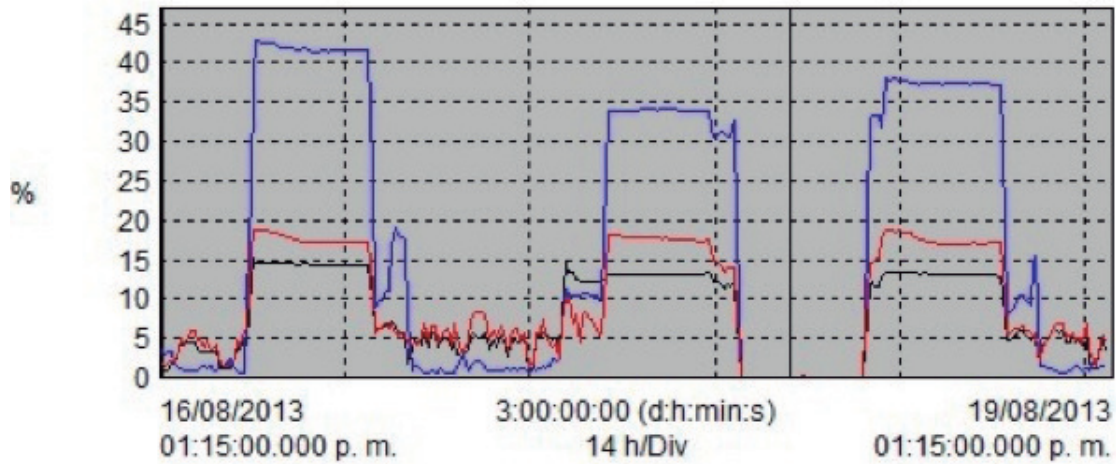


Figura 6.6: Distorsión armónica en corriente de tercer orden en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

Tabla 6.6: Valores de distorsión armónica en corriente de tercer orden máximo y promedio en Ah3.

		MAX	PROM
—	A1h3	15.30 %	7.85 %
—	A2h3	18.80 %	9.50 %
—	A3h3	42.70 %	17.24 %

De acuerdo con la Figura 6.6 y la Tabla 6.6 se muestra que los valores de distorsión armónica de tercer orden son elevados principalmente en la fase 3 donde el porcentaje se eleva hasta un valor máximo de 43 % por lo cual es necesario analizar dicho armónico con detalle.

De acuerdo con la Figura 6.7 y la Tabla 6.7 se muestra que los valores de distorsión armónica de quinto orden en donde podemos observar que los valores máximos no superan el 15 % y solo sucedió en algunos instantes en el periodo de mediciones por lo cual tomaremos como referencia los valores promedios, los cuales están por debajo

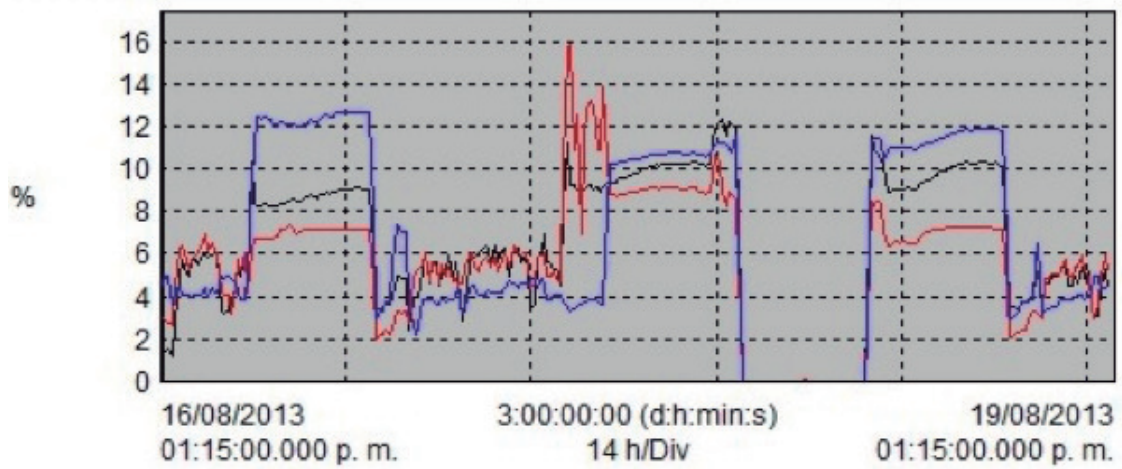


Figura 6.7: Distorsión armónica en corriente de quinto orden en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

Tabla 6.7: Valores de distorsión armónica en corriente de quinto orden máximo y promedio en Ah5.

		MAX	PROM
—	A1h5	12.30 %	6.36 %
—	A2h5	15.80 %	5.67 %
—	A3h5	12.70 %	6.60 %

del 15 % como se muestra en la Tabla 6.7. Concluyendo que el armónico de quinto orden no afecta en el sistema.

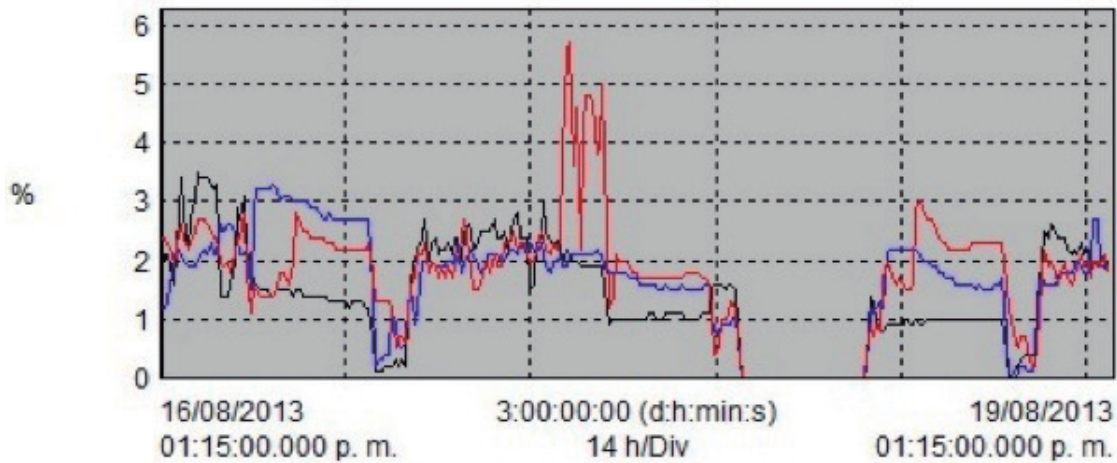


Figura 6.8: Distorsión armónica en corriente de séptimo orden en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

Tabla 6.8: Valores de distorsión armónica en corriente de séptimo orden máximo y promedio en Ah7.

		MAX	PROM
—	A1h7	3.50 %	1.37 %
—	A2h7	5.70 %	1.74 %
—	A3h7	3.30 %	1.61 %

De acuerdo con la Figura 6.8 y la Tabla 6.8 se muestra que los valores de distorsión armónica de quinto orden en donde podemos observar que los valores máximos no superan el 6 %, los cuales se tomara como referencia, los cuales se encuentran por debajo del 15 % como se muestra en la Tabla 6.8. Concluyendo que el armónico de quinto orden no afecta en el sistema.

Para el análisis del armónico de tercer orden es necesario analizar la Figura 6.9 en el cual es necesario analizar la fase tres del tercer armónico y traslapar la gráfica de corriente de la tercera fase para poder detectar si la corriente armónica es dañina para el sistema.

En la Figura 6.9 donde se traslapan las gráficas A3h3 vs A3 RMS podemos observar que cuando la distorsión armónica del tercer orden en la fase 3 con un valor máximo de 42 % la corriente del sistema en ese instante es de 13 amperes, esto que quiere decir, que cuando existe distorsión armónicos del tercer orden con un valor máximo 42 %, la corriente que afecta al sistema es de 5 amperes, por lo cual podemos concluir que la distorsión armónicos de tercer orden no afectan al sistema ya que es una corriente muy pequeña casi despreciable por lo cual no existiría ningún problema para colocar un banco de capacitores en el lado de baja tensión para compensar la potencia reactiva del sistema con lo cual poder mejorar el factor de potencia.

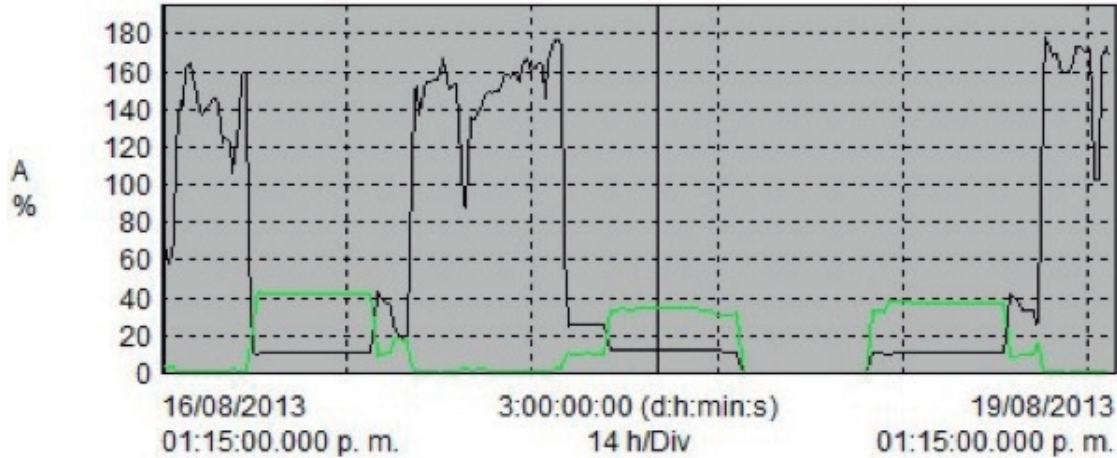


Figura 6.9: Distorsión armónica en corriente de tercer orden de la fase 3 vs corriente RMS de la fase 3 en el transformador TNS 1 del 16 al 19 de agosto de 2013.

6.2. Análisis de las mediciones para el TNS 2 de 1000 kVA

De acuerdo al usuario este transformador tiene mucho que se instaló y es el que tiene menor carga. Los datos obtenidos fueron a base de 1 día con 20 horas de medición.

6.2.1. Tensión

En la Figura 6.10 se muestra la tensión de suministro que presento en el periodo comprendido entre las 4:00 pm del 21 de agosto de 2013 a las 12:00 pm 23 de agosto de 2013 para el transformador TNS 2. Se puede observar que el nivel de tensión de suministro se encuentra constante en las tres fases con un valor promedio 456.3 V, teniendo en cuenta que CFE tiene un margen de suministro de $(440[V] \pm 10\%)$ quedando con unas tolerancias de $396 [V] \leq 440 [V] \leq 484 [V]$ por lo cual respecto a la tensión de suministro se encuentra entre los parámetros mostrados en Tabla 6.9.

A simple vista la tensión de suministro que maneja es algo elevado pero hay que tomar en cuenta que el transformador se encuentra a su menor capacidad y posteriormente se aumentara carga por lo cual se estabilizara el voltaje llegando a la tensión de suministro nominal de 440 V. si esto no llegara a suceder sería necesario verificar en qué posición del TAP se encuentra para poder regular el voltaje y con esto no dañar equipos innecesariamente.

Tabla 6.9: Valores máximos, mínimos y promedios del voltaje entre fases del transformador TNS2.

		PROM	MIN	MAX
—	U1 RMS	451.6 V	417.6 V	463.3 V
—	U2 RMS	453.3 V	425.6 V	464.1 V
—	U3 RMS	456.1 V	419.4 V	467.2 V

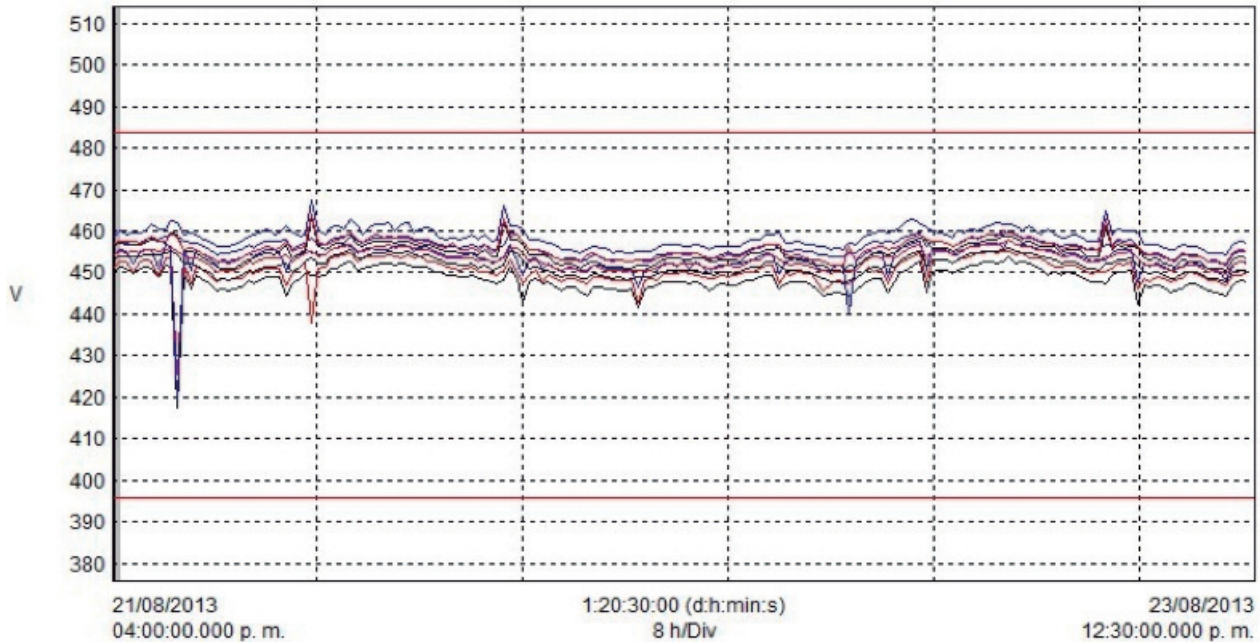


Figura 6.10: Tensión de suministro en el transformador TNS 2 del 21 al 23 de agosto de 2013.

6.2.2. Potencia activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA

En la Figura 6.11 se muestra la demanda total en kW, kVAR y kVA que presento en el transformador TSN 2 en el periodo comprendido entre las 4:00 pm del día 21 de agosto de 2013 a las 12:00 pm del 23 de agosto de 2013. Se puede observar que las demanda máximas entre la potencia activa y la potencia reactiva son diferentes, la potencia reactiva es mayor a la activa por lo cual el factor de potencia es menor al 70 % de la energía que consume la desperdicia en calentamiento y perdidas por los equipos ineficientes principalmente motores.

Respecto a la potencia aparente que se obtuvo en el periodo de mediciones nos arrojó un valor máximo de 14 kVA mostrados en la tabla 6.10, teniendo en cuenta que el transformador TNS 2 tiene una capacidad de 1000 kVA; se concluye que solo se está ocupando menos del 2 % de la capacidad de dicho transformador por lo cual dicho equipo no trabaja a su mayor eficiencia, ya que, los transformadores de potencia trabajan a mayor eficiencia y menos perdidas cuando oscilan de un 60 a un 80 % de su capacidad. Cabe mencionar que en dicho transformador van a conectar mas equipo en el transcurso del año por lo cual se pide al usuario que posterior a que se encuentre a plena carga el transformador TNS 2 se debe realizar otro estudio para poder detectar si tiene problemas con bajo factor de potencia.

6.2.3. Factor de potencia

Ya que en el periodo de mediciones no contemplamos que la empresa no produciría uno de dichos días de medición y que el encargado de mantenimiento dejaba sin carga todo el servicio simplemente algunos focos y cámaras de vigilancia lo cual no llegaban a sumar una carga mayor a 10 A, dicho esto el equipo de medición POWER PAD cuanta con unos transformadores de corriente los cuales detectan un amperaje mayor a 10 A al no detectar una

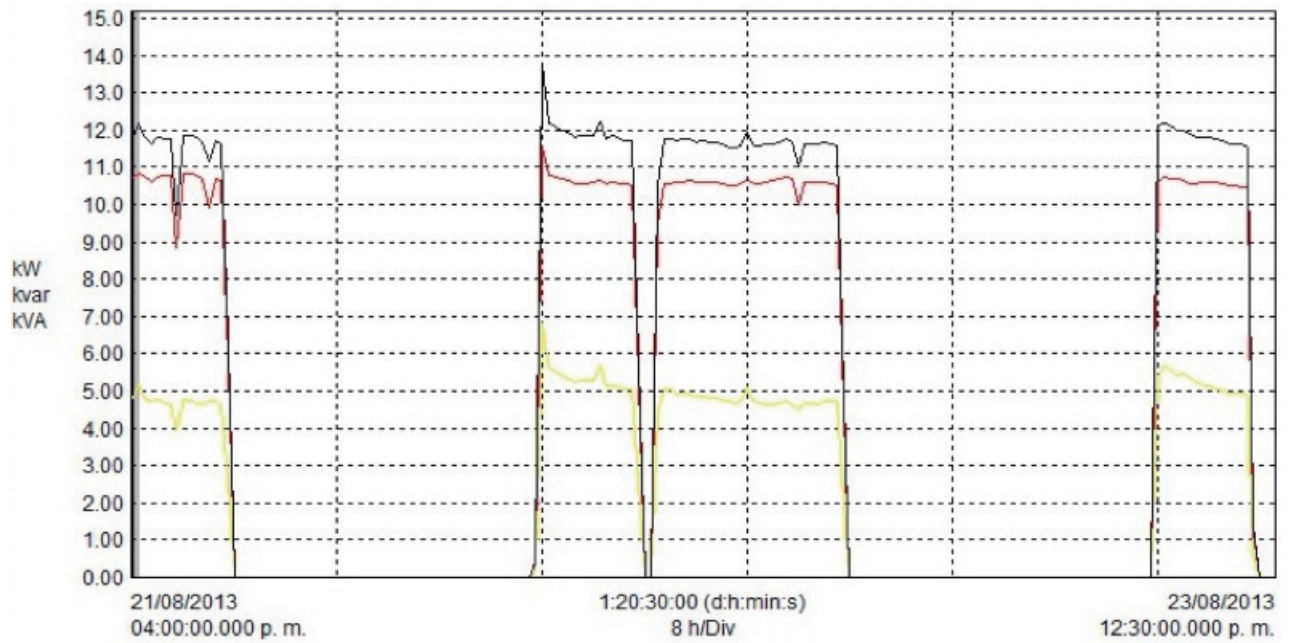


Figura 6.11: Demanda total de potencia activa, reactiva y aparente del transformador TNS 2 del 21 al 23 de agosto del 2013.

Tabla 6.10: Valores máximos, mínimos y promedios de la potencia activa, reactiva y aparente.

		PROM	MIN	MAX
—	kW total	2.109 kW	0	6.82 kW
—	kVAR total	4.495 kVAR	0	11.57 kVAR
—	kVA total	4.984 kVA	0	13.8 kVA




corriente mayor, al bajar los datos no proporciono valores confiables para el factor de potencia.

Por lo cual para obtener un valor global del factor de potencia se utilizo la ecuación 6.1. Esto quiere decir que realizando el cociente del consumo de la potencia activa y el consumo de la potencia aparente se obtiene el factor de potencia.

En la figura 6.12 se muestra el consumo de la potencia activa, reactiva y aparente en el periodo de tiempo comprendido entre las 4:00 pm del día 21 de agosto de 2013 a las 12:00 pm del 23 de agosto del 2013 para el transformador TNS 2. Lo cual nos permitirá obtener el factor de potencia global para el periodo de mediciones, el cual se realizara con los valores de la Tabla 6.11 que nos indica que la potencia activa es de 93.854 kWh y la potencia aparente es de 221.775 kVAh, por lo tanto se obtiene lo siguiente:

$$FP = \cos \theta = \frac{kWh}{kVAh} = \frac{93.854}{221.775} = 0.4231 \quad (6.3)$$

Tabla 6.11: Valores de consumo de la potencia activa, reactiva y aparente.

MAX		
	kWh total	93.854 kWh
	kVARh total	200.026 kVARh
	kVA htotal	221.775 kVAh

6.2.4. Distorsión armónica en corriente y en voltaje

La distorsión armónica en voltaje máxima de acuerdo a la norma IEEE 519 la cual menciona que los valores permisibles de distorsión armónica total es menor a 5% y de acuerdo a la norma CFE L0000-45 de igual manera maneja un valor total de distorsión armónica de 5%.

En la figura 6.13 se muestra la distorsión armónica total en voltaje THDv que se presento en el transformador TNS 1 en el periodo comprendido entre las 4:00 pm del día 21 de agosto de 2013 a las 12:00 pm del 23 de agosto de 2013. Se puede observar que de acuerdo con los datos obtenidos la distorsión armónica total en voltaje máxima THDv del la empresa es de menos de 2%, el cual se verifico conforme a la Tabla 6.12. Cumple con la norma y no es necesario realizar alguna adecuación al respecto.

De acuerdo con la Figura 6.14 podemos observar que a primera instancia la distorsión armónica total en canalizando corriente THDi llega a un valor máximo de 5.2%.

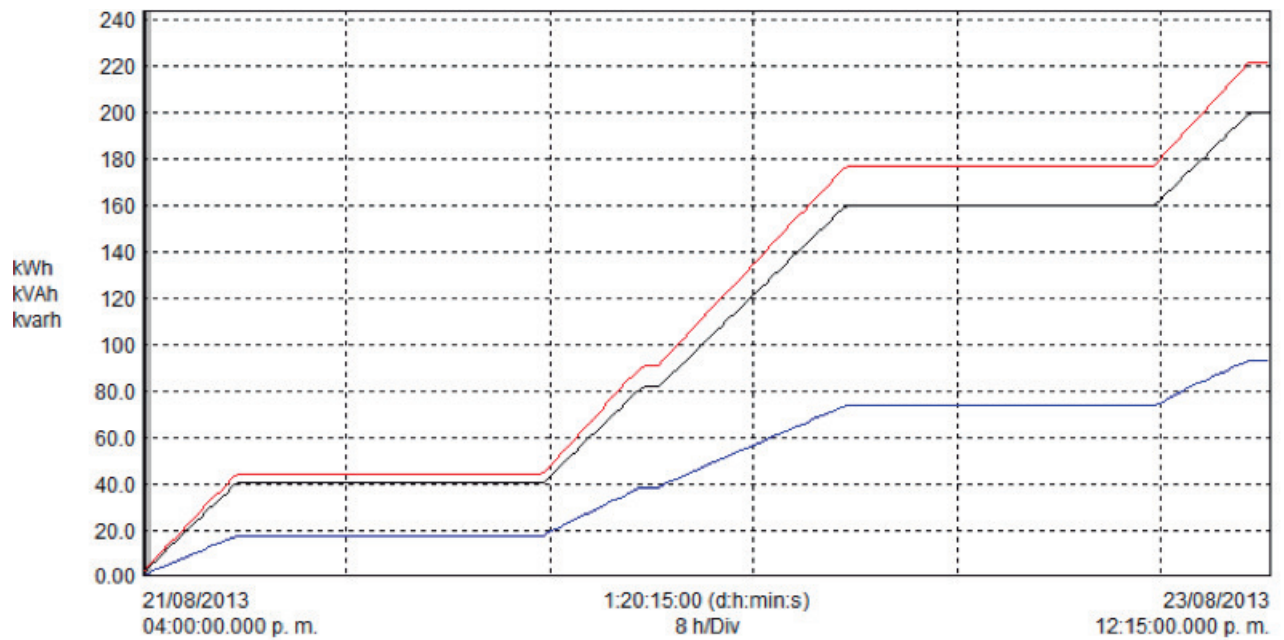


Figura 6.12: Comportamiento del consumo de la potencia activa, reactiva y aparente en el transformador TNS 2 del 21 al 23 de agosto de 2013.

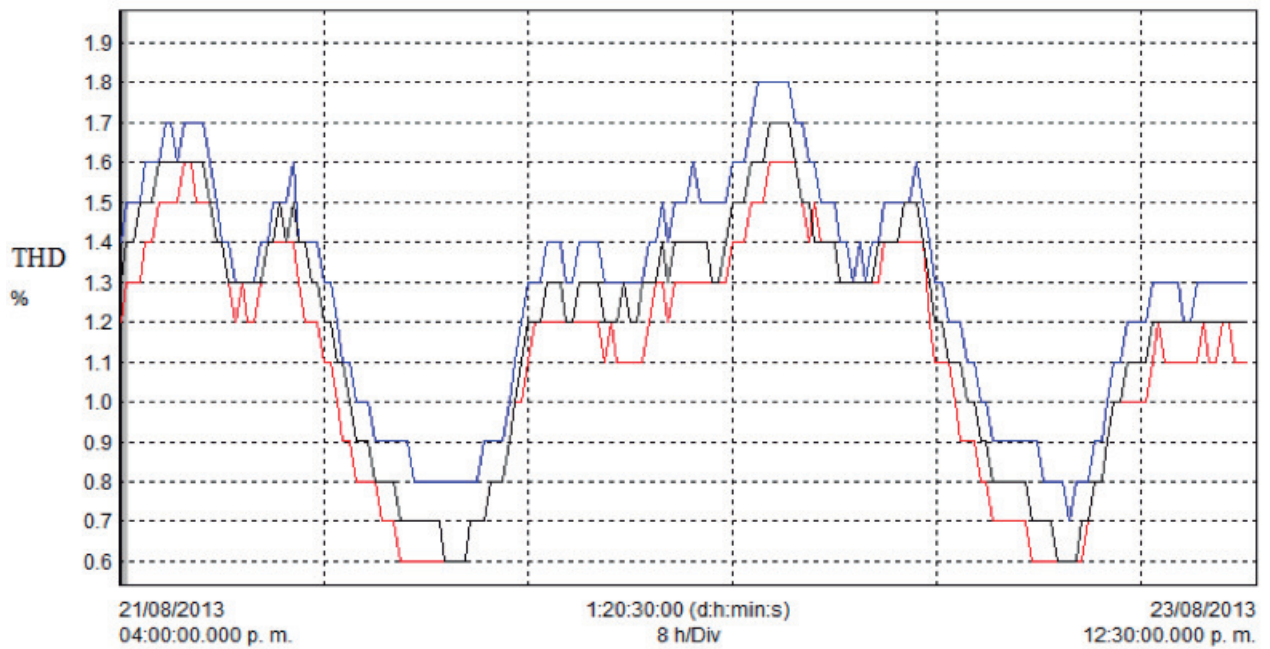


Figura 6.13: Distorsión armónica en voltaje total THDv en el transformador TNS 2 del 21 al 23 de agosto de 2013.

Tabla 6.12: Valores de distorsión armónica total en voltaje máximo y promedio THDv.

		MAX	PROM
—	U1 THDv	1.8 %	1.276 %
—	U2 THDv	1.6 %	1.11 %
—	U3 THDv	1.7 %	1.178 %

Analizando los valores de la tabla 6.13 se concluye que la distorsión armónica total en corriente es tolerable para el sistema por lo cual no es necesario analizar mas gráficas por lo cual no existiría ningún problema para colocar un banco de capacitores en el lado de baja tensión para compensar la potencia reactiva del sistema con lo cual poder mejorar el factor de potencia.

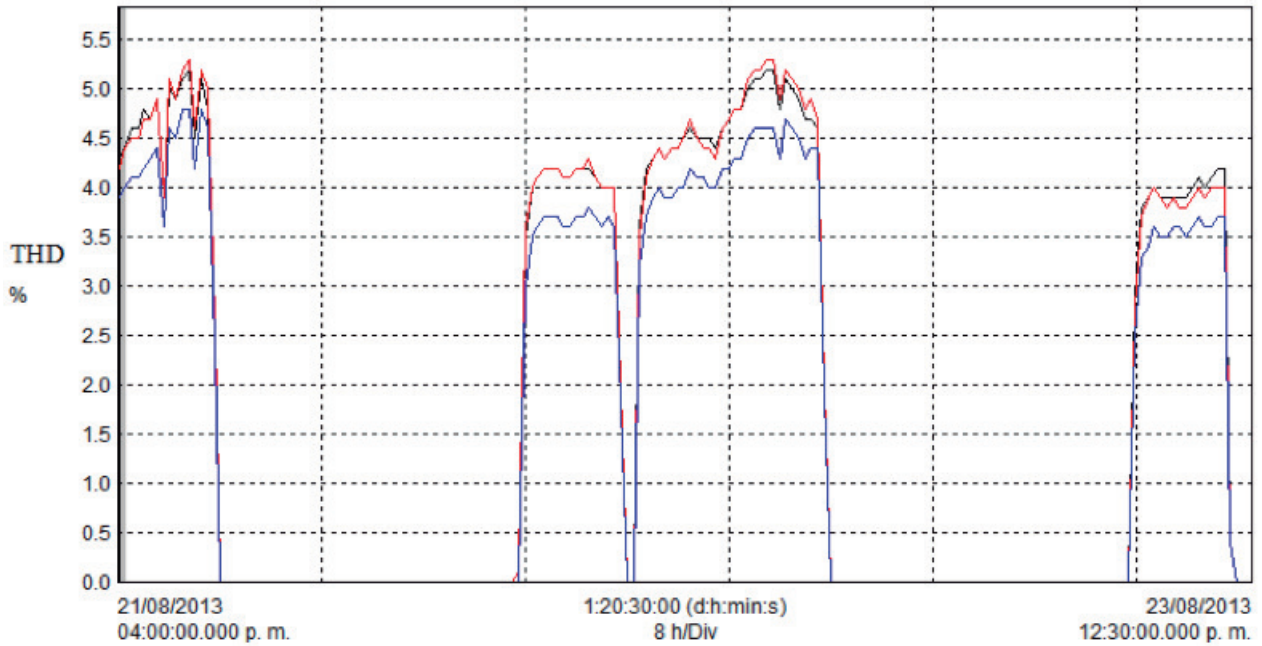


Figura 6.14: Distorsión armónica en corriente total THDi en el transformador TNS 2 del 21 al 23 de agosto de 2013.

De acuerdo al análisis de las gráficas podemos decir que para mejorar el factor de potencia es necesario colocar un banco de capacitores para cada subestación y de esta forma compensar los reactivos que se generan en cada transformador.

6.3. Cálculo del banco de capacitores fijo

En esta sección se describirá la metodología seguida para el cálculo del banco de capacitores requeridos en cada subestación.

Tabla 6.13: Valores de distorsión armónica total en corriente máximo y promedio THDi.

		MAX	PROM
—	A1 THDi	5.2 %	1.867 %
—	A2 THDi	5.3 %	1.869 %
—	A3 THDi	4.8 %	1.686 %

6.3.1. Transformador TNS 1 de 750 kVA

Para la compensación individual de la potencia inductiva de los transformadores, de acuerdo al historial de SICOM (sistema comercial de CFE) y datos en campo. Para el transformador TNS 1 de 750 kVA se cuentan con los datos de la tabla 6.14.

Tabla 6.14: Datos a considerar para la compensación individual del factor de potencia.

Compensación de reactivos	
kVAR (mensual)	10000
kWh (mensual)	10000
Demanda promedio (kW)	50
Horas	720
FP mediciones	0.7

Los valores fueron proyectados para todo el mes de acuerdo a las mediciones obtenidas (ver tabla 6.15).

Tabla 6.15: Compensación individual del factor de potencia.

Factor de potencia al 100 %	Factor
FP mediciones	0.7
FP propuesto	1
Demanda promedio kW	57
kVAR necesarios	50.046

Para el cálculo de banco de capacitores fijo fue necesario utilizar una tabla donde al cruzar los valores de de FP mediciones contra FP deseado nos arroja un factor de corrección el cual se tiene que multiplicar por la demanda máxima registrada en el periodo de mediciones.

Tabla 6.16: Propuesta de banco de capacitores fijo.

Banco de capacitores fijo	
Valor propuesto kVAR	Valor comercial kVAR
50.046	50

Realizando las operaciones, el valor obtenido fue de 50.056 kVAR, lo cual no es un valor comercial generalmente los valores de banco de capacitores comerciales son enteros y múltiplos de 5 o 10. Por lo cual podemos recomendar un banco de capacitores de 50 kVAR o de mayor capacidad, siempre tomando en cuenta que no debe ser mayor del 10 % de la capacidad del transformador.

De acuerdo a las tablas 6.14 y 6.15 detectamos que se debe compensar los transformadores con banco de capacitores menores al 10 % que es el límite que se permite compensar por cuestiones técnicas el transformador. Además que la intención de recomendar bancos fijos es que el usuario invierta lo menos posible por lo cual el ahorro será mayor, la desventaja de estos equipo es de que no llegan a compensar el factor de potencia al 100 %.

Además que solo compensa las pérdidas de los transformadores principalmente y cuando en el sistema existe bajo factor de potencia es necesario instalar un banco de capacitores automático para las cargas inductivas del sistema.

6.3.2. Transformador TNS 2 de 1000 kVA

Para la compensación individual de la potencia inductiva de los transformadores, de acuerdo al historial de SI-COM (sistema comercial de CFE) y datos en campo, se cuentan con los datos de la tabla 6.17 para el transformador TNS 2 de 1000 kVA.

Tabla 6.17: Datos a considerar para la compensación individual del factor de potencia.

Compensación de reactivos	
kVAR (mensual)	10000
kWh (mensual)	10000
Demanda maxima (kW)	7
Horas	720
FP mediciones	0.42

Los valores fueron proyectados en todo el mes de acuerdo a las mediciones obtenidas (ver tabla 6.18). Para el cálculo de banco de capacitores fijo fue necesario utilizar una tabla donde al cruzar los valores de FP mediciones contra FP deseado nos arroja un factor de corrección el cual se tiene que multiplicar por la demanda máxima regis-

trada en el periodo de mediciones.

Tabla 6.18: Compensación individual del factor de potencia.

Factor de potencia al 100 %	Factor
FP mediciones	0.42
FP propuesto	1
Demanda promedio kW	7
kVAR necesarios	15.197

Tabla 6.19: Propuesta de banco de capacitores fijo.

Banco de capacitores fijo	
Valor propuesto kVAR	Valor comercial kVAR
15.197	20

Realizando las operaciones, el valor obtenido fue de 50.056 kVAR lo cual no es un valor comercial generalmente los valores de banco de capacitores comerciales son enteros y múltiplos de 5 o 10. Por lo cual podemos recomendar un banco de capacitores de 50 kVAR o de mayor capacidad, siempre tomando en cuenta que no debe ser mayor del 10 % de la capacidad del transformador.

De acuerdo a las tablas 6.17 y 6.18 detectamos que se debe compensar los transformadores con banco de capacitores menores al 10 % que es el límite que se permite compensar por cuestiones técnicas el transformador. Además que la intención de recomendar bancos fijos es que el usuario invierta lo menos posible por lo cual el ahorro será mayor, la desventaja de estos equipo es de que no llegan a compensar el factor de potencia al 100 %. Además que solo compensa las pérdidas de los transformadores principalmente y cuando en el sistema existe bajo factor de potencia es necesario instalar un banco de capacitores automático para las cargas inductivas del sistema.

6.4. Comparativo

A continuación se realizará un breve comparativo entre la facturación normal y la que podría alcanzar al corregir el factor de potencia con el banco de capacitores propuesto.

6.4.1. Facturación normal

En esta sección se hará el comparativo de la facturación normal con un factor de potencia corregido (mayor a 0.9) y la facturación original sin mejorar el factor de potencia, a fin de demostrar el ahorro obtenido. En la figura 6.15

y tabla 6.20 se muestra la facturación mensual en tarifa HM en el periodo de septiembre del 2013.

Nombre:	Imprenta	Tarifa:	HM
RPU:	147990503061	Demanda contratada:	397 kW

Sep-13		Punta	Intermedio	Base	FP	0.5768
	kW	73	76	26	kVArh	10000
	kWh	633	13367	1938	% Cgo-Bonif FP	-33.62
	horas	40	430	250		

Figura 6.15: Datos de facturación normal mensual del periodo de septiembre del 2013.

Tabla 6.20: Facturación normal con periodo mensual del mes de septiembre del 2013.

Facturación normal Septiembre 2013	
Importe de energía	\$ 20,206.13
Importe de demanda facturable	\$ 13,111.32
2% baja tensión	—
Cargo/Bonificación FP	\$ 11,201.31
subtotal	\$ 44,518.76
IVA	\$ 7,123.00
TOTAL	\$ 51,641.76

En la tabla 6.20 se puede apreciar que el factor de potencia general es menor al 60 % por lo cual tiene una penalización de casi el 34 % en la facturación, también es necesario recalcar que la facturación es en tarifa HM (horaria de media tensión) y vienen bien distribuidos los cargos que intervienen en dicha facturación.

6.4.2. Facturación normal con un FP corregido

A continuación se muestra la facturación mensual en tarifa HM en el periodo de septiembre del 2013 (ver fig. 6.16 y tabla 6.21), en la cual el factor de potencia es corregido al 100 %, por lo que no va tener cargo por factor de potencia.

En la tabla 6.21 se puede apreciar que el factor de potencia mejorado al 100 % por lo cual tiene una bonificación de 2.5 % en la facturación, también es necesario recalcar que la facturación es en tarifa HM (horaria de media tensión) y vienen bien distribuidos los cargos que intervienen en dicha facturación.

Nombre:	Imprenta	Tarifa:	HM
RPU:	147990503061	Demanda contratada:	397 kW

Sep-13		Punta	Intermedio	Base	FP	1
	kW	73	76	26	kVArh	0
	kWh	633	13367	1938	% Cgo-Bonif FP	2.5
	horas	40	430	250		

Figura 6.16: Datos de facturación normal mensual con un FP corregido al 100 %, del periodo de septiembre del 2013.

Tabla 6.21: Facturación normal con un FP corregido al 100 %, con periodo mensual del mes de septiembre del 2013.

Facturación normal Septiembre 2013	
Importe de energía	\$ 20,206.13
Importe de demanda facturable	\$ 13,111.32
2 % baja tensión	—
Cargo/Bonificación FP	- \$ 832.93
subtotal	\$ 32,484.52
IVA	\$ 5,197.52
TOTAL	\$ 37,682.04

6.5. Propuesta de banco de capacitores

En esta sección trataremos las soluciones para mejorar el factor de potencia, en primera instancia para compensar el factor de potencia es necesario instalar dos bancos de capacitores para cada subestación eléctrica. Para el transformador TNS 1 de 750 kVA es necesario instalar un banco de capacitores con una potencia de 50 kVAR a una tensión de 240 V trifásico. Para el transformador TNS 2 de 1000 kVA es necesario instalar un banco de capacitores de 50 kVAR trifásico a un voltaje de 480 V; en los puntos anteriores solo era necesario compensar con un banco de 20 kVAR pero no se había tomado en cuenta los reactivos que consume el transformador debido a que solo se está ocupando un 2 % de su capacidad, por lo cual se incrementa a 30 kVA, sumando las dos potencias nos da un total de 50 kVAR. Cabe mencionar que el voltaje al cual se configuran los equipos debe de ser mayor, esto para incrementar vida útil del equipo.

Los precios fueron encontrados en páginas en línea encargadas de venta de equipo eléctrico por dicha razón el precio puede variar.

Tabla 6.22: Ahorros obtenidos por la colocación del banco de capacitores.

Ahorros	Importe
Cargo	\$ 11,202.00
Bonificación	\$ 832.00
Total de cargo y bonificación	\$ 12,034.00

En las Tablas 6.22 y 6.23 se puede observar el precio por las adecuaciones que se tienen que realizar para mejorar el factor de potencia como también se ve reflejado el total de ahorro que se tendría mensual tanto por cargo y bonificación. Por último podemos ver el retorno de inversión que se tendría al implementar las adecuaciones pertinentes.

Tabla 6.23: Inversión total sobre el banco de capacitores y retorno simple de inversión.

INVERSIÓN	Precio
Banco de capacitores fijo de 50 kVAR trifásico 480 V	\$ 20,000
Banco de capacitores fijo de 50 kVAR trifásico 240 V	\$ 20,000
Mano de obra y materiales necesarios	\$ 20,000
TOTAL	\$ 60,000
Retorno de la inversión	5 meses

En la tabla 6.24 podemos ver reflejados los ahorros correspondientes al compensar el bajo factor de potencia, teniendo un ahorro mensual de 23 % en la facturación mensual, dicha inversión sería de \$ 60,000 pesos por los dos bancos de capacitores mano de obra y material eléctrico. El retorno de inversión sería de 5 meses.

Tabla 6.24: Resultados obtenidos al implementar la compensación de del bajo factor de potencia.

	Importe total	Penalización	Bonificación	Ahorro en la facturación	% Ahorro
Sin banco de capacitores	\$ 51,641.77	\$ 11,201.32	—	—	—
Con banco de capacitores	\$ 37,682.04	—	\$ 832	\$ 12,033.32	23.30

Conclusiones

La empresa deberá realizar la inversión para el banco de capacitores ya que hay veces que la penalización llega a ser de hasta 40 % de su facturación total, esto puede evitarse además de que el periodo simple de inversión es de 5 meses. Además a empresa deberá instrumentar un programa permanente de ahorro, uso eficiente de la energía, seguimiento y control en sus instalaciones.

El programa permanente debe contar con la infraestructura técnica administrativa y financiera para llevar a cabo con éxito las medidas de conservación, uso eficiente y sustitución energética y, como resultado último, el ahorro de energía.

Compensación del bajo factor de potencia la cual tiene un retorno de inversión de 5 meses aproximadamente ya depende del usuario (conseguir el mejor proveedor).

Lograr reducir la facturación mensual del servicio radica tanto en la implementación de acciones de ahorro como en la correcta administración de la demanda principalmente en el horario punta. Uno de los inconvenientes para el ahorro de energía (administración de la demanda punta) principales es el giro de la empresa (impresión) que no tiene un horario fijo ya que el cliente comenta que la carga de trabajo es muy intermitente; depende de la demanda de trabajo que tenga, si aumenta su demanda de trabajo; aumenta su consumo de energía eléctrica y por lo cual aumenta el costo de su facturación mensual.

Por último hay que tener en cuenta que la empresa se encuentra a un 30 % de su capacidad por lo cual será necesario realizar otro diagnóstico energético cuando se encuentren al 100 % de su capacidad ya que las variables utilizadas (consumo, demanda máxima y factor de potencia) en el diagnóstico se van a modificar.

Bibliografía

- [1] Magaña Hernández Javier. *Diagnósticos Energéticos*. FIDE, 4 de julio de 2012
- [2] 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
- [3] *Manual de disposiciones relativas al suministro y venta de energía eléctrica destinada al servicio público*. Secretaría de energía, 20 de Octubre de 2000.
- [4] *Curso básico de ahorro de energía eléctrica*. Capítulo1, Metodología para diagnósticos energéticos.
- [5] *Guía Para Elaborar Un Diagnóstico Energético En Inmuebles* Comisión Nacional Para El Uso Eficiente De La Energía (CONUEE), 2011.
- [6] Decreto publicado el 20 de octubre de 2000.

Apéndice A

Factor de potencia

Definición:

El factor de potencia (FP) es la relación entre la potencia activa (en kilowatts, kW), y la potencia aparente (en kilovolts-amperes, kVA) y describe la relación entre la potencia de trabajo o real y la potencia total consumida.

El FP está definido por la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \theta \quad (\text{A.1})$$

El factor de potencia expresa en términos generales, el desfaseamiento o no de la corriente con relación al voltaje y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, el cual puede tomar valores entre 0 y 1.0 siendo la unidad (1.0) el valor máximo de FP y por tanto el mejor aprovechamiento de energía.

En caso de que el factor de potencia sea inferior a 1.0, implica que los equipos consuman energía reactiva y por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula en las instalaciones del consumidor y de la compañía suministradora en la medida que el factor de potencia disminuya.

Los excesos de corriente pueden provocar daños en las instalaciones eléctricas por efecto de sobrecargas, además, produce alteraciones en la regulación de la tensión, con lo cual empeora el rendimiento y funcionamiento de los equipos.

Las cargas inductivas como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen del bajo factor de potencia. En este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje.

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 tienen las siguientes consecuencias en la medida que este disminuye, además de afectar a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión:

- Incremento de las pérdidas por efecto Joule.
- Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.
- Aumento de la caída de tensión.
- Incremento de la potencia aparente.
- Incremento en la facturación eléctrica.

mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado a 100 % (cien por ciento) como le sea posible. En el caso de que su factor de potencia durante cualquier periodo de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por los métodos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas correspondientes, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar al monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor igual o superior de 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Penalización:

$$\% \text{ PENALIZACION} = \frac{3}{5} \times \left(\frac{0.9}{FP} - 1 \right) \times 100 ; \text{ para FP menor a } 90 \% \quad (\text{A.2})$$

Fórmula de Bonificación:

$$\% \text{ BONIFICACION} = \frac{1}{4} \times \left(1 - \frac{0.9}{FP} \right) \times 100 ; \text{ para FP mayor a } 90 \% \quad (\text{A.3})$$

A.1. Tipos de carga en un circuito eléctrico

Cargas resistivas: Tales cargas son referidas como si tuvieran una resistencia eléctrica designada con la letra R y expresada en Ohm (Ω).

Las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica, en cuyo caso el factor de potencia toma el valor de 1.

En un circuito puramente resistivo, la corriente está en fase con el voltaje y es función inmediata del voltaje. Por lo tanto, si el voltaje y la corriente están en fase, tenemos que: $I = V/R$ para identificar mejor una carga resistiva es necesario visualizarlo en la Figura A.1.

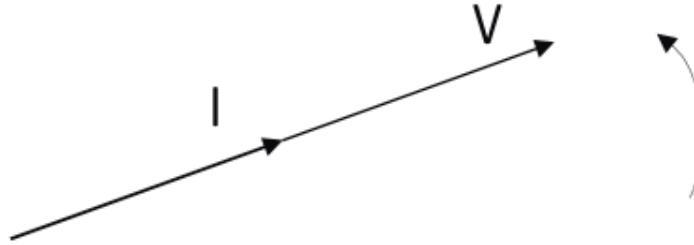


Figura A.1: Diagrama del vector de un circuito resistivo.

A.2. Cargas inductivas

Las cargas inductivas son encontradas en cualquier lugar donde haya embobinados involucrados, por ejemplo en los equipos del tipo electromecánicos como los motores, balastos, transformadores, entre otros; además de consumir potencia activa, requieren potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan con un factor de potencia menor a 1. Precisamente las cargas inductivas, son el origen del bajo factor de potencia.

En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con el voltaje ya que va retrasada en 90 grados eléctricos en la Figura A.2 se puede ver reflejado dicho fenómeno.

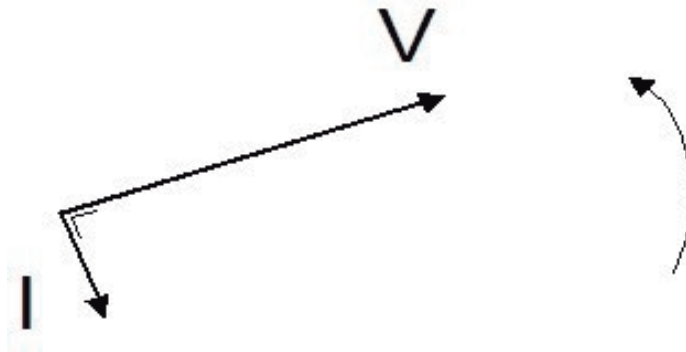


Figura A.2: Diagrama del vector de un circuito inductivo.

A.3. Cargas capacitivas

Las cargas capacitivas se presentan en los capacitores y se caracterizan porque la corriente se haya adelantada respecto del voltaje 90 grados eléctricos. En la Figura A.3 se ve reflejado el comportamiento vectorial de una carga capacitiva.

En un circuito puramente capacitivo como se muestra en la figura A.3, no existe consumo de energía aún si hay corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en volts-ampers reactivos (VAR).

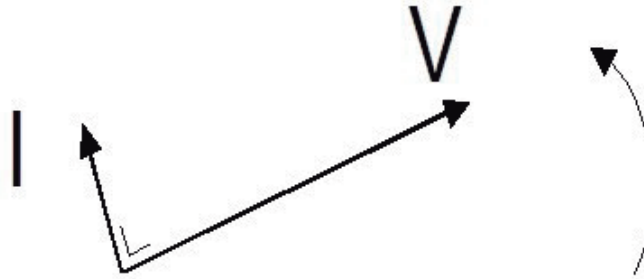


Figura A.3: Diagrama del vector de un circuito capacitivo.

A.4. Tipos de potencia

Potencia activa: es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo. Las unidades de la potencia activa son los *watts (W)* y se suele simbolizar con la letra *P*.

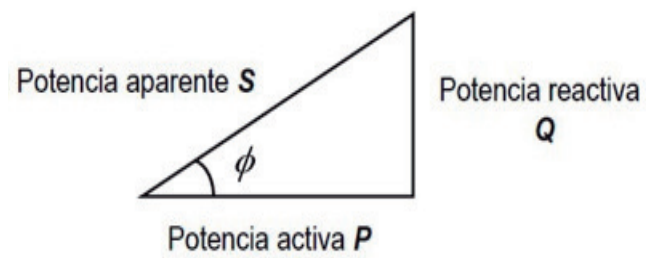
Potencia reactiva: es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores. Las unidades de la potencia reactiva son los *volt-ampere reactivos (VAR)* y se suele usar la letra *Q* para simbolizarla.

Potencia aparente: es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva, es decir:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{A.4})$$

Las unidades de la potencia aparente son los *volt-ampere (VA)* y se simbolizan con la letra *S*.

En la Figura A.4 podemos identificar el factor de potencia el cual es el ángulo que se forma entre la potencia activa y aparente, para obtener el FP es necesario realizar el cos del ángulo, lo cual se ve reflejado en la Figura A.4.



$$\frac{P}{S} = \cos \phi \quad FP = \cos \phi$$

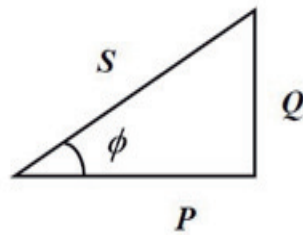


Figura A.4: Triangulo de potencias.

Apéndice B

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.

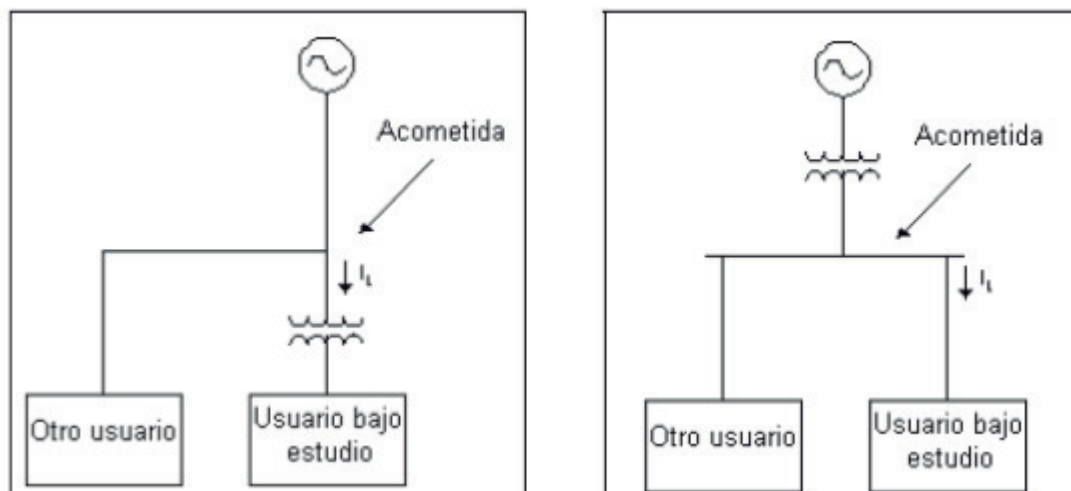


Figura B.1: Puntos de medición del nivel de armónicas.

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 como se ve reflejado en la Figura B.1.

Apéndice C

Límites de distorsión en voltaje (THDv)

Límites de distorsión en voltaje como se muestra en la Tabla C.1 y C.2 dan referencia a dos normas una mexicana y la otra europea la cual nos permite identificar los límites de distorsión armónica para niveles de tensión en la acometida.

El suministrador es responsable de mantener la calidad del voltaje 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 al voltaje nominal, que es un valor constante para cada usuario, estableciéndose así, una base fija de evaluación a lo largo del tiempo.

Tabla C.1: Límites de distorsión armónica en voltaje conforme la norma IEEE 519.

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje
en % del voltaje nominal

Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica nominal	Distorsión armónica total THD V_n
$V_n \leq 69$ kV	3.0 %	5.0 %
69 kV $\leq V_n \leq 161$ kV	1.5 %	2.5 %
$V_n > 161$ kV	1.0 %	1.5 %

Tabla C.2: Límites de distorsión armónica en voltaje conforme la norma CFE L0000-45.

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje
en % del voltaje nominal

Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	Distorsión armónica nominal	Distorsión armónica total THD V_n
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	5.0%	8.0%
$1 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	3.0%	5.0%
$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 138 \text{ kV}$	1.5%	2.5%
$V_n > 138 \text{ kV}$	1.0%	1.5%

Apéndice D

Límites de distorsión en corriente (THDi)

Las corrientes armónicas para cada usuario son evaluadas en la acometida y los límites se establecen en base a la relación entre la corriente de cortocircuito y la demanda máxima de corriente de la carga del usuario. En las tablas D.1 y D.2 podemos ver reflejados los niveles permisibles de distorsión armónica en corriente dependiendo el orden del armónico. Para esto utilizamos dos normas, una europea y la otra mexicana.

Tabla D.1: Límites de distorsión armónica en corriente en la acometida conforme a la norma IEEE 519.

I_{∞}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
<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 %
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<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 %
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<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 %

Tabla D.2: Límites de distorsión armónica en corriente en la acometida conforme a la norma CFE L0000-45.

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

Apéndice E

Armónicos

Las cargas no lineales tales como: rectificadores, inversores, variadores de velocidad, hornos, etc; absorben de la red corrientes periódicas no senoidales. Estas corrientes están formadas por un componente fundamental de frecuencia 50 ó 60 Hz, más una serie de corrientes superpuestas de frecuencias, múltiplos de la fundamental, que denominamos ARMÓNICOS ELÉCTRICOS, que generan costos técnicos y económicos importantes.

El resultado es una deformación de la corriente, y como consecuencia de la tensión, conlleva una serie de efectos secundarios asociados.

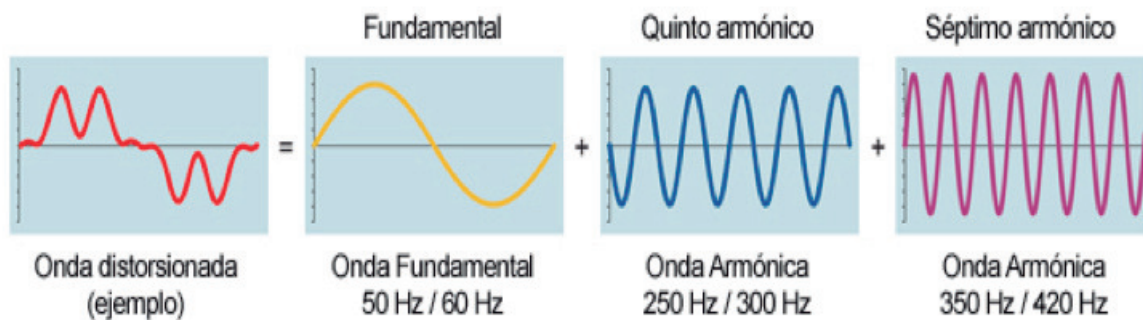


Figura E.1: Ejemplo de composición de una onda distorsionada por los armónicos.

- La posibilidad de amplificación de algunos armónicos como consecuencia de resonancia serie y paralelo.
- La reducción en el rendimiento de los sistemas de generación, transporte y utilización de la energía.
- El envejecimiento del aislamiento de los componentes de la red y, como consecuencia, la reducción de la energía.

Estos armónicos afectan principalmente a la calidad de onda en tensión, y pueden perturbar de forma negativa a numerosas máquinas y equipos, además de a la propia instalación.

Los armónicos son producidos por cargas no-lineales que absorben corriente no-sinusoidal. Las cargas más comunes que generan armónicos, tanto en entornos industriales como domésticos, son las siguientes:

- Variadores de velocidad/frecuencia
- Lámparas de descarga (Vapor de mercurio, de sodio, bajo consumo, fluorescentes, etc.)
- Rectificadores
- Convertidores C.A./C.C.
- Soldadura por arco
- Hornos de inducción
- SAI
- Ordenadores

A su vez, las corrientes armónicas generadas cuando pasan por cargas lineales generan distorsión de la onda de tensión, que dependerá tanto de la naturaleza de las corrientes armónicas como de la propia red y carga.

A veces la distorsión armónica no tiene un origen interno de nuestra instalación, sino que notamos sus consecuencias debido a una fuente externa, por ejemplo una instalación vecina que los genera.

Apéndice F

Equipo de medición

La calidad de la energía es importante para asegurar que la tensión suministrada a las máquinas y procesos críticos de una industria esté limpia de disturbios (principalmente armónicos) y sea estable.

Los ordenadores y los sistemas de control basados en microprocesadores son muy sensibles a la calidad de la señal eléctrica que les alimenta. El primer paso para solucionar el problema de la calidad de la energía es determinar la magnitud del problema, y esto lo haremos con un equipo analizador de redes (POWER PAD) como se muestra en la Figura F.1.



Figura F.1: Analizador de la calidad de le energía eléctrica POWER PAD modelo 8335.

El C.A 8335 (Qualistar+) es un analizador de red trifásica CA+CC 1000 VRMS categoría III o 600 VRMS categoría IV (IEC 61010-1) de visualización gráfica.

Su función es triple y permite:

- Medir valores eficaces, potencias y perturbaciones de las redes de distribución de electricidad.
- Obtener una imagen al instante de las principales características de una red trifásica.
- Seguir las variaciones de los diferentes parámetros en el tiempo.

La incertidumbre de medición del C.A 8335 es mejor que 1 % (error debido a los sensores de corriente no comprendido). A ello se añade una gran flexibilidad debida a la elección de los diferentes sensores para las medidas de algunos cientos de miliamperios (Pinza medidor de corriente eléctrica MN93A) a varios kiloamperios (Transformador de intensidad flexible, AmpFLEX™).

El equipo es compacto y resistente a los golpes. La ergonomía y la sencillez de su interfaz con el usuario lo hacen agradable y utilizable de forma intuitiva.

El C.A. 8335 está destinado a los técnicos e ingenieros de los equipos de control y de mantenimiento de las instalaciones y redes eléctricas.

Las principales medidas realizadas son:

- Medida de los valores eficaces de tensiones alternas hasta 1000 V entre bornes.
- Medida de los valores eficaces de las corrientes alternas hasta 6500 A (incluyendo el neutro).
- Medida del valor continuo de las tensiones y de las corrientes (incluyendo el neutro).
- Medida de los valores eficaces en semiperiodo mínimo y máximo en tensión y corriente (no en neutro).
- Medida de los valores restas para las tensiones y las corrientes (incluyendo el neutro).
- Medida de la frecuencia de las redes 50 Hz, 60 Hz.
- Medida del factor de cresta en corriente y en tensión (no en neutro).
- Cálculo del factor K (KF) (aplicación a los transformadores en presencia de corrientes armónicas).
- Medida del factor de distorsión (DF) de las corrientes y de las tensiones (no en neutro).
- Medida del porcentaje de armónicos global (THD) para las corrientes y las tensiones (no en neutro).
- Medida de las potencias activas, reactivas (capacitiva e inductiva) y aparentes por fase y acumuladas (no en neutro).
- Medida de los factores de potencia (PF) y de los factores de desplazamiento (DPF) (no en neutro).
- Medida del Flicker a corto plazo de las tensiones (PST) (no en neutro). Medida de las energías activas, reactivas (capacitiva e inductiva) y aparentes (no en neutro). Medida de los armónicos para las corrientes y las tensiones (no en neutro) hasta el orden 50º: valor RMS, porcentajes respecto a la fundamental, mínimo y máximo y armónicos.
- Medida de los armónicos para las potencias aparentes (no en neutro) hasta el orden 50º: valor, porcentaje respecto a la fundamental, mínimo y máximo.
- Medida de las corrientes de arranque de motor.

Apéndice G

Tarifa HM (Horaria de media tensión)

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

Cuotas Aplicables: Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía de semipunta, por la energía intermedia y por la energía de base.

Mínimo mensual: El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10 % de la demanda contratada.

Demanda contratada: La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60 % de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60 % de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90 %.

Horario: Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Periodos de punta, intermedio y base: Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, tal y como se describió anteriormente.

Demanda facturable: La demanda facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \quad (G.1)$$

donde:

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

Del primer Domingo de Abril, al Sabado anterior al Ultimo Domingo de Octubre

Estación No. 1 VERANO	DIA DE LA SEMANA	BASE	INTERMEDIA	PUNTA
	Lunes a Viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
	Sabado	00:00 - 07:00	07:00 - 24:00	
	Domingo y Festivo	00:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del Ultimo Domingo de Octubre, al Sabado anterior al primer Domingo de Abril

Estación No. 2 FUERA DE VERANO	DIA DE LA SEMANA	BASE	INTERMEDIA	PUNTA
	Lunes a Viernes	00:00 - 06:00	06:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
	Sabado	00:00 - 08:00	08:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
	Domingo y Festivo	00:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Figura G.1:

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

Tabla G.1:

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo "máx" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de

instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

Energía de punta, intermedia y de base: La energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta. La energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio. La energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

Depósito de garantía: Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.