



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PERFIL DE AHORRO ENERGÉTICO EN
SERVICIOS COMUNES DE UN EDIFICIO CON
TARIFA HORARIA EN MEDIA TENSIÓN**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

**RAZIEL ERNESTO GARCÍA GRAJEDA
EFRÉN ALVARADO PEREA**

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. ALEJANDRA CASTRO GONZÁLEZ



MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE: M.I. Juan Carlos Cedeño Vázquez
VOCAL: Dra. Alejandra Castro González
SECRETARIO: Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo
1ER. SPTE.: Ing. Guillermo López Monroy
2ER. SPTE.: Ing. Alberto Cortez Mondragón

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México

ASESORA DEL TEMA:

Dra. Alejandra Castro González

SUSTENTANTES:

Raziel Ernesto García Grajeda

Efrén Alvarado Perea

Agradecimientos

A Dios y a mi madre por haberme dado su amor y apoyo para la culminación de mis estudios. Y enseñarme los valores de la disciplina la perseverancia y la superación.

ÍNDICE

	Página
Índice de figuras	I
Índice de tablas	V
Glosario	VIII
Resumen	IX
Introducción	XI
Objetivo general	XI
Objetivos específicos	XI
Capítulo 1. Antecedentes.....	1
1.1 El discurso ambientalista.....	1
1.2 La electricidad en México.....	3
1.3 Comisión Federal de Electricidad.....	4
1.4 Importancia del ahorro de energía eléctrica.....	6
1.4.1 Creación del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE).....	8
1.4.2 Eficiencia energética.....	9
Capítulo 2. Fundamentación.....	12
2.1 Perfil de ahorro energético.....	12
2.2 Tarifas de energía eléctrica en México.....	12
a) Marco legal.....	12
b) Artículo 50 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	13
c) Artículo 43 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	13
d) Carga contratada o carga instalada.....	14
e) Demanda a contratar.....	14
2.3 Clasificación de las tarifas.....	14
2.3.1 De acuerdo a su aplicación.....	16
a) Específicas.....	16
b) Generales.....	16
c) De respaldo.....	16
2.3.2 De acuerdo al tipo de servicio.....	17
2.4 Tarifa eléctrica horaria en media tensión HM.....	17
2.4.1 Consumo.....	18
2.4.2 Demanda facturable.....	20
2.4.3 Cargo o bonificación por factor de potencia.....	22
2.4.4 Tipos de suministro.....	23
a) Tipo de suministro 1.....	24
b) Tipo de suministro 2.....	25

c) Tipo de suministro 3.....	25
d) Tipo de suministro 4.....	26
2.4.5 Conceptos que integran la facturación en tarifa HM.....	26
2.5 Potencia eléctrica en circuitos de corriente alterna.....	27
2.5.1 Valor eficaz para corriente y tensión.....	27
2.5.2 Potencia activa.....	28
2.5.3 Potencia reactiva.....	28
2.5.4 Potencia aparente.....	28
2.5.5 Triángulo de potencias.....	29
2.6 Factor de potencia.....	29
2.7 Equipos que generan un bajo factor de potencia.....	30
2.8 Calidad de la energía.....	30
2.8.1 Transitorios.....	31
2.8.2 Abatimiento de tensión Sags.....	32
2.8.3 Incremento de tensión Swell.....	32
2.8.4 Distorsión armónica.....	33
a) Distorsión armónica total.....	33
b) Pronunciamiento CFE L0000-45.....	34
c) Soluciones al problema de las armónicas.....	35
Capítulo 3. Descripción y problemática actual del caso de estudio.....	36
3.1 Características del caso de estudio.....	36
3.2 Análisis energético.....	36
3.2.1 Historial de consumo.....	38
3.2.2 Historial de demanda.....	40
3.2.3 Historial del factor de potencia.....	41
3.3 Análisis de la facturación.....	43
3.4 Áreas de oportunidad previstas.....	43
3.5 Metodología empleada para la elaboración del perfil de ahorro energético.....	43
Capítulo 4. Desarrollo del perfil de ahorro energético en el caso de estudio.....	47
4.1 Entrevista con gerente y personal de mantenimiento.....	47
4.2 Recorrido por el inmueble.....	47
4.3 Subestaciones de los servicios comunes.....	48
4.4 Censo de carga.....	50
4.4.1 Distribución de los diferentes sistemas en los servicios comunes.....	50
4.4.2 Sistema de aire acondicionado y ventilación.....	51
4.4.3 Sistema hidráulico.....	53
4.4.4 Sistema de elevadores y montacargas.....	54

4.4.5 Sistema de extracción de emisiones vehiculares.....	56
4.4.6 Sistema de iluminación.....	57
4.4.7 Distribución del consumo.....	58
4.5 Instalación del analizador de redes.....	60
4.5.1 Instalación y mediciones registradas en transformador # 1.....	60
4.5.2 Instalación y mediciones registradas en transformador # 2.....	69
4.5.3 Instalación y mediciones registradas en transformador # 3.....	78
Capítulo 5. Propuestas de ahorro energético y resultados.....	88
5.1 Propuestas de ahorro y eficiencia energética.....	88
5.1.1 Administración de la demanda en el sistema de aire acondicionado.....	88
5.1.2 Reducción en la operación de luminarias en horario no laborable.....	91
5.1.3 Mejora del factor de potencia.....	93
a) Factor de potencia en transformador # 1.....	93
b) Mejora del factor de potencia en transformador # 2.....	94
c) Mejora del factor de potencia en transformador # 3.....	96
d) Evaluación y factibilidad de filtros y bancos de capacitores para la optimización del factor de potencia.....	99
e) Esquema propuesto para la mejora del factor de potencia y calidad de la energía.....	104
5.2 Evaluación y resultados de las propuestas realizadas.....	107
5.2.1 Proyección de facturaciones con propuestas de ahorro y eficiencia energética.....	107
5.2.2 Ahorro energético y económico.....	111
5.2.3 Amortización de costos por implementación de banco de capacitores y filtro de armónicas.....	116
5.2.4 Toneladas de CO ₂ no emitidas a la atmósfera para diferentes fuentes de energía....	117
5.3 Proyección de resultados.....	117
Capítulo 6. Conclusiones.....	119
Referencias.....	121
Anexo	
Memoria de cálculo de las facturaciones con propuestas de ahorro energético.....	125
A.1 Facturación marzo del 2012.....	125
A.2 Facturación abril 2012.....	127
A.3 Facturación mayo 2012.....	129
A.4 Facturación junio 2012.....	131
A.5 Facturación julio 2012.	133
A.6 Facturación agosto 2012.....	135
A.7 Facturación septiembre 2012.	137

A.8	Facturación octubre 2012 verano.	139
A.9	Facturación octubre del 2012 fuera de verano.	141
A.10	Facturación noviembre del 2012.....	143
A.11	Facturación diciembre del 201.....	145
A.12	Facturación enero del 2013.....	147
A.13	Facturación febrero del 2013.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Principales consumidores de petróleo 2010.....	2
Figura 1.2	Capacidad instalada MW por tipo de tecnología.....	5
Figura 1.3	Consumo de energía eléctrica por tipo de usuario.....	6
Figura 2.1	Historial del precio por kWh consumido para la tarifa HM.....	20
Figura 2.2	Historial del costo por kW de demanda facturable para la tarifa HM.....	22
Figura 2.3	Tipo de suministro 1.....	24
Figura 2.4	Tipo de suministro 2.....	25
Figura 2.5	Tipo de suministro 3.....	25
Figura 2.6	Tipo de suministro 4.....	26
Figura 2.7	Triángulo de potencias.....	29
Figura 2.8	Transitorio sobretensión.....	31
Figura 2.9	Sags abatimiento de tensión.....	32
Figura 2.10	Swells incremento de tensión.....	32
Figura 2.11	Señales múltiplo de la onda fundamental.....	33
Figura 3.1	Historial de consumo en kWh por horario en el caso de estudio.....	39
Figura 3.2	Porcentaje de proporción de consumo total por horario en el caso de estudio.....	39
Figura 3.3	Historial de demanda (kW) por horario y facturable de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio.....	41
Figura 3.4	Historial de factor de potencia y mínimo requerido para no generar penalización en el caso de estudio.....	42
Figura 3.5	Cargos que integran la facturación en el caso de estudio.....	45
Figura 3.6	Resumen promedio del porcentaje de la facturación en consumo, demanda y FP en el caso de estudio.....	45
Figura 3.7	Metodología empleada para el desarrollo del perfil de ahorro energético en el caso de estudio.....	46
Figura 4.1	Transformador #1, capacidad de 750 KVA, 23kV - 440/254V, marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio.....	48

Figura 4.2	Transformador secundario #1, capacidad de 225 kVA, 440 - 220/127V, marca VOLTRAN instalado en el caso de estudio.....	48
Figura 4.3	Transformador secundario #2, capacidad de 112.5 kVA, 440 - 220/127V marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio.....	49
Figura 4.4	Transformador #2 y #3, capacidad de 750 kVA, 23kV - 440/254V, marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio.....	49
Figura 4.5	Distribución del consumo en el sistema de aire acondicionado y ventilación en e caso de estudio.....	52
Figura 4.6	Distribución del consumo en el sistema hidráulico en el caso de estudio.....	54
Figura 4.7	Distribución del consumo en el sistema de elevadores y montacargas en el caso de estudio.....	55
Figura 4.8	Distribución del consumo en el sistema de extracción de emisiones en los sótanos del caso de estudio.....	56
Figura 4.9	Distribución del consumo en el sistema iluminación del caso de estudio.....	58
Figura 4.10	Distribución del consumo eléctrico total del edificio en el caso de estudio.....	59
Figura 4.11	Instalación de TC`s en Transformador # 1.....	60
Figura 4.12	Analizador de redes Instalado en Trans. #1.....	60
Figura 4.13	Verificación de datos en analizador de redes AEMC 8335 el 12 de noviembre 2012.....	61
Figura 4.14	Perfil de demanda en transformador #1 del caso de estudio.....	62
Figura 4.15	Resultados de la medición del factor de potencia en transformador #1.....	63
Figura 4.16	Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 1.....	63
Figura 4.17	Resultados de distorsión armónica total de corriente en transformador # 1.....	64
Figura 4.18	Resultados de distorsión armónica de corriente 3 ^{er} orden (180 Hz) en transformador # 1.....	65
Figura 4.19	Resultados de distorsión armónica de corriente 5 ^{to} orden (300 Hz) en transformador # 1.....	65
Figura 4.20	Resultados de distorsión armónica de corriente 7 ^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 1.....	66
Figura 4.21	Resultados de distorsión armónica de corriente 9 ^{no} orden (540 Hz) en transformador # 1.....	66

Figura 4.22	Resultados de tensión de fase a neutro en transformador # 1.....	68
Figura 4.23	Resultados de frecuencia en transformador # 1.....	68
Figura 4.24	Instalación de “Caimanes” en el Transformador # 2.....	70
Figura 4.25	Instalación de AmpFlex en el Transformador #2.....	70
Figura 4.26	Perfil de demanda en transformador #2 del caso de estudio del caso de estudio.....	71
Figura 4.27	Resultados de la medición de factor de potencia en transformador #2.....	72
Figura 4.28	Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 2.....	73
Figura 4.29	Resultado de distorsión armónica total de corriente en transformador #2.....	74
Figura 4.30	Resultado de distorsión armónica de corriente 3 ^{er} orden (180 Hz) en transformador #2.....	74
Figura 4.31	Resultado de distorsión armónica de corriente 5 ^{to} orden (300 Hz) en transformador # 2.....	75
Figura 4.32	Resultado de distorsión armónica de corriente 7 ^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 2.....	75
Figura 4.33	Resultado de distorsión armónica de corriente 9 ^{no} orden (540 Hz) en transformador # 2.....	76
Figura 4.34	Resultados de tensión de fase RMS en transformador #2.....	77
Figura 4.35	Resultados de frecuencia en transformador # 2.....	77
Figura 4.36	Instalación de analizador de redes.....	79
Figura 4.37	Verificación de conexionado.....	79
Figura 4.38	Perfil de demanda en transformador #3 del caso de estudio.....	80
Figura 4.39	Resultados de la medición de factor de potencia en transformador #3.....	82
Figura 4.40	Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 3.....	82
Figura 4.41	Resultado de distorsión armónica total de corriente en transformador # 3.....	83
Figura 4.42	Resultado de distorsión armónica de corriente 3 ^{er} orden (180 Hz) en transformador # 3.....	83
Figura 4.43	Resultado de distorsión armónica 5 ^{to} orden (300 Hz) en transformador # 3.....	84

Figura 4.44	Resultado de distorsión armónica 7 ^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 3.....	84
Figura 4.45	Resultado de distorsión armónica 9to orden (540 Hz) en transformador # 3.....	85
Figura 4.46	Resultados de tensión de fase en transformador # 3.....	86
Figura 4.47	Resultados de frecuencia en transformador # 3.....	86
Figura 5.1	Análisis del perfil de demanda en transformador #1 para el ahorro de demanda en horario punta del caso de estudio.....	89
Figura 5.2	Perfil de demanda en transformador #2 para el ahorro de demanda en horario punta en el caso de estudio.....	90
Figura 5.3	Promedios de consumo de energía en horario no laborable en el caso de estudio.....	91
Figura 5.4	Demanda (kW) y factor de potencia en transformador #1.....	93
Figura 5.5	Potencia activa, reactiva y factor de potencia en transformador #2.....	95
Figura 5.6	Mejora del factor de potencia con bancos de capacitores en el transformador #2.....	97
Figura 5.7	Potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAr) y factor de potencia en transformador #3.....	99
Figura 5.8	Mejora del FP con bancos de capacitores en el transformador #3.....	100
Figura 5.9	Resumen de costos por mejora del factor de potencia.....	104
Figura 5.10	Diagrama unifilar del esquema propuesto para la mejora del factor de potencia al 90 %.....	105
Figura 5.11	Diagrama unifilar del esquema propuesto para la mejora del factor de potencia al 95 %.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Tarifas de acuerdo al tipo de servicio.....	17
Tabla 2.2	Horarios de la tarifa HM periodo de verano.....	18
Tabla 2.3	Horarios de la tarifa HM periodo fuera de verano.....	18
Tabla 2.4	Historial del costo por kWh para la tarifaHM.....	19
Tabla 2.5	Historial del precio por kW de demanda facturable para la tarifa HM.....	21
Tabla 2.6	Límites de distorsión armónica máxima permisible en tensión.....	34
Tabla 2.7	Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para sistemas de distribución general menores a 69,000 Volts.....	34
Tabla 3.1	Historial de consumo, demanda y factor de potencia de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio.....	37
Tabla 3.2	Historial de consumo, de enero 2012 a febrero 2013.....	38
Tabla 3.3	Historial de demanda de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio.....	40
Tabla 3.4	Historial de factor de potencia, de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio.....	42
Tabla 3.5	Historial de cargos por energía, demanda facturable, factor de potencia y total de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio.....	44
Tabla 4.1	Censo de carga en sistema de aire acondicionado y ventilación en el caso de estudio.....	51
Tabla 4.2	Censo de carga en sistema hidráulico.....	53
Tabla 4.3	Censo de carga en el sistema de elevadores y montacargas en el caso de estudio.....	55
Tabla 4.4	Censo de carga en el sistema de extracción de emisiones en el caso de estudio...	56
Tabla 4.5	Censo de carga en el sistema de iluminación del caso de estudio.....	57
Tabla 4.6	Porcentaje y consumo de energía (kWh) por todos los sistema del caso de estudio.....	59
Tabla 4.7	Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 1.....	67
Tabla 4.8	Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 2.....	76

Tabla 4.9	Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 3.....	85
Tabla 5.1	Distribución de horas no laborables y ahorro en consumo para el periodo de verano.....	92
Tabla 5.2	Distribución de horas no laborables y ahorro en consumo para el periodo fuera de verano.....	92
Tabla 5.3	Capacidad de banco de capacitores para el chiller principal, bombas primarias y secundarias.....	96
Tabla 5.4	Capacidad de banco de capacitores para el Chiller dos/tres en transformador #3.....	98
Tabla 5.5	Bancos de capacitores para la mejora al 90% del factor de potencia.....	101
Tabla 5.6	Bancos de capacitores para la mejora al 95% del factor de potencia.....	101
Tabla 5.7	Bancos de capacitores para la mejorar al 100% factor de potencia.....	102
Tabla 5.8	Comparativo y características entre propuestas de mejora del factor de potencia al 90%, 95% y 100%.....	103
Tabla 5.9	Filtro de armónicas para el sistema de elevadores y montacargas.....	104
Tabla 5.10	Resultados de las propuestas de ahorro aplicadas a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 90%.....	108
Tabla 5.11	Resultados de las propuestas de ahorro aplicados a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 95%.....	109
Tabla 5.12	Resultados de las propuestas de ahorro aplicados a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 100%.....	110
Tabla 5.13	Ahorro anual proyectado en consumo.....	111
Tabla 5.14	Comparativo entre demandas originales, y proyectadas con base al ahorro.....	112
Tabla 5.15	Ahorro económico por energía consumida y demanda facturable.....	113
Tabla 5.16	Ahorro económico por mejora del factor de potencia al 90%, 95% y 100%.....	114
Tabla 5.17	Ahorro económico anual con propuestas de ahorro implementadas en las facturaciones.....	115
Tabla 5.18	Ahorro anual en energía, demanda facturable y económico.....	116
Tabla 5.19	Amortización de costos por adquisición de banco de capacitores y filtro de armónicas.....	116

Tabla 5.20	Toneladas de CO ₂ anuales que se dejarían de emitir a la atmósfera para diferentes fuentes de energía.....	117
Tabla 5.21	Proyección del ahorro energético, económico y toneladas de CO ₂ no emitidas al ambiente a corto mediano y largo plazo.....	118

Glosario

CFE	Comisión federal de electricidad
DAP	Derecho de alumbrado público
DAT	Distorsión armónica total
DOF	Diario oficial de la federación
FIDE	Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica
FN	Facturación normal
FP	Factor de potencia
GIECC	Grupo Intergubernamental de expertos sobre el cambio climático
IPN	Instituto Politécnico Nacional
IVA	Incremento al valor agregado
LSPEE	Ley del servicio público de energía eléctrica
LyFC	Luz y fuerza de centro
PAC	Punto de acoplamiento común
PFAEE	Programa de financiamiento para el ahorro de energía eléctrica
PIE	Productores independientes de energía
POISE	Programa de obras e inversiones del sector eléctrico
PRONASE	Programa nacional de aprovechamiento sustentable de la energía
PRONUREE	Programa nacional de uso racional de energía
PSEE	Programa de sustitución de equipos electrodomésticos
SE	Secretaría de economía
SENER	Secretaría de energía
SHCP	La secretaría de hacienda y crédito público
SUTERM	Sindicato único de trabajadores electricistas de la república Mexicana
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
UAM	Universidad Autónoma Metropolitana
UMA	Unidad manejadora de aire
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México

Resumen

Este trabajo se estudió un edificio en tarifa horaria de media tensión, destinado a la renta de espacios para oficinas corporativas. Se realizó un análisis profundo para realizar un perfil de ahorro energético que permitió la generación de propuestas que propician un uso eficiente de la energía eléctrica, impactando al mismo tiempo en la reducción del 20% de la facturación por este servicio. La selección del caso de estudio se debió a la presencia de problemas de demanda en horario punta y bajo factor de potencia, apreciables por debajo del 0.9, en los recibos mensuales de Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Fue necesario realizar una entrevista con el personal a cargo del inmueble, así como un recorrido por las instalaciones. Los horarios de mayor operación se realizan de las 07:00 am a las 19:00 hrs durante los cuales los equipos de mayor consumo son sistemas de aire acondicionado. La iluminación del edificio juega un papel importante ya que esta es encendida en su totalidad durante toda la noche debido a políticas internas. También se instaló un equipo analizador de redes AEMC 8335 que registró algunos de 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 dos semanas que se estuvo visitando el servicio, se propuso un esquema para gestionar una eficiente administración de la demanda en el sistema de aire acondicionado, lo cual podría disminuir desde 517 kW hasta 344 kW la demanda facturable correspondiente al periodo fuera de verano. Esta medida contribuiría con un ahorro anual alrededor de los \$157,527.01 pesos. De igual forma se propuso la reducción en la operación de la mitad de luminarias en horario no laborable, con esta acción se evitaría el consumir 127,530 kWh anuales, que equivalen aproximadamente a 67 toneladas de CO₂ que no se estarían emitiendo a la atmósfera, y un ahorro económico de \$161,682.74 pesos al año por concepto de consumo (kWh).

En cuanto a calidad en la energía, el servicio presentó problemas de distorsión armónica por encima del 34.3 % en corriente, generada por los variadores de velocidad de los elevadores y montacargas. Para lo cual se propuso un filtro de armónicas confinado exclusivamente a este sistema, con capacidad de proporcionar hasta 50 kVAr así como la mitigación de la armónica de 5^{to} orden. Para la mejora del factor de potencia, se desarrollaron tres propuestas que corregirían el fp promedio del 77% al 90%, 95% y 100%, siendo la de 95% la que mayores beneficios proporcionó al obtenerse una bonificación utilizando bancos de capacitores fijos de 100kVAr y 60 kVAr, que además no requerirían de un constante mantenimiento. La adquisición de los equipos mencionados tendría un tiempo de amortización de 4 a 6 meses. El motivo por el cual los tiempos estimados no se excedieron se debe a que el servicio ya presenta penalizaciones de consideración, que llegan a sumar los \$278,967.55 pesos anuales, similar a la facturación mensual del edificio.

El ahorro económico anual oscila de los \$693,885.61 a los \$764,827.61 pesos, sin dejar de lado el beneficio por emisiones de CO₂ no emitidas al ambiente, que bien a 5 años sumarían alrededor de 335 toneladas. La realización del perfil de ahorro energético permitió estructurar de forma metódica y ordenada propuestas de ahorro energético de forma satisfactoria.

Introducción

En la actualidad el calentamiento global se debe en gran medida al uso de combustibles fósiles como fuente principal energética. El 36 % de las emisiones de CO₂ que genera México están dadas en función de la gasolina, diesel y gas LP con aproximadamente 250 millones de toneladas de CO₂ anuales. El sector empresarial representa una parte considerable del consumo energético con un 59 % a nivel nacional. Las oficinas así como los corporativos de las empresas hoy en día son alojados en inmobiliarias o edificios dedicados a la renta de espacios, los cuales a pesar de no producir materias o productos finales, si requieren de un consumo considerable de energía. Los servicios comunes que involucran 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 un edificio en tarifa horaria en media tensión, con problemas de demanda alta (kW) en horario punta, así como un bajo factor de potencia, lo que da noción de una mala administración y planeación del uso que se le da a los servicios comunes, generando costos innecesarios y penalizaciones que alcanzan los \$278,967.55 pesos anuales. La falta de información o desinterés por parte del personal que administra los edificios son causas comunes de este tipo de inconvenientes. Un perfil de ahorro energético permitiría 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 y un beneficio ambiental, al reducir las emisiones de CO₂ generadas de la quema de combustibles fósiles.

Objetivo general

Realizar un perfil de ahorro energético para los servicios comunes de un edificio con tarifa horaria en media tensión propiciando una reducción de aproximadamente el 20% en la facturación mensual, y reduciendo la generación de gases de efecto invernadero.

Objetivos específicos

Los objetivos del presente trabajo son:

- Conocer las áreas del inmueble de mayor consumo y/o demanda energética.
- Realizar un perfil de ahorro energético.

- Generar propuestas de ahorro y uso eficiente que permitan un mayor aprovechamiento de la energía eléctrica.
- Obtener un perfil actual de la calidad de energía y sus mejoras posibles.
- Determinar el ahorro energético, económico y las emisiones de CO₂ no emitidas a la atmósfera.
- Realizar una proyección de los resultados a corto, mediano y largo plazo.

Capítulo 1. Antecedentes

1.1 El discurso ambientalista

Una de las primeras expresiones de inquietud por el impacto negativo de las actividades industriales así como por las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) sobre el ambiente, se evidenciaron entre 1957 y 1958, cuando se emprendieron actividades científicas relacionadas con el estudio de la tierra. La intención fue instalar un punto de medición para iniciar los registros de los niveles de CO₂ atmosférico (Peretz, 1988a).

Algunos de los eventos que dieron cuenta de la inquietud por el ambiente, se desprendieron de forma masiva: informes, conferencias, reportes, protocolos, ocuparon la atención mundial. Un nuevo discurso que deseaba reflejar un nuevo *modus vivendi* se instaló en la sociedad moderna. Así nació el protocolo de Montreal en 1986, relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono; se estableció en 1988 el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (GIECC), auspiciado por la Organización de las Naciones Unidas para generar información y definir políticas sobre el Cambio Climático, impacto y adaptación, estrategias de mitigación, entre otros estudios. La forma ajustada o enmendada de la versión del Protocolo de Montreal fue el primer reporte de evaluación del GIECC en 1990, que sirvió de base para el convenio de Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, firmada posteriormente en Río de Janeiro en 1992; la forma ajustada y enmendada de la versión del Protocolo de Montreal, en Copenhague en 1992, la forma de Viena en 1995, la forma de Montreal en 1997; el protocolo de Kyoto en 1997-1998.

En 1997 se firmó el Protocolo de Kyoto que define los gases de efecto invernadero a controlar, establece metas en los países y mecanismos para el comercio de emisiones. En 2005, el Protocolo de Kyoto entró en vigencia, obligando a los países industrializados a reducir sus emisiones de gases a niveles de 1990 para el periodo entre 2008 y 2012. Para ello, en el protocolo se definieron los gases de efecto invernadero de origen humano: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆), hidrofluorocarbonos y perfluorocarbonos (FIDE, 2010). El documento concluye que entre los gases de efecto invernadero más pernicioso se encuentra el CO₂, cuya fuente principal es la quema de combustibles fósiles para la generación de calor, la generación de energía y el transporte de todo tipo (Posada, 2010).

En el año en que entró en vigencia el Protocolo de Kyoto, Estados Unidos consumió un total de 21 millones de barriles de crudo al día, lo que equivale a más de un cuarto de la producción mundial total (Samuelson, 2005). Sin embargo, otros países con economías emergentes están cerrando rápidamente la brecha que los separa de países industrializados. China por ejemplo, fue el segundo gran consumidor de petróleo (Figura 1.1), con 6.4 millones de barriles de crudo al día y se estima que su demanda sea el doble hacia 2020 (Samuelson, 2005).

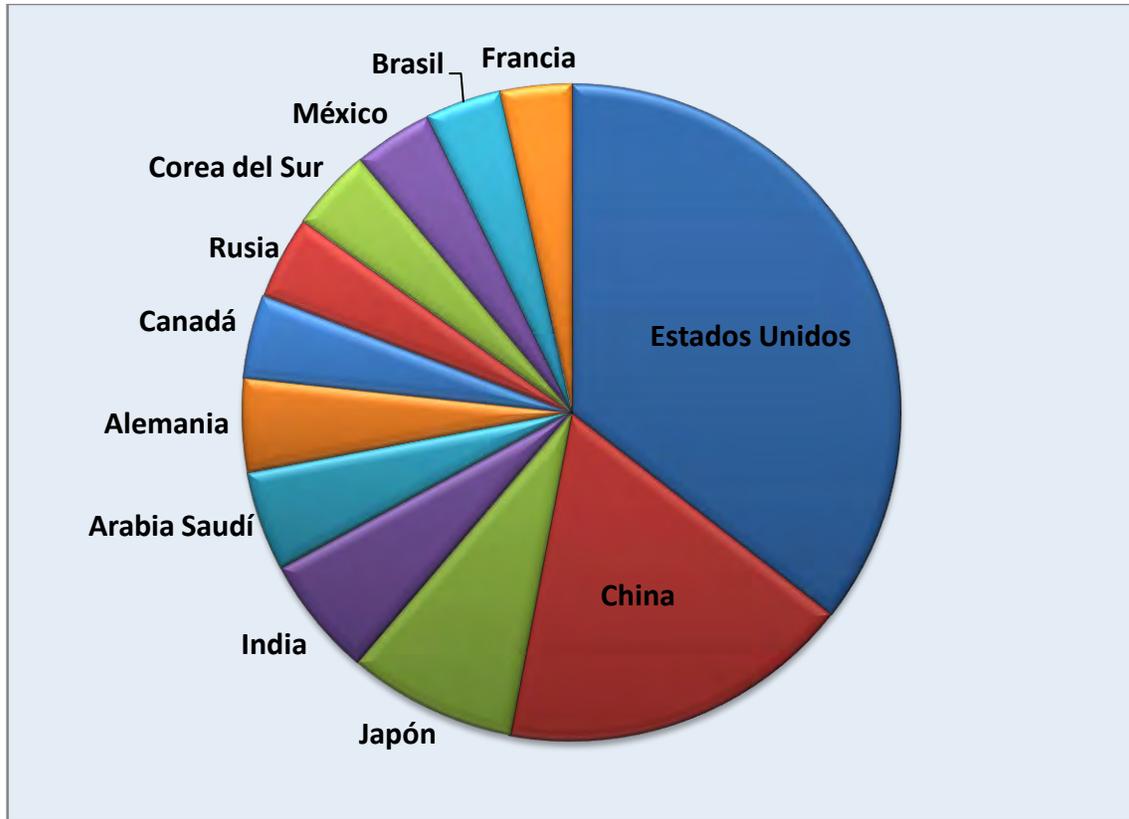


Figura 1.1 Principales consumidores de petróleo 2010 (FIDE, 2010)

La demanda mundial anual entre 1991 y 1999 creció en un millón de barriles de petróleo al día. Para el 2004 la demanda llegó hasta 2.7 millones de barriles de crudo al día. Un tercio de este incremento se debió a la demanda de China, ello evidenció la escasez de electricidad. Ante la imposibilidad de contar con fuentes confiables de energía, muchas fábricas instalaron sus propios generadores empeorando esta situación. La mayoría de las plantas generadoras en China trabajan mayoritariamente con carbón; sin embargo, la nueva generación utiliza diesel importado. A lo anterior se suman los 20 millones de vehículos que de acuerdo con James Dirían, Consultor de Energía, para el año 2020 podrían llegar a los 120 millones de unidades (Samuelson, 2005).

El discurso ambientalista está ganando terreno, cada vez más personas se suman a este movimiento articulado en torno a la preservación integral del planeta. Quienes se incorporan al movimiento están consientes de que para realizar un cambio profundo para el mejoramiento de la vida en general, es necesaria una modificación radical en los hábitos culturales de los seres humanos (Posada, 2010).

1.2 La electricidad en México

La generación de energía eléctrica en México, inició a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país fue en León, Guanajuato en el año 1879. La cual era utilizada por la fábrica textil "La Americana". Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera, y solo en algunas ocasiones para la iluminación residencial y pública (Fuentes, 1998). Posteriormente en el año 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, Chihuahua y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica. No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México (Carranza, 2000).

Algunas compañías internacionales con gran capacidad crearon filiales en el país, como The Mexican Light and Power Company (Compañía Mexicana de Luz y Potencia) de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company (Compañía Americana y del Extranjero de Potencia), con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente. A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW y para 1910 de 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones. En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz (Carranza, 2000).

Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública. En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad (Campos, 2005). En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, ya que las compañías (privadas) se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más del 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país para ese entonces era de 629 MW. Para poder responder ante tal situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales (Peña, 1992). (Ley

promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades (Peña, 1992). En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y la CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa (Peña, 1992). Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%. A pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, en esos momentos apenas el 44% de la población contaba con electricidad (CFE, 2013; Fuentes, 1998).

El 27 de septiembre de 1960 el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica. Estableció la compra de las empresas (privadas) que tenían a cargo el suministro de la energía eléctrica. De esta forma, el gobierno adquirió en 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de The Mexican Light and Power Company, y se comprometió a saldar los pasivos de esa empresa que ascendían a 78 millones de dólares. Por la suma de 70 millones de dólares obtuvo las acciones de la American and Foreign Power Company. Ese mismo año, el presidente López Mateos envió al senado el proyecto de reforma al Artículo 27 constitucional, el cual fue aprobado y publicado en el Diario Oficial el 23 de diciembre de 1960, quedando a partir de ese momento, consumada jurídica y financieramente la nacionalización de la industria eléctrica (Peña, 1992).

1.3 Comisión Federal de Electricidad

La Comisión Federal de Electricidad es el organismo paraestatal que se encarga de generar, transmitir, distribuir y comercializar energía eléctrica para más de 35.4 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos. La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 210 centrales, además de productores independientes con 22 centrales y 32 centrales de la extinta Luz y Fuerza. El 22.67% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE) (CFE, 2013).

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Posee centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoelectrica (Viqueira, 1992). Hasta Agosto de 2010 la capacidad total instalada (servicio público y sector privado) para la generación de energía eléctrica

en México es de 60,795 MW. La mayor parte es aportada por plantas termoeléctricas con un total de 43,231 MW ó 71% del total. También se cuenta fuentes de energía renovables, con una capacidad instalada 2,365 MW ó 4% de las cuales quedan excluidas las plantas hidroeléctricas mayores a 30 MVA (según el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables). En la Figura 1.2 se muestra la proporción por tipo de tecnología, de la capacidad instalada en MW (CFE, 2013).

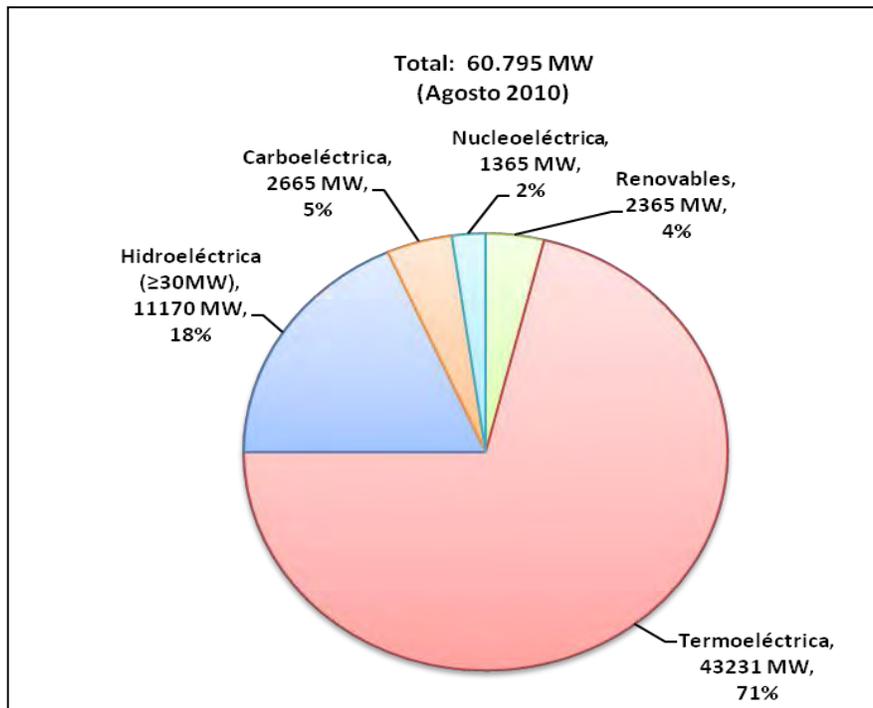


Figura 1.2 Capacidad instalada MW por tipo de tecnología (CFE, 2013)

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada cliente, la CFE tiene más de 758 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución (CFE, 2013). Al cierre de 2011, el suministro de energía eléctrica llegó a más de 190 mil localidades (190,655 rurales y 3,744 urbanas) de esta forma el 97.61% de la población tiene acceso a la electricidad. En los últimos diez años se aumentó a 42 mil módulos solares en pequeñas comunidades alejadas de los grandes centros de población. En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1% restante se exporta. Si bien el sector doméstico agrupa 88.39% de los clientes, sus consumos representan 26.76% del ingreso público; a la inversa el sector empresarial representa menos del 1% de los clientes con más de la mitad del consumo. En la Figura 1.3 que describe los porcentajes de consumo de energía por tipo de usuario en México (FIDE, 2010).

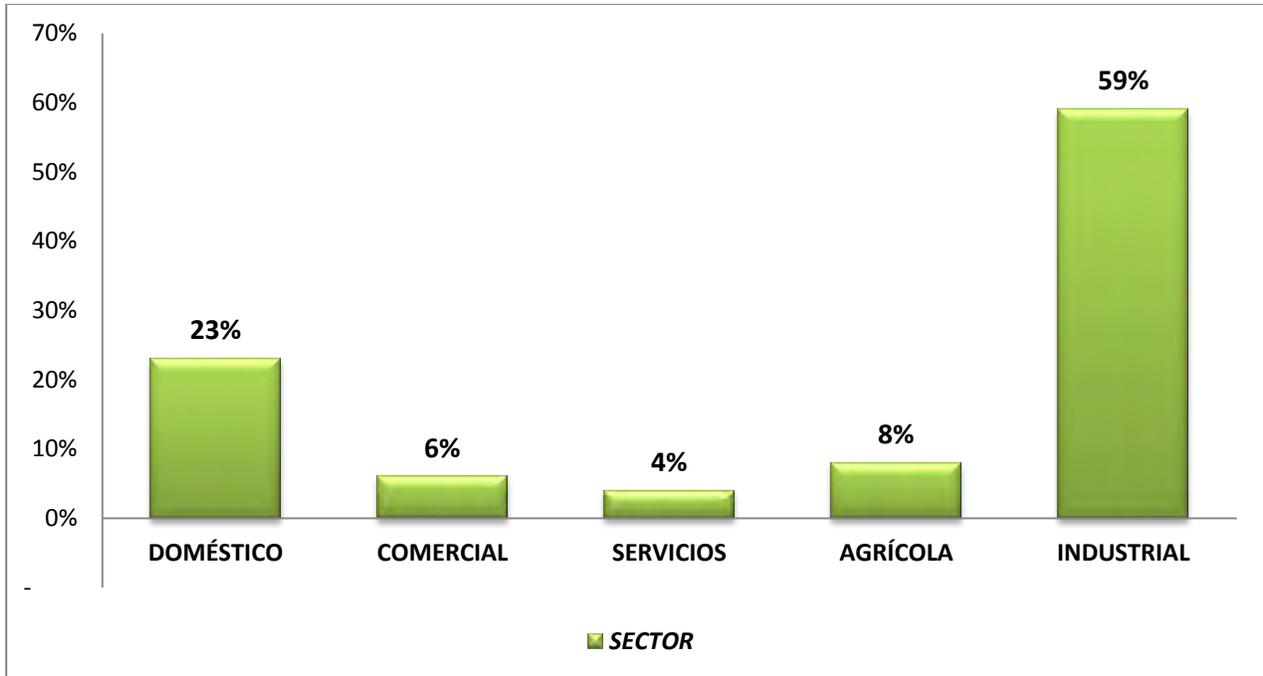


Figura 1.3 Consumo de energía eléctrica por tipo de usuario (FIDE, 2010)

La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional, la cual es plasmada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente (CFE, 2013).

1.4 Importancia del ahorro de energía eléctrica

En el México de los años 80, el aumento demográfico puso en evidencia la insuficiencia de la capacidad instalada en plantas de generación eléctrica para atender el incremento del consumo de este recurso, problemática que ponía en riesgo la disponibilidad de energía eléctrica del país (Campos, 2005). En esos momentos se debatían dos posiciones en las cuales se destinaban mayores recursos financieros para la construcción de obras de gran magnitud, o se invertía en el desarrollo de programas de ahorro de energía eléctrica, cuyos resultados podrían obtenerse de manera más rápida que el tiempo que requiere la construcción de plantas de generación. La problemática anterior, distaba de estar en la percepción de los usuarios del servicio de electricidad. El apogeo del petróleo y las políticas del subsidio, permitían que el costo de la energía eléctrica no representara un gasto significativo para los sectores productivos y para la población en general, quienes tampoco reconocían el impacto del desperdicio en el ambiente. Tiempo después, la disponibilidad de hidrocarburos no era suficiente para contar con electricidad en el momento y lugar que se necesitaba. Para contar con este servicio, del que depende para todas sus

actividades la sociedad moderna, se requieren grandes centrales y la instalación de redes de transmisión y distribución que recorren miles de millones de kilómetros. La experiencia en otros países durante la década anterior, había demostrado la factibilidad técnica y la rentabilidad de los proyectos de ahorro de energía eléctrica. Se constataba con ello que resultaba más económico desarrollar proyectos de ahorro que invertir en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (Peña, 1992).

En el año 1981, el director de CFE, el ingeniero Alberto Escofet Artigas, encargó al ingeniero Manuel de Diego Muñoz, coordinar las actividades de la Unidad de Promoción Voluntaria del Sector Eléctrico. Este grupo resolvió disminuir el consumo de electricidad a nivel nacional y evitar así medidas drásticas, como recurrir a los apagones programados, como lo hicieron otros países latinoamericanos en circunstancias similares. El grupo pionero realizó actividades de promoción del ahorro de energía eléctrica a lo largo del país y elaboró los primeros materiales de distribución escolar. A este pequeño grupo, se sumaron el contador público Sergio e la Parra y la licenciada Telam Moore, quienes con las mujeres voluntarias y su coordinador sentó no solo las bases del Programa Nacional de Uso Racional de Energía (PRONUREE), sino también de al menos tres organismos más, que antes de conformarse y establecer sus ámbitos de operación revisaron obligadamente lo que este grupo llevó a cabo (Blanc, 1995).

Los integrantes del PRONUREE organizaron los primeros seminarios en coordinación con la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), el Instituto Politécnico Nacional (IPN) y el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Para la presentación de casos prácticos, invitaron a trabajadores y funcionarios del Grupo Condumex, Celanese Mexicana, Aceros Nacionales e Industrias Resistor, empresas que unieron en marcha los primeros proyectos de ahorro de energía eléctrica en nuestro país (Figuroa, 2010).

En razón de las limitaciones tecnológicas del mercado nacional, los participantes del PRONUREE centraron sus acciones en la reducción del consumo, a través del uso racional de los equipos y en el mantenimiento preventivo y correctivo de estos. La iluminación en espacios con grandes extensiones como tiendas departamentales, hospitales, comercios, escuelas, hoteles, industrias, entre otros, dependía de lámparas T12 con balastro electromagnético, las cuales representaron una opción viable en México desde los años cuarenta. En las industrias predominaban los motores sobredimensionados y de segunda mano, comprados en su mayoría en el extranjero, con mayor capacidad de la necesaria, la mayoría de ellos reparados con la consecuente disminución de eficiencia y mayor consumo de electricidad (Figuroa, 2010).

Bajo las limitaciones tecnológicas PRONUREE propuso utilizar al máximo la luz natural Independizar circuitos, reducir con atenuadores la intensidad de los focos incandescentes y recomendó la aplicación de medidas para mejorar el uso de los equipos instalados, sin considerar

en estos planes la sustitución con mejor tecnología. En ese momento era difícil imaginar, que solo una década después, existirán motores más compactos, con mejor laminado favoreciendo la conductividad reduciendo las pérdidas eléctricas, al igual que las lámparas fluorescentes compactas que podrían instalarse con la facilidad de un foco incandescente, brindando la misma intensidad de luz, y con un consumo de electricidad de hasta el 75% menos, o bien que dos décadas después se tendrían diodos emisores de luz (LED's por su siglas en ingles), pequeños dispositivos con aplicaciones arquitectónicas, comerciales y domésticas, capaces de iluminar con una irradiación de calor mínima y con una durabilidad 1,000 veces mayor que cualquier opción incandescente, mejor aún con un ahorro de electricidad de hasta el 90% (Posada, 2010).

1.4.1 Creación del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)

En 1990, por iniciativa de la CFE y con el apoyo de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), así como del Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) y de los principales organismos empresariales del país, se constituye el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), como una institución no lucrativa, con la finalidad de impulsar el ahorro de energía eléctrica en la industria, el comercio, el campo y los municipios, así como el sector domestico nacional, al tiempo que promueve el desarrollo de una cultura del uso (Posada, 2010).

Después de 22 años, el FIDE ha alcanzado importantes resultados entre los cuales destacan:

- La realización de más de 4,777 Proyectos de Eficiencia Energética para la industria, comercio, servicios, así como para estados y municipios (Posada, 2010).
- Ha otorgado más de 2 millones 662 mil créditos al sector doméstico, para la sustitución de equipos electrodomésticos (refrigeradores y aires acondicionados) y aislantes térmicos, a través de dos programas: el Programa de Financiamiento para el Ahorro de Energía Eléctrica (PFAEE) y el Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos (PSEE) (Posada, 2010).
- Sustituyó 12.7 millones de lámparas ahorradoras, con recursos propios. Se estima que en México, en este período, con la labor de organismos públicos, privados y sociales; se han sustituido cerca de 26.7 millones de lámparas (Posada, 2010).
- El Programa *Luz Sustentable* se diseñó para ser desarrollado en dos etapas, cada una con una meta de entregar de manera gratuita 22.9 millones de lámparas fluorescentes compactas, para llegar a un total de 45.8 millones, las cuales, sumadas a las que se entregaron, también gratuitamente, durante dos programas piloto, que se desarrollaron entre octubre de 2009 y febrero de 2010, dan un total de 47.2 millones, con lo cual se contribuyó al cumplimiento de la meta establecida en el Programa Nacional de Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) (Posada, 2010).

Con la acumulación de estas acciones, el FIDE proyecta contribuir (considerando el tiempo de vida útil de las lámparas que es de 10,000 horas) con ahorros directos de energía eléctrica de aproximadamente 13,400 GWh en consumo y 1,800 MW en demanda, además, permitirá evitar la combustión de más de 24.7 millones de barriles de petróleo, equivalente a la emisión a la atmósfera, de más de 9.2 millones de toneladas de bióxido de carbono (CO₂), principal causante del cambio climático global (FIDE, 2010).

Con el Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos, “cambia tu viejo por uno nuevo”, 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, 2010).

1.4.2 Eficiencia energética

La eficiencia energética es una tendencia mundial que preocupa a todos, y que intenta combatir el derroche de los recursos energéticos así como el cuidado del medioambiente. El gran crecimiento de la demanda eléctrica a nivel residencial e industrial genera un alto costo económico y una lógica afectación medioambiental, tanto para generar energía eléctrica como al facturar y pagar el uso de la misma.

En la última década, el consumo de energía en México creció de manera sostenida a una tasa de 2.6 %, y se espera que la demanda de energía se incremente conforme se continúe con su desarrollo económico. La eficiencia energética es uno de los instrumentos que permitirán llegar a este fin, pues es una manera efectiva de ahorrar energía y una de las formas más sencillas, rápidas y económicas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (FIDE, 2009).

El crecimiento demográfico, la industrialización, los procesos de urbanización y las crecientes necesidades de transporte de personas, de insumos y de mercancías, fueron los determinantes del inicio de nuevos y mayores requerimientos energéticos, los cuales seguirán impulsando la expansión del mercado mundial de energía. De no presentarse un cambio en las modalidades actuales de producción y consumo, los incrementos proyectados y el desarrollo de los mercados impactarán considerablemente en la seguridad de los suministros, en las inversiones de infraestructura eléctrica, en el calentamiento global causado por la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía, los cuales alteran sustancialmente el clima del planeta y, en consecuencia, las obras de infraestructura actuales, teniendo que canalizar inversiones de gran magnitud a la protección y conservación de las mismas.

El ahorro de energía eléctrica debe ser sin duda, un elemento fundamental de las políticas públicas, las cuales deberán estar orientadas a considerar las restricciones del tipo ambiental, el desarrollo científico y tecnológico, la industrialización de nuevas tecnologías y la incorporación de nuevas prácticas de producción y la seguridad energética.

El progreso científico y tecnológico favorece el surgimiento de nuevas formas de energías renovables, tal es el caso de la bioenergía, solar, geotérmica, pequeña, mini y micro hidráulica, eólica, mareomotriz e hidrógeno renovable. La mayor parte de estas fuentes, gracias a los altos potenciales regionales de aprovechamiento y al avanzado desarrollo tecnológico son competitivas o se encuentran en un umbral económico para poder satisfacer necesidades energéticas en todos los sectores de consumo final y producción de energía. Más aún, ofrecen la posibilidad de construir un sistema sustentable de producción de energía debido a sus ventajas ambientales, sociales, industriales, de impulso al crecimiento económico regional y local y desarrollo científico y tecnológico (Reséndiz, 1994).

En el ámbito mundial, el planteamiento del protocolo de Kyoto es un punto de partida para la nueva transición energética, al convocar a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a los países desarrollados y a algunos países con economías en transición, cuyos patrones de producción y consumo energético podrían tener profundas modificaciones a raíz del cumplimiento de este acuerdo (Samuelson, 2005).

Ahorrar energía eléctrica significa usar la cantidad estrictamente necesaria al realizar las diferentes actividades. No significa prescindir del uso de la radio y la televisión, escuchar música, planchar la ropa o conservar los alimentos en refrigeración. No significa tampoco disminuir la iluminación de casas, hospitales, escuelas, fábricas, etc., ni realizar trabajos como cargar agua para no consumir electricidad al bombearla hasta los tanques elevados. Ahorrar energía no es renunciar tampoco a otras comodidades, como el uso de acondicionadores de aire y computadoras. Más aún no se impone limitar el crecimiento económico y social del país. Sin embargo, cada acción de consumo de electricidad debe ser consciente y responsable, poniendo en práctica las medidas aconsejadas para hacer un uso racional de la energía eléctrica disponible (Posada, 2010).

Una definición razonable de ahorro de energía podría referirse al conjunto de acciones, prácticas y comportamientos que, ejercidos en forma continua, resulta en la producción, conducción y aplicación del flujo de energía mínimo indispensable para un servicio energético requerido. El ahorro y uso eficiente de la energía constituyen un recurso energético alternativo. La experiencia de las últimas décadas demuestra que es más rentable ahorrar energía que producirla. En el aspecto de la productividad, es hacer más con menos, vinculado con la competitividad y en la medida en que se puedan lograr avances en el no desperdicio de los insumos (Posada, 2010).

Los análisis del uso irracional de energía, indican que en varios sectores industriales se consume hasta un 50% de energía más de lo necesario. Considerando que dicho sector gasta una tercera parte del consumo total nacional, la racionalidad del uso de la energía aumentaría el tiempo de agotamiento de energéticos no renovables en un 16% (Posada, 2010).

El ahorro de energía tiene como misión facilitar el acceso a los apoyos necesarios para que las empresas pongan en práctica proyectos de mejora continua y uso eficiente. Para llevar a cabo estas mejoras, se plantea el Programa Integral de Ahorro de Energía, la elaboración de perfiles de ahorro energético a empresas industriales, inmuebles tanto privados como públicos y a instituciones que así lo deseen. El ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, así como el cuidado del medio ambiente, no son sinónimo de sacrificar o reducir el nivel de bienestar o el grado de satisfacción de las necesidades cotidianas. Un cambio de hábitos y actitudes pueden favorecer una mayor eficiencia en el uso de la electricidad, el empleo racional de los recursos energéticos, la protección de la economía familiar y la preservación del entorno natural (FIDE, 2010).

Capítulo 2. Fundamentación

2.1 Perfil de ahorro energético

Un perfil de ahorro energético tiene como objeto conocer cómo, cuándo y cuánto se consume de energía eléctrica así como los diferentes sistemas que la requieren en un cierto espacio o inmueble, permitiendo la formulación de propuestas de ahorro y uso eficiente de la energía, que derivan en una reducción en las emisiones por CO₂ y la facturación eléctrica (FIDE, 2008).

Un perfil de ahorro energético conlleva:

- Registrar el comportamiento y uso de la energía.
- Evaluar cuantitativa y cualitativamente la energía que se consume.
- Detectar áreas de oportunidad de ahorro y uso eficiente de la energía.
- Cuantificar los potenciales de ahorro de energía.
- Determinar las propuestas y medidas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.
- Estimar la inversión requerida para la aplicación las propuestas.
- Cuantificar los beneficios energéticos, ambientales y económicos a corto, mediano y largo plazo.

El perfil de calidad de energía, permite detallar los parámetros que se encuentran fuera de los rangos de tolerancia, con el fin de corregirlos o implementar medidas que no comprometan los equipos involucrados. Los altos niveles de tensión así como la distorsión armónica suelen ser los más comunes, algunas veces provocan daño en equipos así como deterioro a largo plazo de los mismos, en algunas ocasiones se deben realizar inversiones para corregirlos o bien reconfiguraciones del sistema eléctrico, y a veces basta con ajustes realizados en el TAP de las subestaciones (Barcón y col., 2013).

2.2 Tarifas de energía eléctrica en México

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).

a) Marco legal

De acuerdo al artículo 27 constitucional y al artículo primero de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar,

distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgaran concesiones a los particulares y la Nación aprovechara, a través de la Comisión Federal de Electricidad los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines (SEGOB, 2010; SEGOB, 1993).

La Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) es la entidad encargada de aprobar y fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo al Art. 31 de la LSPEE, con la participación de la Secretaria de Energía (SENER), Economía (SE) y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de manera que tiendan a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del Sector y el racional consumo de energía que atienden al servicio público (SEGOB, 1993).

b) Artículo 50 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Las tarifas deberán especificar los siguientes conceptos:

1. Tipos de suministro a los cuales son aplicables.
2. Tensión de suministro, alta, media o baja.
3. Horario de aplicación de la tarifa, cuando no sea de 24 hrs.
4. Cargos por demanda o por consumo, así como el cargo mínimo mensual
5. Cargos por demanda contratada inicial.
6. Cuantía del depósito de garantía
7. Lugares en donde regirá la tarifa. De no especificarse se entenderá que regirá en todo el territorio Nacional.
8. Fecha de inicio de su vigencia.
9. Otras disposiciones relativas a la aplicación de la tarifa.

Las tarifas y sus disposiciones complementarias, en su caso, se publicaran en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional, requisitos sin los cuales no podrá aplicarse (FIDE, 2010).

c) Artículo 43 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía eléctrica

El suministrador es el único facultado para vender energía eléctrica destinada al servicio público, previa celebración del contrato de suministro correspondiente y de acuerdo con las tarifas aprobadas (SEGOB, 2001).

d) Carga contratada o carga instalada

Del artículo 44 del reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica, el suministro se contratara en una, dos o tres fases, de acuerdo con la disponibilidad del suministrador y con los requerimientos del usuario (SEGOB, 2001).

Para los efectos de este reglamento, se entenderá por carga contratada la suma de las potencias en watts, de los equipos, aparatos y dispositivos que el usuario conectara a sus instalaciones, expresándose el valor total en kilowatts; y por demanda contratada su necesidad máxima de potencia, expresada en kilowatts (SEGOB, 2001).

e) Demanda a contratar

Es el dato o parámetro como requisito de contratación que determina de manera teórica el requerimiento normal u ordinario de energía a atender. Este valor es fijado por el solicitante en función de su carga contratada o carga instalada en apego a lo establecido en la tarifa correspondiente y que procura se refleje con la mayor proximidad el requerimiento ordinario de potencia a suministrar al servicio. Mismo que en algunas tarifas además sirve para definir el importe correspondiente al depósito en garantía (CFE, 2012).

2.3 Clasificación de las tarifas

Las tarifas se pueden clasificar de acuerdo a su aplicación así como por el tipo de servicio. A continuación se enuncian las tarifas establecidas en México y sus características de uso y aplicación (CFE, 2013).

- 1 Servicio doméstico.
- 1-A Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados.
- 1-B Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 29 grados centígrados.
- 1-C Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados.
- 1-D Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados.
- 1-E Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados.
- 2 Servicio general hasta 25 kW de demanda.
- 3 Servicio general para más de 25 kW de demanda.
- 5 Servicio para alumbrado público en las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.

- 5ª Servicio para alumbrado público en el resto del país (excluyendo el Distrito Federal, Monterrey, Guadalajara y zonas conurbadas).
- 6 Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.
- 7 Servicio temporal.
- 9 Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.
- 9-M Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión.
- O-M Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.
- H-M Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.
- H-S Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión.
- H-T Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
- H-SL Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
- H-TL Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.
- HM-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.
- HM-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión.
- HM-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.
- HS-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión.
- HS-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión.
- HS-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.
- HT-R Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión.
- HT-RF Tarifa horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.
- HT-RM Tarifa horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.

- I-15 Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 10,000 kW.
- I-30 Tarifa para servicio interrumpible, para demanda máxima medida en periodo de punta, semipunta, intermedio o base mayor o igual a 20,000 kW.

2.3.1 De acuerdo a su aplicación

De acuerdo a su aplicación las tarifas se clasifican en: específicas, generales y de respaldo.

a) Específicas

Las tarifas específicas son aquellas que se aplican a los suministros de energía eléctrica utilizados para los propósitos que las mismas señalan, a este grupo corresponden las siguientes: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC, 5, 5A, 6, 9 y 9M (CFE, 2013).

b) Generales

Las tarifas para usos generales, son aquellas aplicables a cualquier servicio eléctrico, exceptuando los específicos antes señalados; A este grupo corresponden las siguientes: 2, 3, 7, OM, H-M, H-MC, H-S, H-T, H-SL, H-TL, I-15 e I-30 (salvo el caso de tarifa 6 a cuyo uso puede aplicarse la tarifa de uso general que corresponda a las condiciones de suministro) (CFE, 2013).

c) De respaldo

Son las tarifas para el servicio de respaldo en media y alta tensión, para particulares que se acojan a las modalidades de generación de energía eléctrica y establecen las opciones de respaldo para falla y mantenimiento, respaldo para falla y respaldo para mantenimiento programado, a este grupo corresponden las siguientes: HM-RF, HS-RF, HT-RF, HM-RM, HS-RM, HT-RM (CFE, 2013).

Es importante mencionar que de acuerdo al marco legal, las tarifas de uso general y/o respaldo no pueden ser aplicadas en un servicio mientras exista una específica destinada para cierto uso y viceversa. Como ejemplo esta el caso de la tarifa dos la cual es utilizada para negocios pequeños como tiendas o comercios pequeños, a los cuales se les suele suministrar energía eléctrica proveniente de un servicio doméstico. De igual forma una casa no debe ser alimentada con un contrato que establezca una tarifa ajena a la uno.

2.3.2 De acuerdo al tipo de servicio

De acuerdo a su tipo de servicio las tarifas se clasifican como se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Tarifas de acuerdo al tipo de servicio (CFE, 2013)

Tipo de servicio	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 de necesidades básicas de la población, de ahí que sean las más apoyadas en forma económica.

2.4 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 (Herrera, 2011).

Tabla 2.2 Horarios de la tarifa HM periodo de verano (CFE, 2013)

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 2.3 Horarios de la tarifa HM periodo fuera de verano (CFE, 2013)

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	

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.

2.4.1 Consumo

Se define como la cantidad de energía requerida por los equipos en un intervalo de tiempo (CFE, 2011). 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. En la Tabla 2.4 y la Figura 2.1 se muestra la variación de los precios de la tarifa por cada kWh, de enero 2012 a febrero del 2013.

Tabla 2.4 Historial del costo por kWh para la tarifa HM (CFE, 2013)

Mes de facturación	Costo en pesos por cada kWh consumido		
	Base	Intermedio	Punta
ene-12	\$1.0975	\$1.3130	\$2.1212
feb-12	\$1.0988	\$1.3146	\$2.1274
mar-12	\$1.0151	\$1.2144	\$2.0566
abr-12	\$0.9941	\$1.1893	\$2.0327
may-12	\$1.0046	\$1.2019	\$2.0455
jun-12	\$1.0041	\$1.2013	\$2.0469
jul-12	\$1.0433	\$1.2482	\$2.0885
ago-12	\$1.0451	\$1.2503	\$2.0960
sep-12	\$0.9939	\$1.1890	\$2.0369
oct-12	\$0.9641	\$1.1533	\$2.0043
nov-12	\$1.0268	\$1.2283	\$2.0636
dic-12	\$1.0553	\$1.2624	\$2.0896
ene-13	\$1.0560	\$1.2633	\$2.0973
feb-13	\$1.0034	\$1.2004	\$2.0457

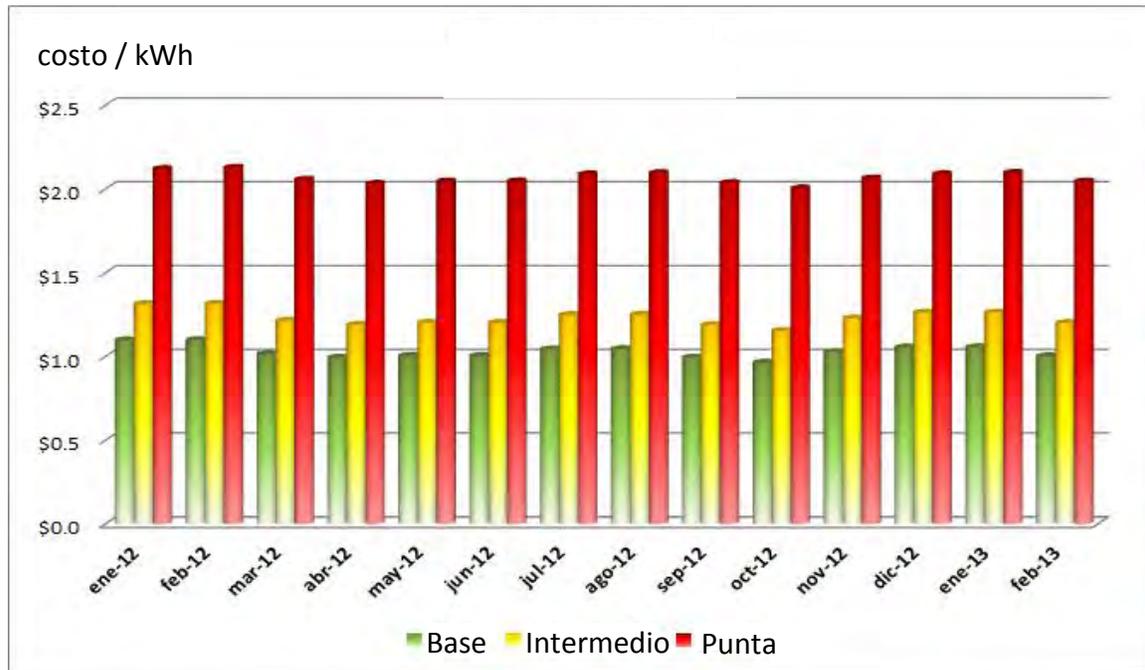


Figura 2.1 Historial del precio por kWh consumido para la tarifa HM (CFE, 2013)

2.4.2 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 rolendo 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, 2011).

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

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0) \quad (2-1)$$

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, en la Tabla 2.5 y la Figura 2.2 se muestra el historial de precios por kW de demanda facturable, de enero del 2012 a febrero del 2013.

Tabla 2.5 Historial del precio por kW de demanda facturable para la tarifa HM (CFE, 2013)

Mes de facturación	Costo por kW de Demanda Facturable
ene-12	\$177.47
feb-12	\$178.23
mar-12	\$178.80
abr-12	\$178.10
may-12	\$178.58
jun-12	\$178.88
jul-12	\$179.65
ago-12	\$180.58
sep-12	\$178.67
oct-12	\$177.96
nov-12	\$177.85
dic-12	\$177.78
ene-13	\$178.88
feb-13	\$178.33

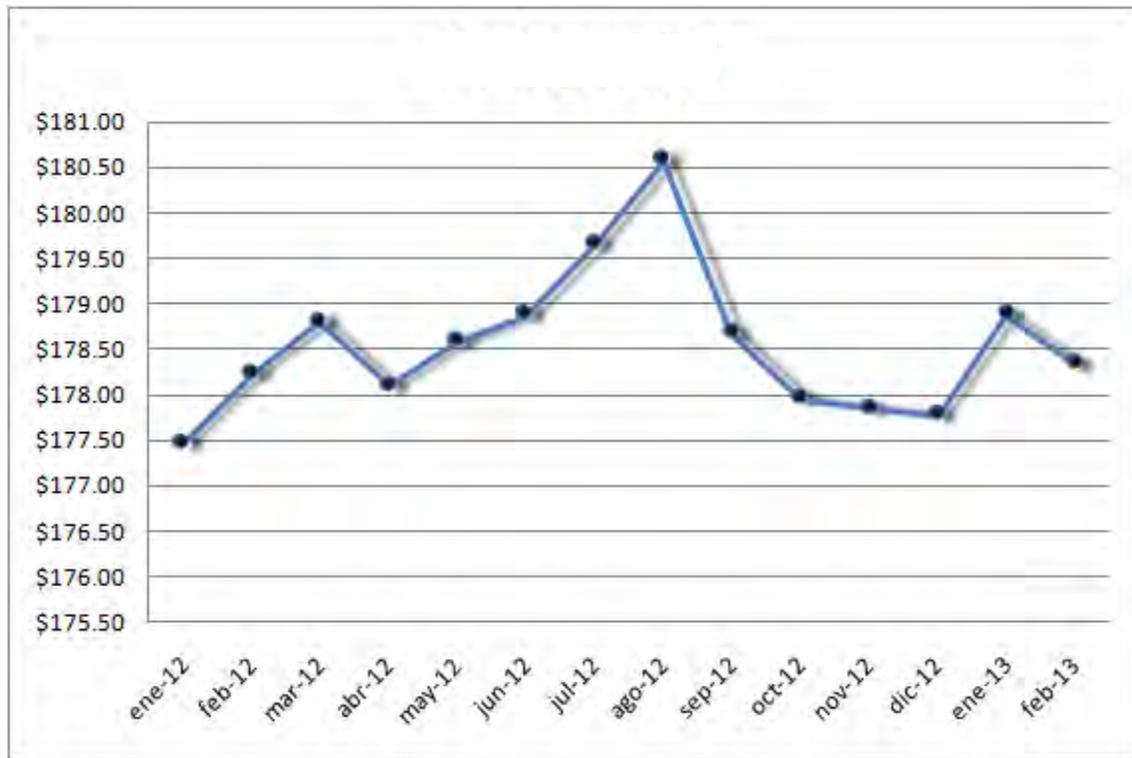


Figura 2.2 Historial del costo por kW de demanda facturable para la tarifa HM

2.4.3 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; Gussow, 1985) o bien puede ser definida como:

$$fp = \cos \theta = P / S \quad (2-2)$$

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):

$$fp = \cos \theta \quad (2-3)$$

Para obtener el ángulo:

$$\tan \theta = \frac{CO}{CA} = \frac{kVArh}{kWh} \rightarrow \theta = \text{angtan} \frac{kVArh}{kWh} \quad (2-4)$$

Entonces:

$$fp = \cos \left(\text{angtan} \frac{kVArh}{kWh} \right) \quad (2-5)$$

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 (SEGOB, 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 (2-6). 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 (2-7) (SEGOB, 2000).

$$\text{Cargo} = (3/5) ((90/\text{fp}) - 1) (\text{FN}) \quad (2-6)$$

$$\text{Bonificación} = (1/4) (1 - (90/\text{fp})) (\text{FN}) \quad (2-7)$$

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).

2.4.4 Tipos de suministro

La Secretaría 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) (SEGOB, 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 2.3) (Herrera, 2011).

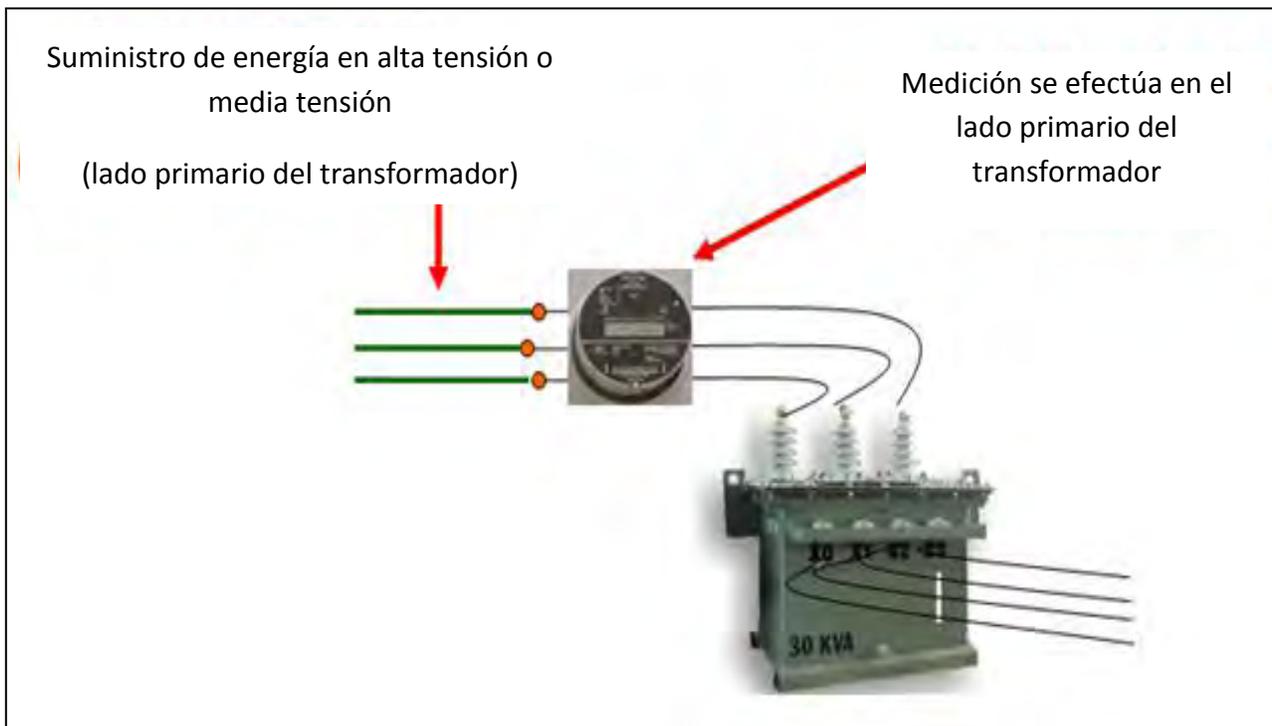


Figura 2.3 Tipo de suministro 1 (Herrera, 2011)

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 2.4) (Herrera, 2011).

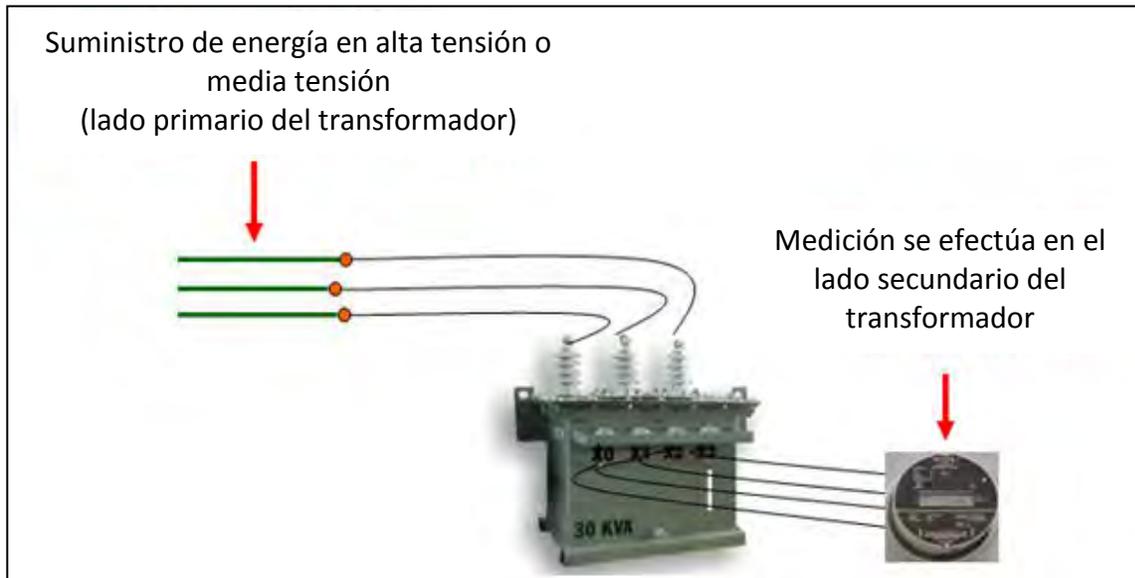


Figura 2.4 Tipo de suministro 2 (Herrera, 2011)

c) 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) (Herrera, 2011).

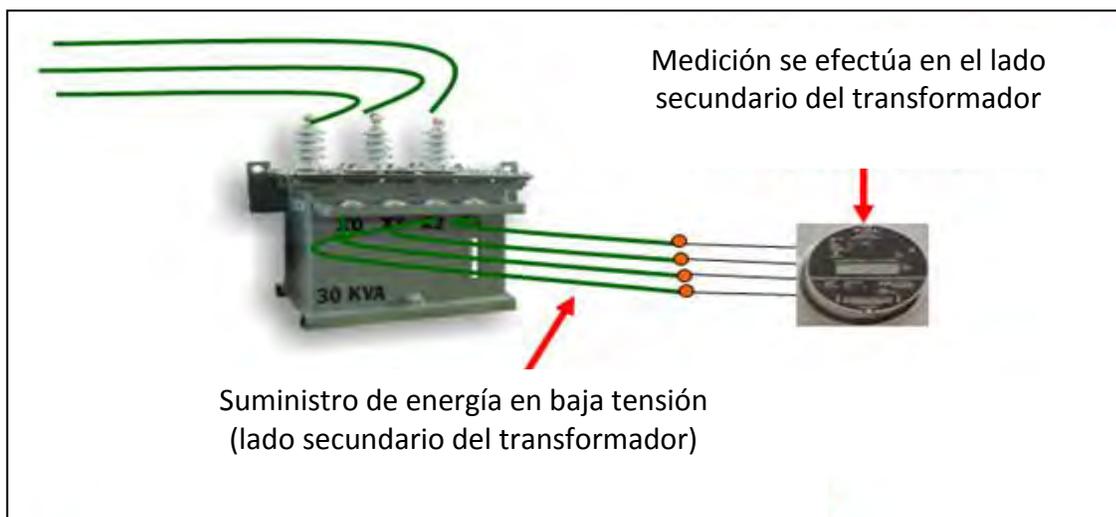


Figura 2.5 Tipo de suministro 3 (Herrera, 2011)

d) Tipo de suministro 4

Servicio proporcionado o suministrado en baja tensión y medición efectuada en el lado primario del transformador. Para este tipo de suministro si procede bonificación del 2% en la Facturación Normal (Figura 2.6) (Herrera, 2011).

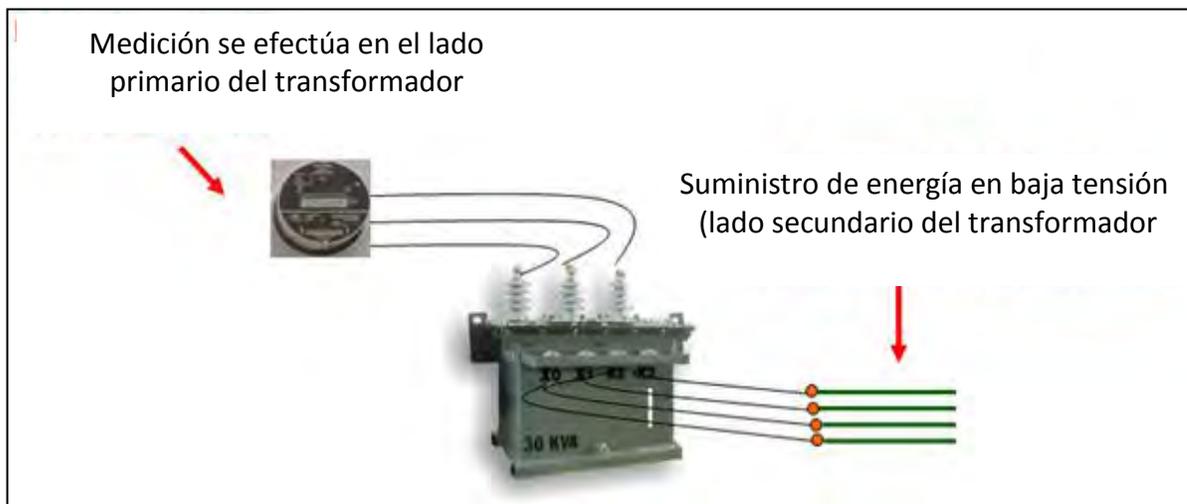


Figura 2.6 Tipo de suministro 4 (Herrera, 2011)

2.4.5 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) (SEGOB, 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) (SEGOB, 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).

2.5 Potencia eléctrica en circuitos de corriente alterna

Se puede definir a la potencia como la razón de cambio de la energía con respecto al tiempo en función del voltaje y la corriente. Sus unidades son el watt. En los circuitos de corriente alterna, la tensión y la corriente son cantidades que varían en forma senoidal a través del tiempo. Por lo tanto, el producto de ambas es también una cantidad variable. Esta potencia recibe el nombre de potencia instantánea y se expresa de la siguiente forma (Boylestad, 2002; Hayt y Kemmerly, 1993):

$$P = V I \quad (2-8)$$

2.5.1 Valor eficaz para corriente y tensión

La interpretación física para definir la corriente eficaz I_{RMS} puede quedar de la siguiente forma: Una corriente $I(t)$ variable en el tiempo, tiene una corriente equivalente constante I_{RMS} , con la misma capacidad de entregar o absorber potencia que la corriente $I(t)$. Queda representada por la siguiente ecuación (Gussow, 1985).

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} \quad (2-9)$$

La interpretación para la tensión eficaz es bajo el mismo concepto, de forma que la expresión para obtener su valor eficaz es (Gussow, 1985):

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} \quad (2-10)$$

Cuando se resuelve la ecuación anterior para una onda senoidal con un valor de pico V_p el resultado es el siguiente (Gussow, 1985):

$$V_{RMS} = \frac{v_p}{\sqrt{2}} \quad (2-11)$$

De forma similar, el valor eficaz para una corriente senoidal para un valor de pico I_p es (Gussow, 1985):

$$I_{RMS} = \frac{I_p}{\sqrt{2}} \quad (2-12)$$

2.5.2 Potencia activa

Corresponde al valor promedio que la fuente entrega al circuito en un tiempo T , siempre fluyendo del punto de suministro hacia la carga. Esta potencia disipa energía en el resistor en forma de calor, por lo cual, la potencia promedio es aquella que tiene la capacidad de generar trabajo. Su unidad es el watt (W) (Barcón y col., 2013). La potencia activa queda definida por la siguiente ecuación:

$$P = V_{RMS} I_{RMS} \cos(\Phi) \quad (2-14)$$

2.5.3 Potencia reactiva

Esta potencia se caracteriza por estar originada por un elemento reactor por ejemplo un inductor o un capacitor, tiene como amplitud el producto de los valores eficaces de la tensión, de la corriente y del $\sin(\Phi)$; se le identifica por la letra Q (Barcón y col., 2013).

$$Q = V_{RMS} I_{RMS} \sin(\Phi) \quad (2-15)$$

Esta potencia fluye en ambas direcciones, a diferencia de la potencia activa P , que es unidireccional. Se mide en Volt-Amperes-Reactivos (VAr) (Barcón y col., 2013).

2.5.4 Potencia aparente

Se observa que cuando en un circuito eléctrico existen elementos resistivos y reactivos, la tensión aplicada y la corriente que circula en el circuito, no están en fase. Las potencias, en este caso, se obtienen proyectando la magnitud total de la corriente sobre el eje de la tensión, en el caso de la potencia activa; o sobre el eje en cuadratura (a 90° con respecto a la tensión), cuando se trata de potencia reactiva. Estas componentes de la corriente tienen un valor menor a la magnitud del fasor de corriente I (CFE, 2004).

Dado que I_{RMS} es la magnitud total de la corriente que circula por el circuito, entonces el producto de los valores eficaces de la tensión por la corriente expresa la cantidad total de

potencia que la fuente entrega a la carga, la cual recibe el nombre de potencia aparente y es representada mediante la letra S. Su unidad es el Volt-Ampere (VA). Su ecuación correspondiente es (Barcón y col., 2013):

$$S = V_{RMS} I_{RMS} \quad (2-16)$$

2.5.5 Triángulo de potencias

Dado que la potencia activa y reactiva se obtienen de proyectar la corriente sobre el eje de la tensión y sobre el eje en cuadratura, entonces dichas potencias se representan mediante el uso de un diagrama que recibe el nombre de “triángulo de potencias”. En este triángulo se representan las tres potencias, activa, reactiva y aparente, donde el cateto horizontal representa la potencia activa P; el cateto vertical corresponde a la potencia reactiva Q y por último la hipotenusa corresponde a la potencia aparente S (Grainger y Stevenson, 1996). En la Figura 2.7 se muestra el triángulo de potencias. El ángulo formado entre P y S corresponde al ángulo Φ de la impedancia.

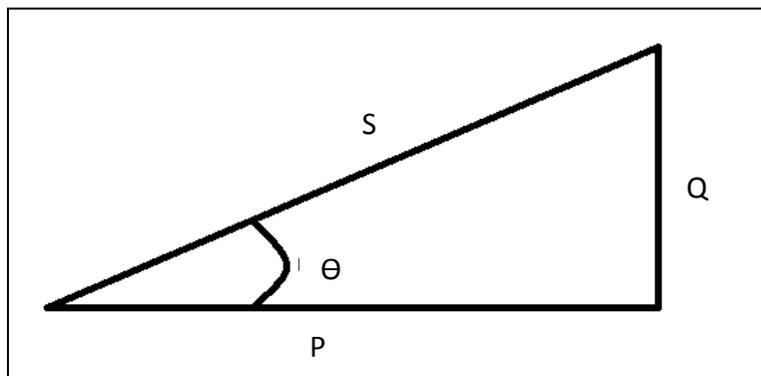


Figura 2.7 Triángulo de potencias (Grainger y Stevenson, 1996)

De lo anterior se obtiene la relación entre la potencia aparente y las potencias activa y reactiva:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2-13)$$

2.6 Factor de potencia

Se ha visto que la potencia total que absorbe la carga o que entrega la fuente generadora, es la denominada potencia aparente, mientras que la potencia utilizada para producir trabajo es la potencia activa. Esta relación recibe el nombre de *factor de potencia (fp)* y se calcula con la ecuación siguiente (Betancourt y Sotelo, 2006; Irwin, 1997).

$$fp = \frac{P}{S} \quad (2-17)$$

Bajo condiciones de tensión y corriente senoidales se determina como:

$$fp = \cos(\Phi) \quad (2-18)$$

Algunos puntos importantes que se deben tomar en cuenta son:

- fp está dentro del intervalo $0 \leq fp \leq 1$
- Si el desfaseamiento es motivado por la presencia de un inductor, se dice que el fp es *inductivo* o *atrasado* (la corriente se atrasa con respecto a la tensión).
- Si el desfaseamiento es motivado por la presencia de un capacitor, se dice que el fp es *capacitivo* o *en adelanto* (la corriente se adelanta con respecto a la tensión).
- Entre más pequeño es el ángulo de desfaseamiento entre la corriente y la tensión, el fp se acerca más a la unidad.
- Un fp cercano a la unidad significa que casi toda la potencia que es entregada por la fuente de tensión se transforma en trabajo.
- Mientras más grande sea el ángulo de desfaseamiento entre la corriente y la tensión, el fp disminuye, alejándose más de la unidad.
- Un fp alejado de la unidad significa que solamente una parte de la potencia entregada por la fuente de tensión se transforma en trabajo, mientras que otra cantidad considerable es potencia reactiva (Betancourt y Sotelo, 2006., Irwin, 1997).

2.7 Equipos que generan un bajo factor de potencia

Se puede concluir que las cargas capacitivas e inductivas provocan un desfaseamiento entre la tensión y la corriente, misma que afecta el fp . Las cargas industriales por lo general, producen inevitablemente ese desfaseamiento, que se traducen en un aumento de la corriente y una disminución del fp . Las empresas encargadas del suministro alimentan la industria no solo con la potencia real; también con potencia reactiva, lo cual aumentara los costos y, en algunas ocasiones provocara problemas con la regulación de la tensión (Chapman, 1997).

Existe una gran variedad de equipos que por sus características de operación provocan un FP bajo. Transformadores, alumbrado fluorescente, motores de inducción, rectificadores con o sin control, grupos motor-generador, motores síncronos, variadores de velocidad, son ejemplos de tales equipos.

2.8 Calidad de la energía

En la actualidad se suele cometer un importante error de concepto al entenderse el fenómeno de la calidad de la energía. Comúnmente se trata de asociar toda la problemática a la compañía suministradora. Por lo anterior se mal interpreta que calidad de la energía es mantener

un suministro estable y continuo de tensión. Si bien es cierto, muchas de las causas de apagones pueden deberse a perturbaciones atribuibles a la compañía eléctrica, el 80% de los problemas de calidad de energía están dentro de las instalaciones de las empresas, derivadas de malas puestas a tierra, conexiones defectuosas, bajos niveles de aislamiento entre otros.

Un problema de calidad es cualquier evento o suceso posible, que se manifiesta como una afectación del voltaje, la corriente o la frecuencia que resulte en la falla o en la operación incorrecta del equipo del usuario. La calidad de energía es buena si los dispositivos conectados al sistema eléctrico funcionan satisfactoriamente. Normalmente, la baja o mala calidad de la energía se manifiesta en el repetido reinicio de computadoras, el bloqueo de dispositivos sensibles, el parpadeo de la iluminación o un funcionamiento defectuoso de dispositivos de control (Baggini, 2008).

2.8.1 Transitorios

Los transitorios son el cambio en un instante determinado del voltaje o corriente durante un periodo de tiempo muy corto. Este periodo de tiempo abarca menos de un ciclo o 16 milisegundos. Comúnmente a los transitorios se les nombra picos de voltaje. En la Figura 2.8 se muestra un ejemplo de un transitorio (Espinoza y Lara, 1990).

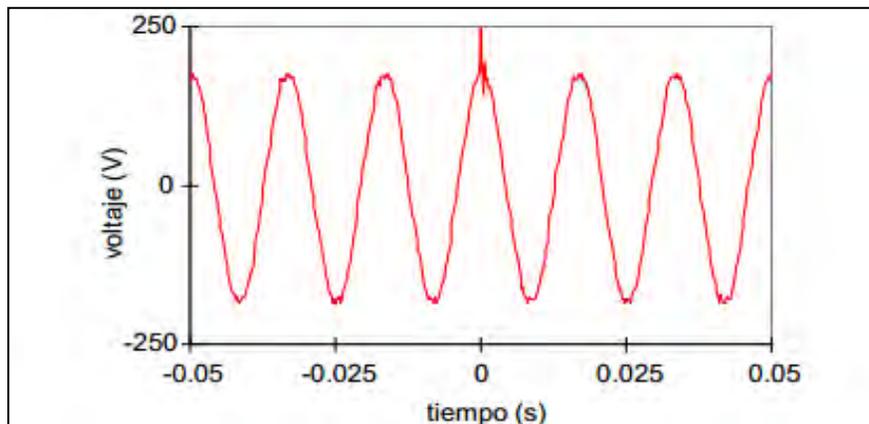


Figura 2.8 Transitorio sobretensión (CFE, 2009)

Los transitorios externos generalmente son provocados por descargas atmosféricas y electrostáticas o por maniobras de conexión y desconexión, por ejemplo, la conexión de capacitores o cuando se energizan transformadores y motores. Los transitorios internos son más frecuentes y generalmente son causados por arranques o paradas de maquinas de alto consumo, así como del tipo inductivo tales como aires acondicionados, montacargas, motores, etcétera.

Los transitorios pueden provocar daños en equipo electrónico, pueden aparecer datos erróneos en la pantalla del equipo o bloquearse. Si los transitorios son muy frecuentes, pueden provocar la degradación del equipo, esencialmente los circuitos integrados, o a los rectificadores

de la fuente de poder. De igual forma los transitorios pueden ocasionar fallas en fusibles, cortacircuitos, transformadores, cableado, conexiones etcétera. Una manera de proteger a los equipos electrónicos sensibles como los que hay en un hospital, centro de computo y controles industriales es mediante supresores de voltaje (CFE, 2009).

2.8.2 Abatimiento de tensión Sags (hundimiento)

Los abatimientos de tensión “sags”, son reducciones de voltaje entre el 10% y 90% de corta duración, debidos principalmente a cortocircuitos, sobrecargas y arranques de cargas muy grandes. Su duración va de 0.5 a 30 ciclos en el valor RMS del voltaje (Figura 2.9). Son importantes ya que pueden provocar deterioro en equipos electrónicos de la industria (CFE, 2009).

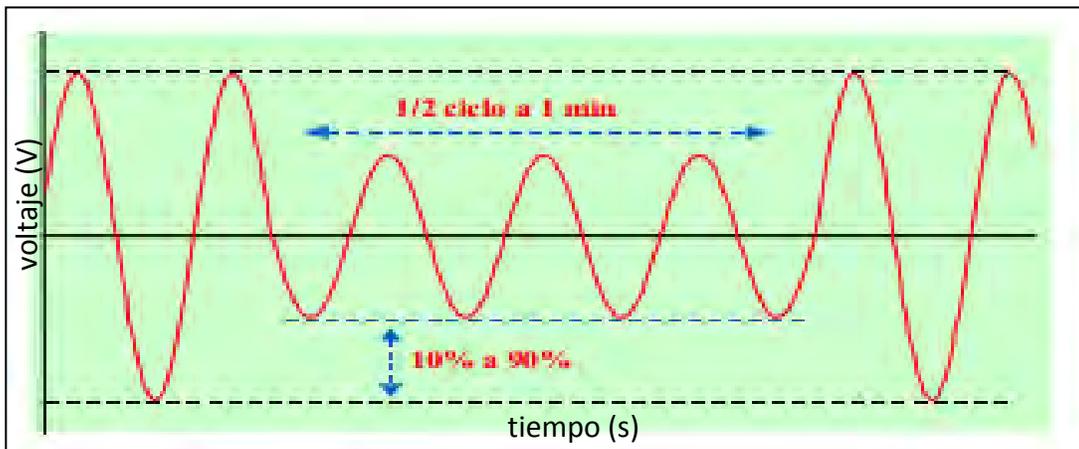


Figura 2.9 Sags abatimiento de tensión (CFE, 2009)

2.8.3 Incremento de tensión Swells (inchazón)

Los “swells” o subidas de tensión, es un incremento en el valor eficaz de la tensión entre el 1.1 y el 1.8 por unidad de la tensión de funcionamiento normal con una duración de entre medio ciclo y algunos segundos. En la Figura 2.10 se muestra un ejemplo de swells (CFE, 2009).

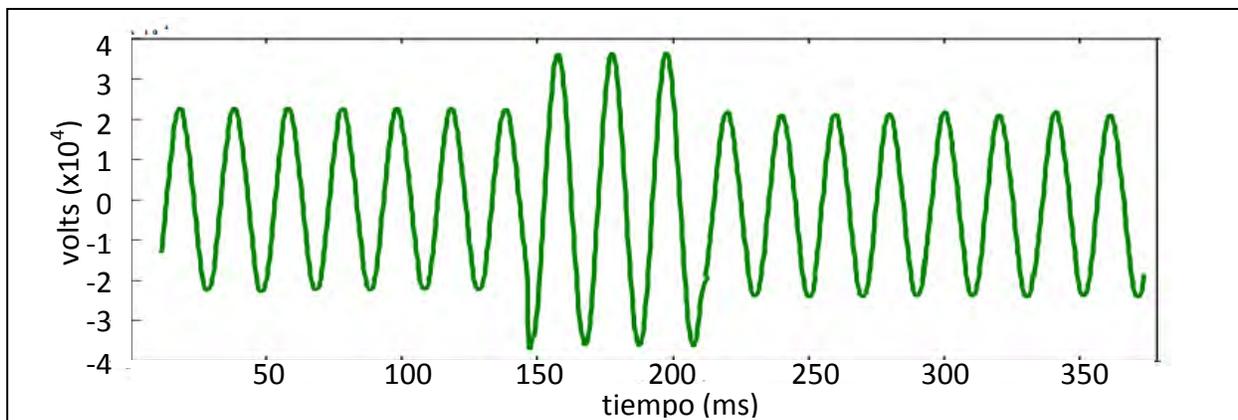


Figura 2.10 Swells incremento de tensión (CFE, 2009)

2.8.4 Distorsión armónica

Los equipos electrónicos, y en general las cargas no lineales (las cuales se han empleado cada vez más en las últimas décadas), provocan distorsión de la corriente y la tensión, las que en su forma ideal deberían ser senoidales a la frecuencia denominada fundamental. Las señales distorsionadas pueden verse, para fines de análisis, como la superposición de señales sobre la frecuencia fundamental. La característica relevante de dichas señales es que son de una frecuencia múltiplo de la fundamental, y se les denominan armónicas (Figura 2.11). De lo anterior se concluye en nombre de distorsión armónica (Barcón y col., 2013; CFE, 2009).

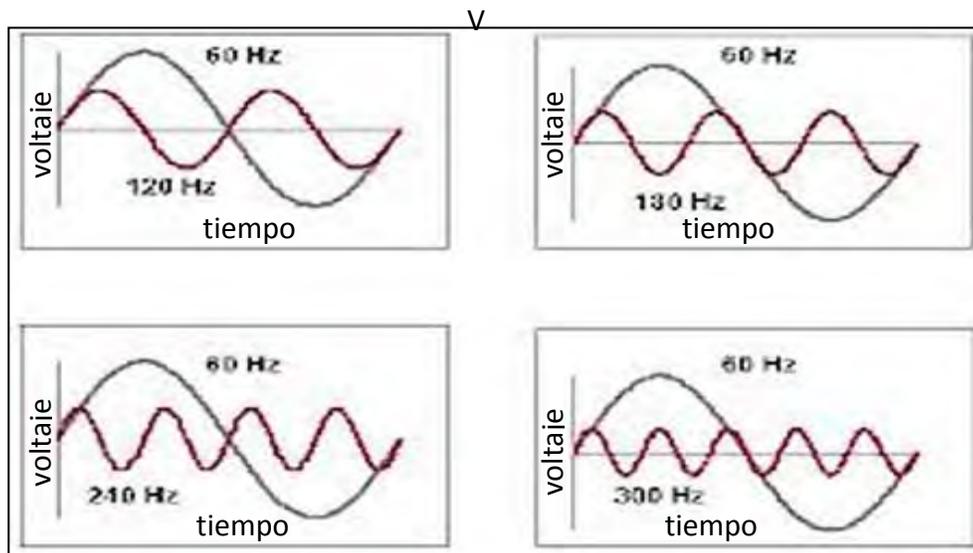


Figura 2.11 Señales múltiplo de la onda fundamental (CFE, 2009)

La circulación de corrientes armónicas por el sistema es perjudicial. Produce efectos nocivos a su paso, como el sobrecalentamiento y por consiguiente reducción en la vida útil en algunos equipos, sobre todo cuando la distorsión es elevada. La distorsión en la tensión también produce efectos nocivos (Montanari y col., 2002).

a) Distorsión armónica total

La distorsión armónica total (DAT, que por sus siglas en inglés es THD, Total Harmonic Distortion) cuantifica la cantidad de contenido armónico que tiene una función distorsionada (Arrillaga y col., 1985). En México la especificación CFE L0000-45 sobre perturbaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente del suministro de energía eléctrica, establece, aunque a manera de sugerencia, los niveles admisibles de distorsión para usuarios conectados al sistema eléctrico en

diferentes niveles de tensión. La base de esta especificación es el estándar IEEE 519-1992. Esta última es acatada en Norteamérica (CFE, 2005).

b) Pronunciamento CFE L0000-45

Los límites permisibles de distorsión armónica en tensión, están determinados por el nivel de tensión nominal del sistema eléctrico bajo análisis (Tabla 2.6).

Tabla 2.6 Límites de distorsión armónica máxima permisible en tensión (CFE, 2005)

Tensión del bus	Distorsión individual de tensión en % (por componente armónica, excepto la fundamental)	Distorsión total de tensión en % (%THDV)
Hasta 69,000 V	3.0	5.0
69,000 V a 161,000 V	1.5	2.5
161,001 V y Mayor	1.0	1.5

Para la distorsión armónica en corriente los límites están determinados por el tamaño relativo del sistema en cuestión contra el sistema del que se alimenta, y se expresa como la relación entre la corriente de corto circuito (I_{sc}) y la corriente de demanda máxima (I_L , a la frecuencia fundamental), (De la Rosa, 1996). En la Tabla 2.7 se indican los límites permisibles de distorsión para sistemas de distribución menores a 69 kV (CFE, 2005).

Tabla 2.7 Límites de distorsión armónica máxima permisible en corriente para sistemas de distribución general menores a 69,000 Volts (CFE, 2005)

Relación $ISC/IL < 20$	Límites para componentes armónicas impares en % IL					Distorsión de demanda total en % (%TDD)
	< 11	11 A 16	17 A 22	23 A 34	> 34	
Armónicas						
$ISC/IL < 20$	4	2	1.5	0.6	0.3	5
$20 < ISC/IL < 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
$50 < ISC/IL < 100$	10	4	4	1.5	0.7	12
$100 < ISC/IL < 1000$	12	5.5	5	2	1	15
$ISC/IL > 1000$	15	7	6	2.5	1.4	20

c) Soluciones al problema de las armónicas

Si existe propagación de las corrientes armónicas en las instalaciones del usuario y/o del sistema eléctrico, existen también tensiones armónicas. Si la tensión de las cargas no lineales contiene distorsión, entonces se producirá aún más distorsión en la corriente, lo cual ocasionará un funcionamiento ineficiente (Llamas y col. 2004). El usuario final, el que tiene las cargas no lineales productoras de armónicas, debe tomar las medidas necesarias para mantener la distorsión dentro de los rangos permitidos por las normas regulatorias en cada país algunas medidas son:

- Reemplazar sus cargas no lineales por otras más actuales que den la misma función pero que deberán producir menos distorsión.
- Instalar o usar dispositivos que limiten o reduzcan la distorsión, como filtros, transformadores, reactores de línea entre otros.

Estos dispositivos deben aplicarse en el punto de acoplamiento común (PAC que por sus siglas en inglés es PCC, Point of Common Connection), ya que en esa ubicación disminuye el impacto de las corrientes armónicas que se inyectan en el sistema eléctrico. Otra opción consiste en ubicarlos en la cercanía eléctrica de las cargas no lineales. Existen otras medidas de beneficio inmediato, ejemplos de estas son balancear la acometida mediante una adecuada distribución de las cargas; incrementar la potencia de cortocircuito en el nodo de suministro; instalar transformadores de aislamiento para alimentar, exclusivamente, a las cargas no lineales, etcétera (Fraile, 2003., Llamas y col., 2004).

Capítulo 3. Descripción y problemática actual del caso de estudio

3.1 Características del caso de estudio

El edificio sometido al caso de estudio corresponde a una torre ubicada sobre la avenida insurgentes la cual forma parte de un complejo ejecutivo. En esencia, es ocupado para la renta de oficinas por empresas de diferentes rubros donde instalan sus corporativos. El edificio posee 19 pisos de aproximadamente 900 m², dos más de 750 m², un pent house de 810 m², así como 6 sótanos para estacionamientos; posee además 4 elevadores de rápido ascenso y descenso. La antigüedad del inmueble es de aproximadamente 14 años, uno de los aspectos particulares de este edificio es su innovador diseño que resalta en cuanto a modernidad y lujo.

La administración del edificio cubre con los gastos de facturación eléctrica de las áreas comunes, como son la iluminación, el bombeo de aguas, aire acondicionado y el servicio de elevadores entre otros. Actualmente está contratado en tarifa horaria de media tensión con una demanda contratada de hasta 1,500 kW y una facturación mensual que va de los \$243,040.64 a los 356,991.24 pesos. Su tipo de suministro es dos por lo cual no se genera un cargo adicional por medición en baja tensión, al realizarse la medición del lado primario de los transformadores.

Es importante reiterar que el estudio se realizó únicamente para los servicios comunes y no para el suministro de cada una de los corporativos alojados. Los cuales se encuentran en tarifa 2 y 3 suministrados en baja tensión a través de subestación propiedad de CFE, por lo cual se poseen contratos y mediciones independientes.

3.2 Análisis energético

Los conceptos de mayor relevancia en la facturación son los consumos y demandas que se registran en los tres horarios, así como el factor de potencia. Con base en estos parámetros se conforma gran parte de la facturación total. En la Tabla 3.1 se presenta el historial consumo, demanda y factor de potencia (fp) para el caso sometido a estudio.

Se puede apreciar bajo consumo en horario punta, así como una demanda considerable en este mismo horario, correspondientes al periodo fuera de verano (del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril). Esto podría deberse al incremento del horario punta en dos horas en los días que van de lunes a viernes, iniciando a partir de las 18:00 horas y finalizando a las 22:00 horas lo que hace pensar que existe maquinaria o equipo que se utiliza durante estos instantes y que genera un incremento de la demanda punta así como la demanda facturable, al ser la más representativa de las tres.

Tabla 3.1 Historial de consumo, demanda y factor de potencia de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

Mes facturado	Consumo energía (kWh)				Demanda (kW)				Factor de Potencia	
	Base	Intermedio	Punta	Total	Base	Intermedio	Punta	Facturable	FP	Porcentaje de penalización
ene-12	16,100	89,400	13,700	119,200	78	473	391	416	72.2	14.8%
feb-12	15,500	83,000	12,700	111,200	77	509	458	474	72.0	15.0%
mar-12	19,200	104,100	15,600	138,900	378	556	499	517	73.1	13.8%
abr-12	16,600	110,400	4,600	131,600	84	664	149	304	75.8	11.3%
may-12	15,900	134,900	4,600	155,400	81	654	126	285	84.6	3.8%
jun-12	16,300	127,600	4,400	148,300	117	639	149	296	84.7	3.8%
jul-12	18,100	118,400	4,400	140,900	120	495	160	261	85.3	3.3%
ago-12	14,200	118,800	4,800	137,800	70	554	122	252	84.6	3.8%
sep-12	13,900	105,500	3,900	123,300	68	549	121	250	78.1	9.2%
oct-12	14,200	126,200	5,800	146,200	141	459	412	427	74.5	12.4%
nov-12	19,800	87,800	12,700	120,300	336	428	368	386	73.0	14.0%
dic-12	19,000	85,900	11,700	116,600	299	501	396	428	71.2	15.8%
ene-13	17,500	92,200	12,900	122,600	285	566	436	475	71.0	16.0%
feb-13	17,900	101,500	12,600	132,000	343	656	487	538	73.6	13.4%
Promedio	<u>16,729</u>	<u>106,121</u>	<u>8,886</u>	<u>131,736</u>	<u>177</u>	<u>550</u>	<u>305</u>	<u>379</u>	<u>77</u>	<u>11%</u>

3.2.1 Historial consumo

La energía de los servicios comunes se registra en tres consumos diferentes, correspondientes a cada uno de los horarios de la tarifa HM. El consumo en horario punta representa una parte muy pequeña con tan solo un 6.75% (Tabla 3.2) comparado con el 80.56% correspondiente al horario intermedio, el horario base se asemeja mucho al punta con un 12.7% el cual contempla básicamente la iluminación nocturna. En las Figuras 3.1 y 3.2 se muestra el historial de consumo con cada una de las proporciones así como el total considerando los kWh correspondientes.

Tabla 3.2 Historial de consumo, de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

Mes facturado	Consumo energía (kWh)			
	Base	Intermedio	Punta	Total
ene-12	16,100	89,400	13,700	119,200
feb-12	15,500	83,000	12,700	111,200
mar-12	19,200	104,100	15,600	138,900
abr-12	16,600	110,400	4,600	131,600
may-12	15,900	134,900	4,600	155,400
jun-12	16,300	127,600	4,400	148,300
jul-12	18,100	118,400	4,400	140,900
ago-12	14,200	118,800	4,800	137,800
sep-12	13,900	105,500	3,900	123,300
oct-12	14,200	126,200	5,800	146,200
nov-12	19,800	87,800	12,700	120,300
dic-12	19,000	85,900	11,700	116,600
ene-13	17,500	92,200	12,900	122,600
feb-13	17,900	101,500	12,600	132,000
Total	<u>234200</u>	<u>1485700</u>	<u>124400</u>	<u>1844300</u>
Promedio	<u>16,729</u>	<u>106,121</u>	<u>8,886</u>	<u>131,736</u>
Porcentaje	<u>12.70%</u>	<u>80.56%</u>	<u>6.75%</u>	

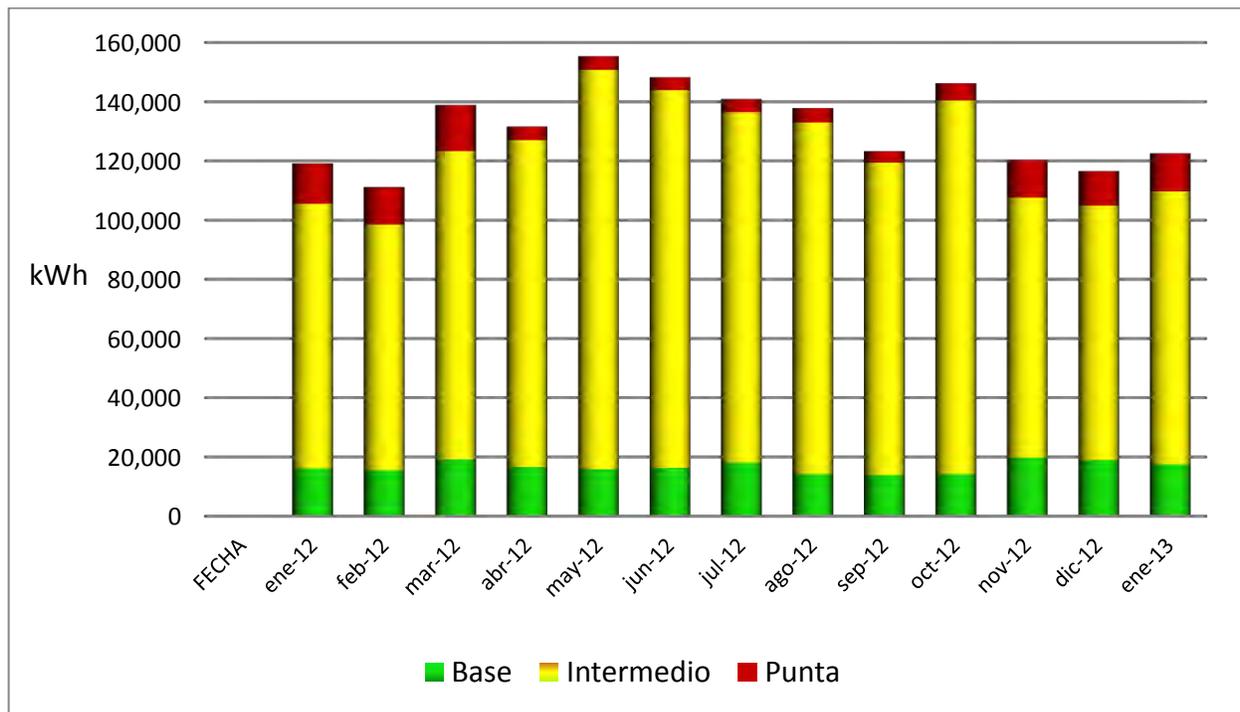


Figura 3.1 Historial de consumo en kWh por horario en el caso de estudio

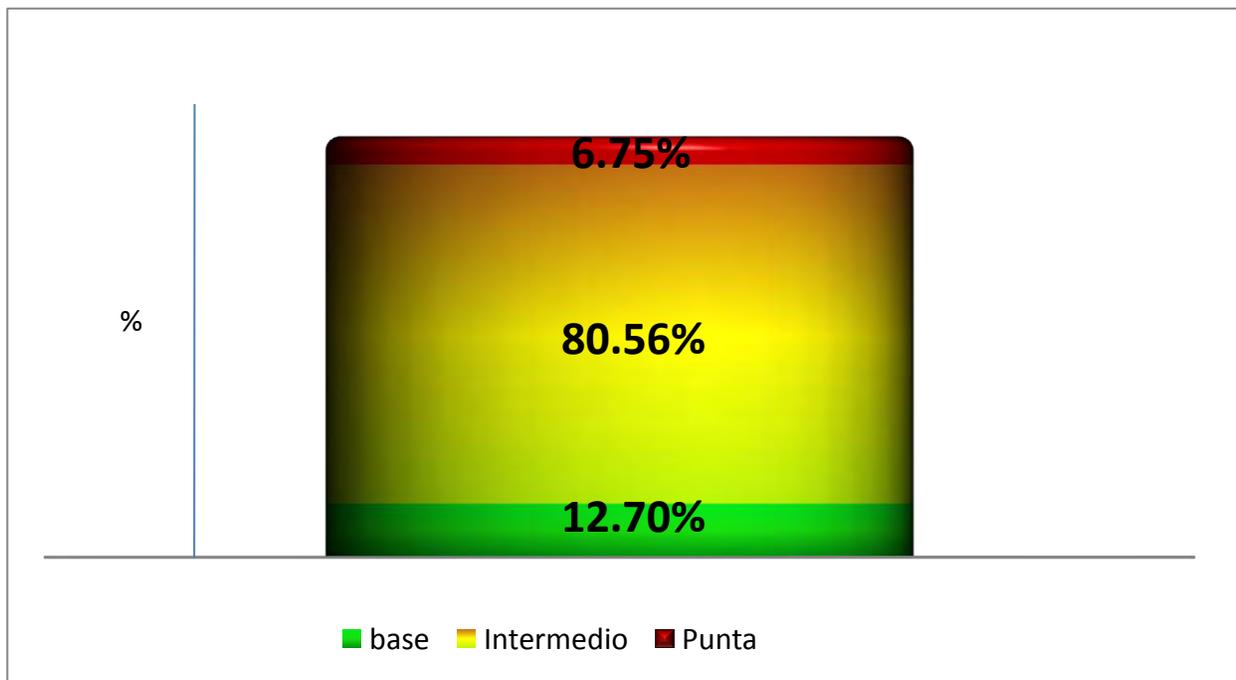


Figura 3.2 Porcentaje de proporción de consumo total por horario en el caso de estudio

3.2.2 Historial de demanda

El equipo de medición al igual que en el consumo registra tres demandas máximas correspondientes para cada horario. A partir de ellas se obtiene la demanda facturable, utilizada para generar el cargo por demanda. Un aspecto relevante es que cuando la demanda en horario punta disminuye, la demanda facturable lo hace casi de forma lineal.

En el caso de estudio se aprecia claramente una disminución considerable cuando entra el periodo de verano debido a que el horario en punta se reduce en dos horas beneficiando directamente al cargo por demanda facturable. Por lo anterior sería ideal implementar un control de demanda para el periodo fuera de verano donde el horario punta abarca 4 horas. En la Tabla 3.3 y Figura 3.3 se muestra el registro de las demandas por horario así como la facturable.

Tabla 3.3 Historial de demanda de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

Mes facturado	Demanda (kW)			
	Base	Intermedio	Punta	Facturable
ene-12	78	473	391	416
feb-12	77	509	458	474
mar-12	378	556	499	517
abr-12	84	664	149	304
may-12	81	654	126	285
jun-12	117	639	149	296
jul-12	120	495	160	261
ago-12	70	554	122	252
sep-12	68	549	121	250
oct-12	141	459	412	427
nov-12	336	428	368	386
dic-12	299	501	396	428
ene-13	285	566	436	475
feb-13	343	656	487	538
Promedio	<u>177</u>	<u>550</u>	<u>305</u>	<u>379</u>

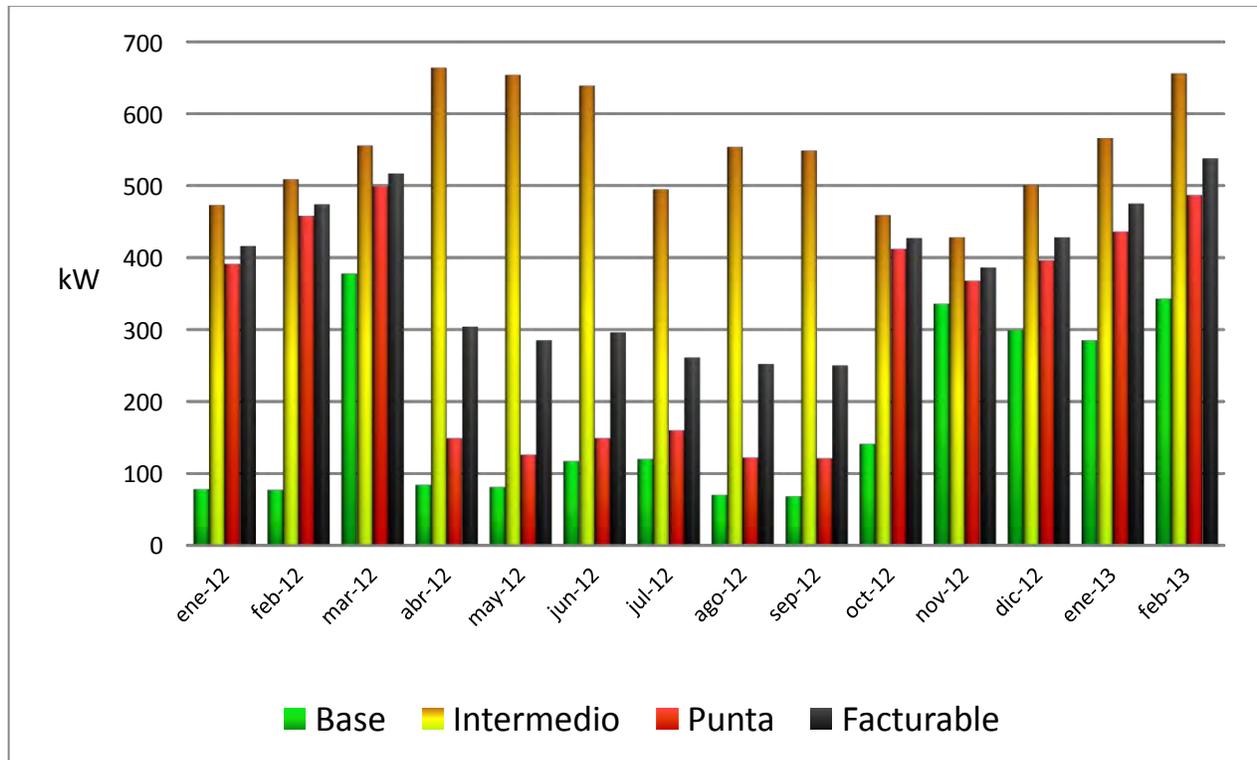


Figura 3.3 Historial de demanda (kW) por horario y facturable de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

3.2.3 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 céntimos 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 3.4 y la Figura 3.4, se muestra el historial de factor de potencia para el edificio sometido a caso de estudio así como el porcentaje de penalización y el costo generado, el cual es obtenido a partir de la ecuación mencionada en el capítulo 2.

$$Cargo = \left(\frac{3}{5}\right) \left(\frac{90}{fp} - 1\right) (Facturación\ normal...!) \quad (2-6)$$

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 \$ 25,415 pesos. El problema disminuye en los periodos que van de mayo a septiembre, lo cual hace referencia a los meses más calurosos donde se requiere mayor demanda de equipos de aire acondicionado los cuales probablemente requieran de un mayor consumo de kWh que de kVArh, resultando en un incremento no intencionado del fp, sin embargo el valor aún sigue estando por debajo del 90%.

Tabla 3.4 Historial de factor de potencia, de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

Mes Facturado	FP	Porcentaje de penalización en FN	Cargo por bajo FP
ene-12	72.2	14.8%	\$35,215.11
feb-12	72.0	15.0%	\$35,646.33
mar-12	73.1	13.8%	\$37,319.55
abr-12	75.8	11.3%	\$23,876.18
may-12	84.6	3.8%	\$9,059.73
jun-12	84.7	3.8%	\$8,801.09
jul-12	85.3	3.3%	\$7,350.71
ago-12	84.6	3.8%	\$8,319.83
sep-12	78.1	9.2%	\$17,651.68
oct-12	74.5	12.4%	\$30,609.47
nov-12	73.0	14.0%	\$31,224.65
dic-12	71.2	15.8%	\$36,186.59
ene-13	71.0	16.0%	\$39,516.71
feb-13	73.6	13.4%	\$35,043.52
Promedio	77	11%	\$25,415.79

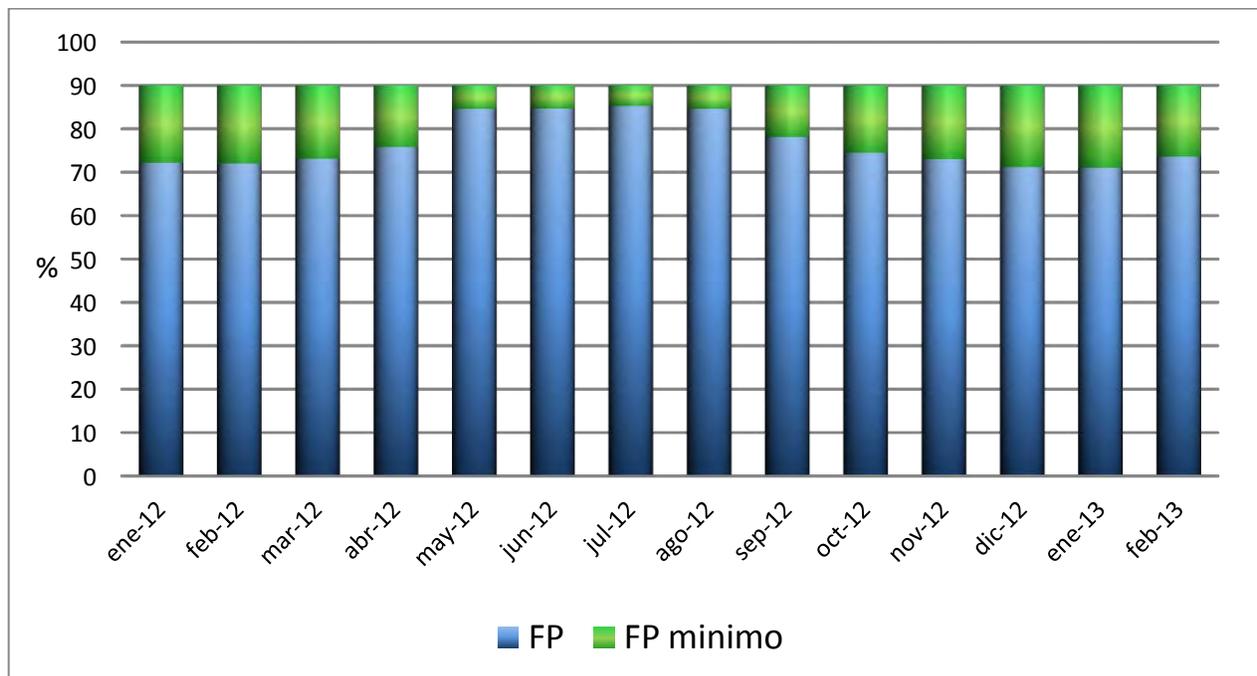


Figura 3.4. Historial de factor de potencia y mínimo requerido para no generar penalización en el caso de estudio

3.3 Análisis de la facturación

Para el análisis de la facturación se consideró el historial de los importes generados por consumo, demanda facturable, factor de potencia, así como el IVA y el importe total, conceptos considerados mes con mes en cada facturación. En la Tabla 3.5 se muestran los cargos antes mencionados, así como el desglose de los importes por cada horario de los consumos base intermedio y punta. De igual forma en la Figura 3.5 se muestra la proporción del costo que representa cada uno de los conceptos que integran la facturación.

El consumo abarca la mayor parte de la facturación seguido por el cargo por demanda facturable, a pesar de que el bajo FP genera una penalización no mayor a los conceptos antes mencionados, el impacto es de consideración si se toma en cuenta que es un pago extra que no debería existir si se tuviese un banco de capacitores o bien un filtro. Las facturaciones llegan a ser mayores durante el periodo comprendido fuera de verano (octubre a marzo) el cual coincide con el aumento de dos horas más, al horario punta. Este aumento se debe sobre todo al incremento en la demanda facturable (barra en lila de la Figura 3.5), lo cual pudiese reducirse si se realiza una mejor administración de la demanda. En la Figura 3.6 se muestran los porcentajes correspondientes (promedio) a los 3 parámetros principales que conforman la facturación neta (sin IVA), en el cual el consumo abarca la mayor parte con el 64.04 % seguido de la demanda con el 26.14% y por último el cargo por bajo factor de potencia con el 9.82 %.

3.4 Áreas de oportunidad previstas

En primera instancia se puede observar que el servicio presenta área de oportunidad clara en cuanto ahorro de energía en consumo y demanda. Esto se lograría transfiriendo parte de la carga utilizada en horario punta al intermedio/base o bien recorriendo los horarios antes de las 18 horas. De tal modo que el horario punta quede despejado lo mayormente posible de carga.

La mejora del factor de potencia generaría un ahorro considerable a largo plazo, para ello se necesitaría una inversión inicial para la implementación de un banco de capacitores o filtros según sea necesario, lo que implica considerar tiempos de amortización del gasto. En los 14 meses mostrados de enero 2012 a febrero del 2013 se generó un total de \$355,821.15 pesos en penalizaciones, comparable con el costo de una facturación mensual del servicio. Es necesaria la ejecución de un análisis más técnico y profundo para desarrollar dichas áreas mencionadas a través de un censo de carga, así como el monitoreo con un analizador de redes a fin de formular propuestas de ahorro coherentes y acordes a las necesidades del edificio.

3.5 Metodología empleada para la elaboración del perfil de ahorro energético

La metodología utilizada para desarrollar el perfil de ahorro energético conlleva una serie de acciones y análisis que derivan en resultados de diferentes tipos acordes a los procedimientos llevados a cabo por la CFE. En la Figura 3.7 se muestra la metodología utilizada para el caso de estudio.

Tabla 3.5 Historial de cargos por energía, demanda facturable, factor de potencia y total de enero 2012 a febrero 2013 en el caso de estudio

Mes facturado	Costos por energía consumida (pesos)				Cargo por Demanda	Cargo por bajo FP	Facturación Neta (FN)	Importe IVA	Facturación Total
	Base	Intermedia	Punta	Energía total					
ene-12	\$17,669.75	\$117,382.20	\$29,060.44	\$164,112.39	\$73,827.52	\$35,215.11	\$273,155.02	\$43,704.80	\$316,859.82
feb-12	\$17,031.40	\$109,111.80	\$27,017.98	\$153,161.18	\$84,481.02	\$35,646.33	\$273,288.53	\$43,726.16	\$317,014.69
mar-12	\$19,489.92	\$126,419.04	\$32,082.96	\$177,991.92	\$92,439.60	\$37,319.55	\$307,751.07	\$49,240.17	\$356,991.24
abr-12	\$16,502.06	\$131,298.72	\$9,350.42	\$157,151.20	\$54,142.40	\$23,876.18	\$235,169.78	\$37,627.16	\$272,796.94
may-12	\$15,973.14	\$162,136.31	\$9,409.30	\$187,518.75	\$50,895.30	\$9,059.73	\$247,473.78	\$39,595.80	\$287,069.58
jun-12	\$16,366.83	\$153,285.88	\$9,006.36	\$178,659.07	\$52,948.48	\$8,801.09	\$240,408.64	\$38,465.38	\$278,874.02
jul-12	\$18,883.73	\$147,786.88	\$9,189.40	\$175,860.01	\$46,888.65	\$7,350.71	\$230,099.37	\$36,815.89	\$266,915.26
ago-12	\$14,840.42	\$148,535.64	\$10,060.80	\$173,436.86	\$45,506.16	\$8,319.83	\$227,262.85	\$36,362.05	\$263,624.90
sep-12	\$13,815.21	\$125,439.50	\$7,943.91	\$147,198.62	\$44,667.50	\$17,651.68	\$209,517.80	\$33,522.84	\$243,040.64
oct-12	\$13,690.22	\$145,546.46	\$11,624.94	\$170,861.62	\$75,988.92	\$30,609.47	\$277,460.01	\$39,075.98	\$316,535.99
nov-12	\$20,330.64	\$107,844.74	\$26,207.72	\$154,383.10	\$68,650.10	\$31,224.65	\$254,257.85	\$40,681.25	\$294,939.10
dic-12	\$20,050.70	\$108,440.16	\$24,448.32	\$152,939.18	\$76,089.84	\$36,186.59	\$265,215.61	\$42,434.49	\$307,650.10
ene-13	\$18,480.00	\$116,476.26	\$27,055.17	\$162,011.43	\$84,968.00	\$39,516.71	\$286,496.14	\$45,839.38	\$332,335.52
feb-13	\$17,960.86	\$121,840.60	\$25,775.82	\$165,577.28	\$95,941.54	\$35,043.52	\$296,562.34	\$47,449.97	\$344,012.31
TOTAL	<u>241,084.88</u>	<u>1,821,544.19</u>	<u>258,233.54</u>	<u>2,320,862.61</u>	<u>947,435.03</u>	<u>355,821.15</u>	<u>3,624,118.79</u>	<u>574,541.32</u>	<u>4,198,660.11</u>

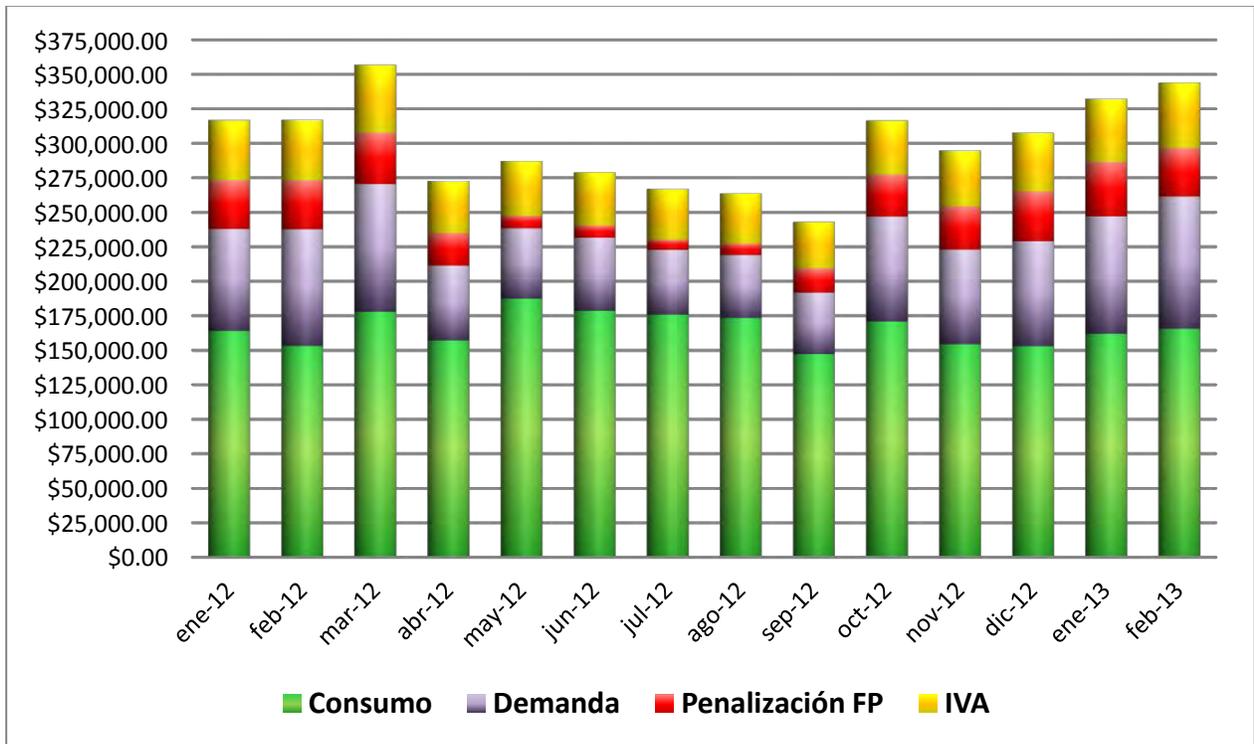


Figura 3.5 Cargos que integran la facturación en el caso de estudio

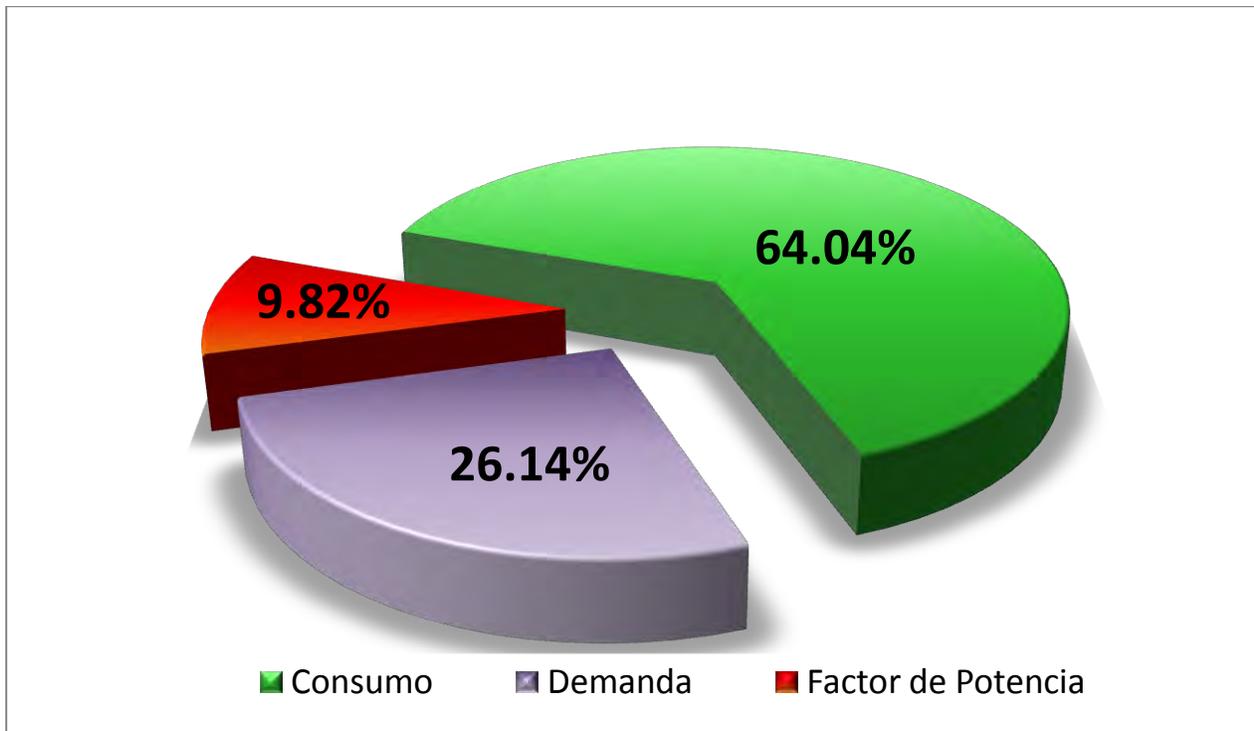


Figura 3.6 Resumen promedio del porcentaje de la facturación en consumo, demanda y FP en el caso de estudio

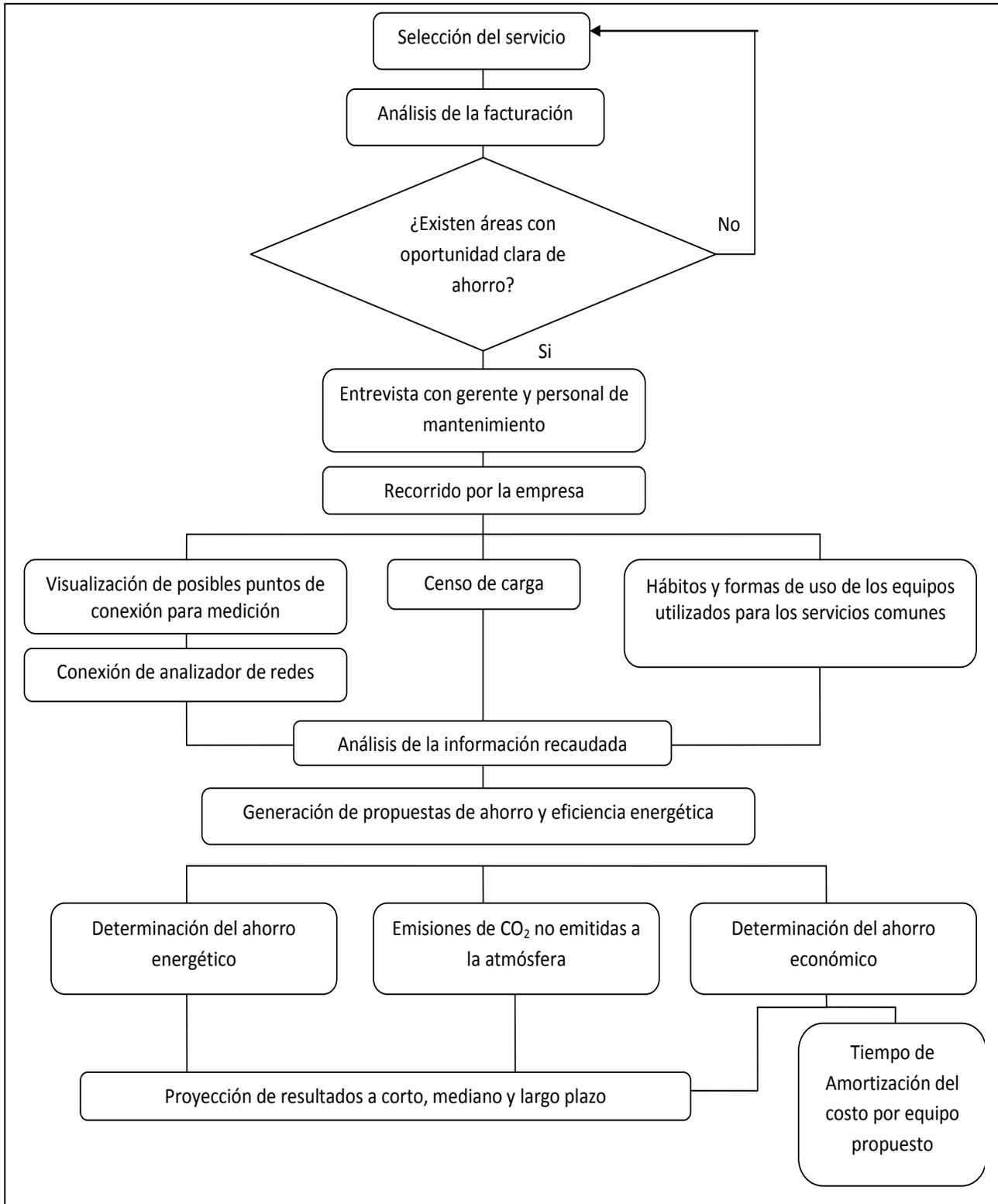


Figura 3.7 Metodología empleada para el desarrollo del perfil de ahorro energético en el caso de estudio

Capítulo 4. Desarrollo del perfil de ahorro energético

4.1 Entrevista con gerente y personal de mantenimiento

Para el desarrollo adecuado del perfil de ahorro energético se realizó una entrevista con el gerente y encargados de mantenimiento, a los cuales se les presentaron las áreas de oportunidad en base al historial de facturación así como la explicación de la tarifa HM y sus ventajas. Los puntos más relevantes de dicha reunión fueron:

- Los ahorros aproximados que se podrían obtener al realizar una disminución del consumo y demanda en horario punta del 50% y 75% respectivamente.
- Los horarios de uso del sistema de aire acondicionado los cuales operan de las 7:00 hrs a las 19:00 hrs.
- La longevidad de la mayor parte de los equipos dedicados a los servicios comunes de los cuales ninguno rebasa los 14 años.
- La dimensión de los cargos generados a partir del bajo factor de potencia según nuestro análisis.
- Se habló sobre la posibilidad de instalar bancos y filtros de armónicas para la mejora en calidad de energía, para lo cual se mostraron con ciertas limitaciones en cuanto a inversión de equipos se refiere.
- Las ventajas y necesidad de desarrollar un perfil de ahorro energético en los servicios comunes, para determinar propuestas de ahorro energético concisas y con certeros.

4.2 Recorrido por el inmueble

Se realizó una inspección visual de todos los equipos instalados en el edificio, así como su ubicación, también se tomaron datos de placa de aquellos cuyo consumo es considerable. Se visitaron las dos subestaciones para identificar las capacidades de los transformadores, así como los tableros principales para ubicar el punto más factible para la conexión del analizador de redes. Durante el recorrido se indagó en los modos de utilización de los equipos con la finalidad de identificar las cargas principales en donde se podrían cambiar los hábitos de consumo y demanda, así mismo se solicitaron datos del tiempo de utilización de cada uno para desarrollar el censo de cargas.

En el transcurso del recorrido se pudo apreciar una carga considerable de equipos que utilizan motores sin bancos de capacitores, lo cual da referencia de la razón por la cual se tiene un bajo factor de potencia, de igual forma se posee una carga moderada de equipo de control y automatización así como electrónica, motivo por el cual se supuso que existirían niveles de distorsión armónica de consideración.

4.3 Subestaciones de los servicios comunes

El edificio cuenta con 3 subestaciones de las cuales dos son utilizados para los servicios comunes. En la primera subestación se encuentra el transformador uno, con capacidad de 750 kVA así como dos secundarios de menor potencia para soportar cargas menores y de respaldo todos ubicados en el sótano dos. En las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se muestran dichos equipos así como sus datos de placa.



Figura 4.1 Transformador #1, capacidad de 750 KVA, 23kV - 440/254V, marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio



Figura 4.2 Transformador secundario #1, capacidad de 225 kVA, 440 - 220/127V, marca VOLTRAN instalado en el caso de estudio



Figura 4.3 Transformador secundario #2, capacidad de 112.5 kVA, 440 - 220/127V marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio

En la azotea se encuentra la subestación dos, donde se ubican dos transformadores de 750 KVA similares a los de la subestación uno con sus respectivos centros de carga (Figura 4.4).



Figura 4.4 Transformador #2 y #3, capacidad de 750 kVA, 23kV - 440/254V, marca VOLTRAN instalados en el caso de estudio

4.4 Censo de carga

El censo de carga se realiza con el objeto de conocer el tipo de maquinaria y equipos así como sus horarios y su forma de uso. Es necesaria la realización de un censo de carga donde se pueda realizar una estimación de la distribución del consumo energético de cada uno de los sistemas que conforman los servicios del inmueble.

4.4.1 Distribución de los diferentes sistemas en los servicios comunes

El censo de cargas se realizó con base a los diferentes servicios que se proporcionan, los cuales se resumen en cinco principales sistemas distribuidos de la siguiente forma:

1. Sistema de aire acondicionado y ventilación: Constituido principalmente por los chillers (generadores de agua helada), unidades manejadoras de aire (uma), unidades paquete, ventiladores y bombas primarias y secundarias de los chillers.
2. Sistema hidráulico: Conformado por bombas de agua para servicios diversos (potable, pluvial, tratada).
3. Sistema de elevadores y montacargas: Los cuales poseen motores y electrónica de control para el ascenso y descenso de personal y/o paquetería.
4. Sistema de extracción de emisiones: Conformado por motores de ventiladores en su mayoría de $\frac{3}{4}$ de HP para la extracción de gases tóxicos emitidos por los vehículos que circulan por los estacionamientos ubicados en el sótano.
5. Sistema de iluminación: Constituido por lámparas fluorescentes y sus balastos empleados para la iluminación de pasillos, escaleras, sótanos y oficinas administrativas del edificio.

Es importante mencionar que los valores de tiempo de utilización de los equipos fueron proporcionados por el personal de mantenimiento del edificio. Sin embargo, estos pueden variar, por ello también se instaló el analizador de redes el cual posee la capacidad de reflejar valores más precisos. Sin embargo, se puede obtener un valor aproximado del consumo total e identificar los equipos que más se usan, de ahí la necesidad de la comunicación con el personal a cargo y su valiosa y esencial información en cuanto a su modo de operar.

4.4.2 Sistema de aire acondicionado y ventilación

Para el sistema de aire acondicionado y ventilación se han considerado todos aquellos equipos que intervienen en el proceso de enfriamiento, ventilación y bombeo de líquidos para la climatización de espacios en el edificio. En la Tabla 4.1 se muestra el censo en el sistema de aire acondicionado.

Tabla 4.1 Censo de carga en sistema de aire acondicionado y ventilación en el caso de estudio

Equipo	Cant.	Potencia [kW]	Potencia total [kW]	Horas p/día	Consumo por día [kWh]	Días de uso al mes	Consumo por mes [kWh]
Chiller 1	1	277.00	277.00	8	2,216.00	10	22,160.00
Chiller 2	1	277.00	277.00	2	554.00	10	5540.00
Chiller 3	1	277.00	277.00	Sin uso			
UMA 5-20	16	15hp 11.19	179.04	6	1,074.24	10	10,742.40
UMA 1,2,4	3	10 HP 7.46	22.38	6	134.28	10	1,342.80
UMA 2	1	20 HP 14.92	14.92	6	89.52	10	895.20
UMA de auditorio	1	3 HP 2.23	2.23	2	4.47	5	22.38
Bombas primarias	2	10HP 7.46	14.92	8	119.36	10	1,193.60
Bomba primaria	1	10HP 7.46	7.46	Uso casi nulo			
Bombas secundarias	2	30HP 22.38	44.76	8	358.08	10	3,580.80
Bomba secundaria	1	30HP 22.38	22.38	Uso casi nulo			
Unidad paquete 1 y 2 para elevadores	2	23.36	46.76	8	374.14	20	7,482.88
Unidad paquete para auditorio	1	23.36	23.36	Uso casi nulo			
Unidad paquete 3 para elevador de emergencia	1	23.36	23.36	1	23.364	4	93.45
Ventilador de aire	1	11.19	11.19	13	145.47	20	2,909.40
Extractor de aire	1	11.19	11.19	13	145.47	20	2,909.40
Total			<u>1,254.97</u>		<u>4,192.23</u>		<u>58,872.32</u>

UMA: unidad manejadora de aire

Las unidades generadoras de agua helada llamadas *chiller* así como las unidades manejadoras de aire (UMA) poseen la mayor demanda energética así como de consumo con el 47% y 22% respectivamente (Figura 4.5). Esto se debe a que el inmueble presta el servicio de aire acondicionado para cada uno de los pisos de las empresas que alberga. Cada nivel está provisto con una unidad manejadora de aire, que en conjunto suman 21 equipos, sin embargo no siempre es utilizado al máximo de su capacidad ni al mismo tiempo en todos los pisos ya que esto depende de los requerimientos y costumbres de los clientes. De igual forma el personal de mantenimiento comentó que comúnmente solo se utiliza el chiller número uno para solventar los requerimientos necesarios de aire acondicionado del inmueble, quedando los otros dos equipos solo para usos esporádicos en días muy calurosos. Es importante resaltar la demanda que requiere cada uno de los chillers, la cual se encuentra alrededor de los 277 kW, siendo los equipos de mayor demanda en todo el edificio.

Al ser de los equipos de mayor demanda es necesario prestar especial atención a los chillers, ya que los horarios de uso llegan a contemplar el horario punta durante los periodos que están fuera de verano, lo cual incrementa el cargo por demanda facturable. Debido a esto los equipos generadores de agua helada y las manejadoras de aire serían el núcleo para la formulación de una propuesta de administración de la demanda.

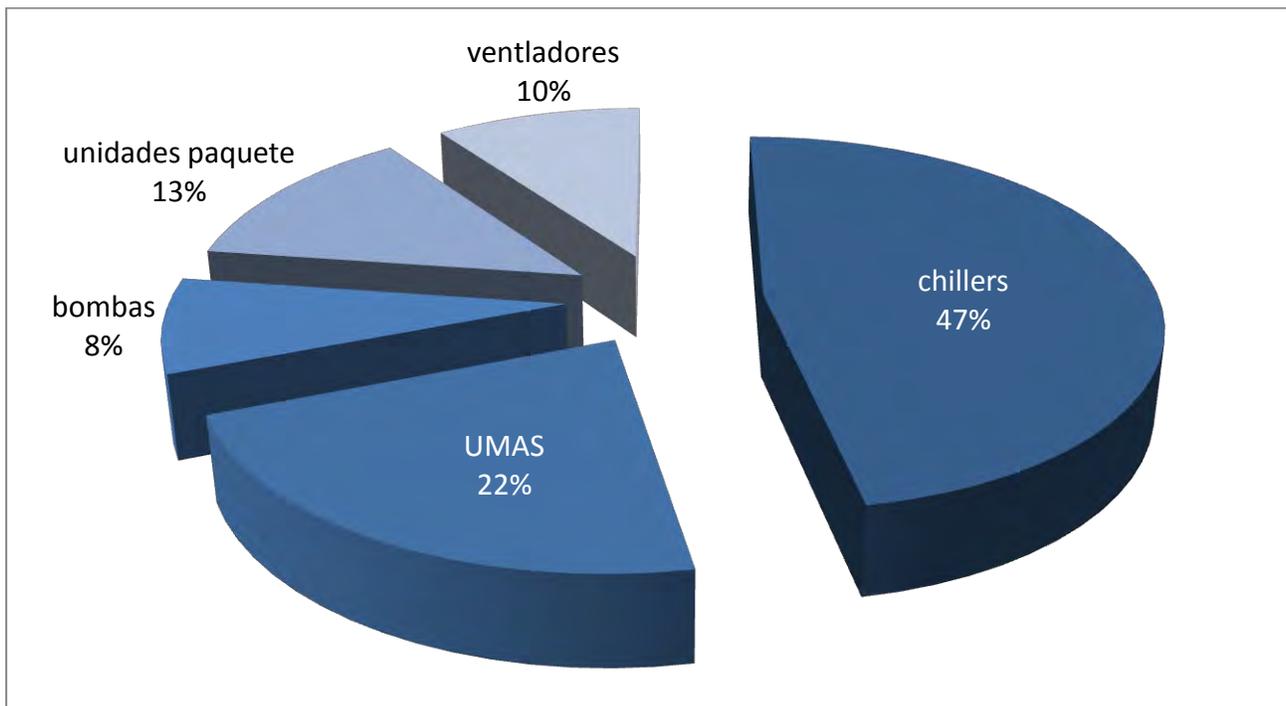


Figura 4.5 Distribución del consumo en el sistema de aire acondicionado y ventilación en el caso de estudio

4.4.3 Sistema hidráulico

Para la realización del censo en el sistema hidráulico se consideraron todos los equipos que intervienen en el proceso de bombeo de agua (motores) para los diferentes servicios con excepción de los utilizados para los chillers. Se tomó en cuenta la potencia de cada equipo y el tiempo de uso aproximado (Tabla 4.2).

La suma del consumo mensual por parte del sistema hidráulico es de 12,331.38 kWh con una potencia total de 91.01 kW. Sin embargo es importante mencionar y considerar que muchos de los servicios para los que se emplea el bombeo como son el agua pluvial no son ocupados en buena parte del año. Cabe resaltar la potencia requerida por parte de las bombas de agua potable ya que son las de mayor caballaje con 30 HP cada una, lo que suma 44.76 kW totales.

Tabla 4.2 Censo de carga en sistema hidráulico

Equipo	Cant.	Potencia [kW]	Potencia total [kW]	Horas p/día	Consumo por día [kWh]	Días de uso al mes	Consumo por mes [kWh]
Bomba agua tratada	2	10 HP 7.46	14.92	5	74.60	20	1,492.00
Bombas de agua potable	2	30 HP 22.38	44.76	7	313.32	25	7,833.00
Bombas agua pluvial	2	2 HP 1.49	2.98	5	14.92	4	59.68
Bomba de cárcamo	2	3 HP 2.23	4.47	5	22.38	25	559.50
Bomba pci	1	20 HP 14.92	14.92	5	74.60	20	1,49.00
Bomba de tratamiento	2	6 HP 4.47	8.95	5	44.76	20	895.20
<u>Total</u>			<u>91.012</u>		<u>544.58</u>		<u>12,331.38</u>

Las bombas de agua potable acaparan más del 50% del consumo mensual del sistema hidráulico con un 63.52% de la energía consumida (Figura 4.6). Esto resulta ser lógico y evidente debido a que es un servicio que es requerido constantemente durante el horario de actividad y no depende mucho de factores externos como la temperatura ambiente como pasa con el aire acondicionado. Por el contrario, el bombeo de agua pluvial representa una mínima parte con menos del 1% del consumo mensual utilizada solo en temporada de lluvias.

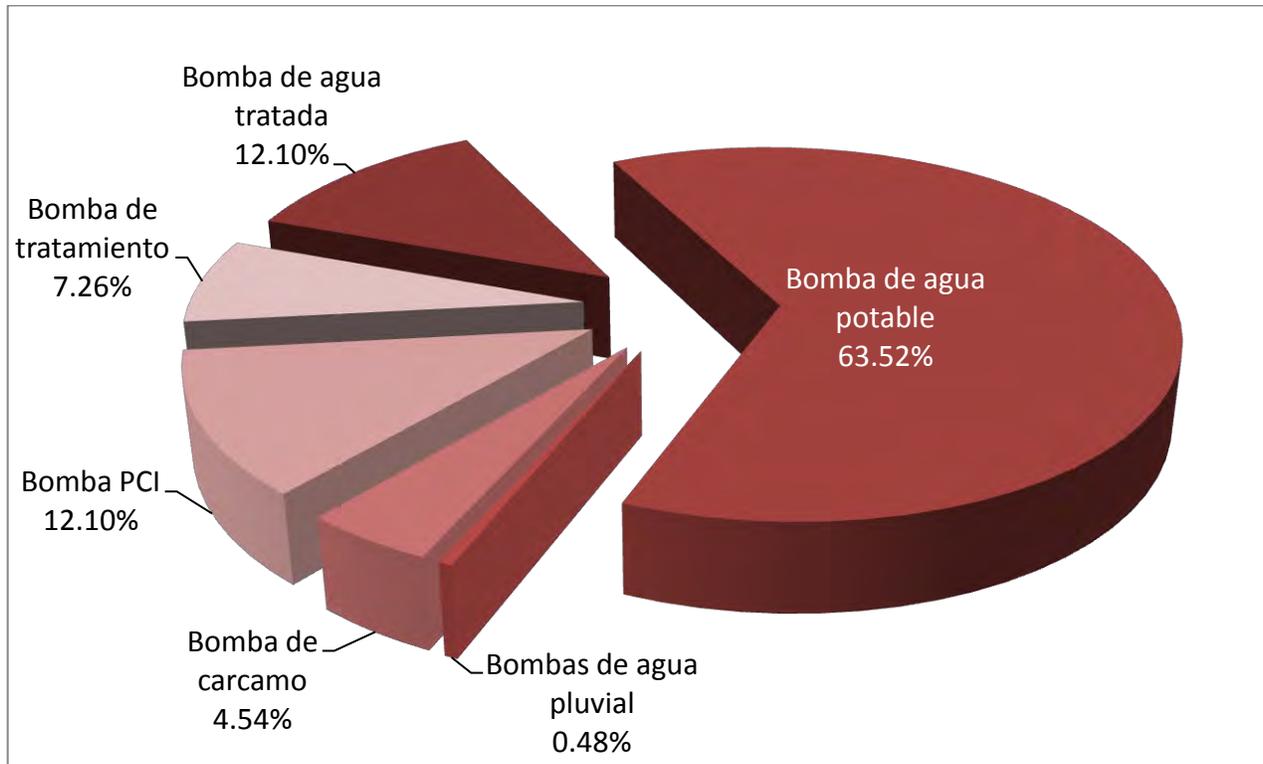


Figura 4.6 Distribución del consumo en el sistema hidráulico en el caso de estudio

4.4.4 Sistema de elevadores y montacargas

Los elevadores son de los equipos de uso más constante pero intermitente dentro del edificio. Es usado por el personal que labora así como por visitantes y mensajeros, cabe resaltar que son elevadores que soportan hasta 14 personas y el ascenso y descenso es sumamente rápido para lo cual son empleados motores de potencias considerables, en conjunto con variadores de velocidad. Al igual que los elevadores, el montacargas también conforma parte del sistema, sin embargo, su uso resulta ser más esporádico. En la Tabla 4.3 se muestran las potencias y consumos para el censo de carga del sistema de montacargas y elevadores.

Tabla 4.3 Censo de carga en el sistema de elevadores y montacargas en el caso de estudio

Equipo	Cant.	Potencia [kW]	Potencia total [kW]	Horas p/día	Consumo por día [kWh]	Días de uso al mes	Consumo por mes [kWh]
Elevadores principales	4	43 kW	172	7	1,204	26	31,304
Elevadores de sótanos	2	22 kW	44	5	220	20	4,400
Elevador montacargas	1	43 Kw	43	2	86	26	2,236
<u>Total</u>			<u>259</u>		<u>1,510</u>		<u>37,940</u>

A pesar de ser pocos equipos (apenas 7) el sistema de montacargas y elevadores genera un consumo considerable de aproximadamente 37,940 kWh mensuales, equivalente al 64% de lo que consume el sistema de aire acondicionado (58,872.32 kWh). En la Figura 4.7 se muestra la distribución y proporción del consumo de cada uno de los elevadores.

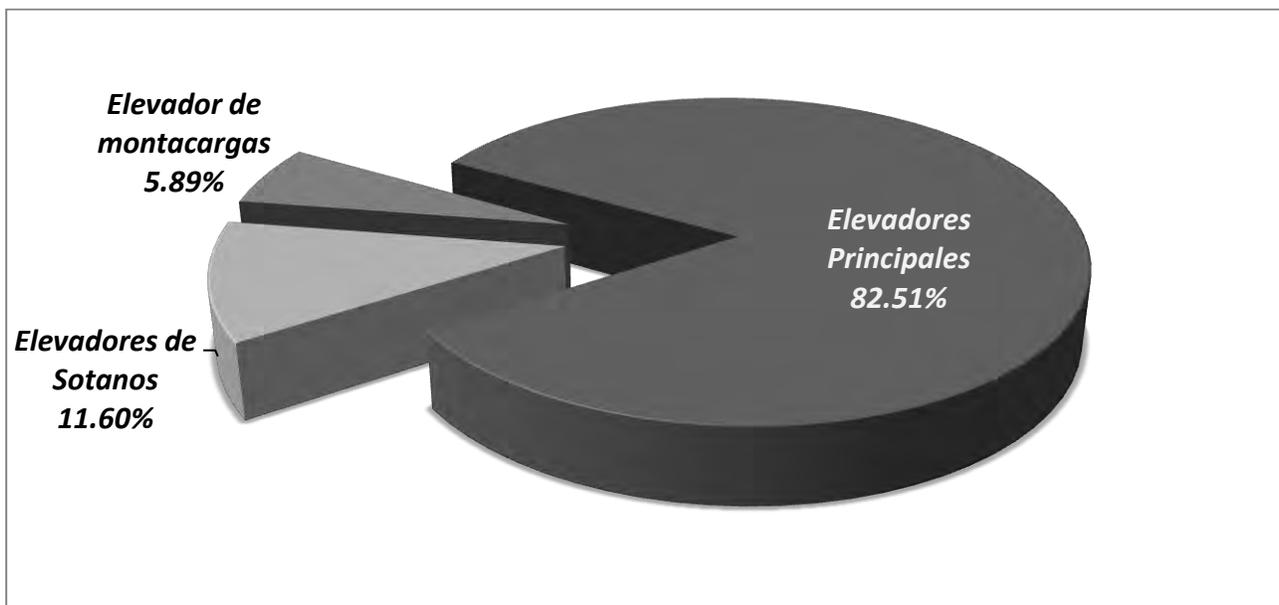


Figura 4.7 Distribución del consumo en el sistema de elevadores y montacargas en el caso de estudio

La mayor parte del consumo es requerida por los elevadores principales con el 82.51% (31,304 kWh), los cuales se desplazan por 22 niveles mientras que los elevadores de los sótanos se desplazan solo 6, y dan servicio a los estacionamientos, cuyo uso es mas esporádico.

4.4.5 Sistema extracción de emisiones vehiculares

Una de los elementos de seguridad en los sótanos, es el sistema de extracción de emisiones vehiculares con el cual se evita la concentración del dióxido de carbono derivado de la combustión de los motores a gasolina. En la Tabla 4.4 se muestran los consumos de energía generados por los motores axiales. Es importante mencionar que de los cinco sistemas en los que se distribuye la carga, este sistema es el que menos consumo registra, con tan solo 721.35 kWh mensuales debido a su poco uso. En la Figura 4.8 se muestra la distribución del consumo para cada modelo de motor empleado.

Tabla 4.4 Censo de carga en el sistema de extracción de emisiones en el caso de estudio

Equipo	Cant.	Potencia [kW]	Potencia total [kW]	Horas p/día	Consumo por día [kWh]	Días de uso al mes	Consumo por mes [kWh]
Motores axiales	27	0.75 hp 0.55	15.09	2	30.18	15	452.79
Motores axiales	12	1 hp 0.74	8.95	2	17.90	15	268.56
<u>Total</u>			<u>24.04</u>		<u>48.09</u>		<u>721.35</u>

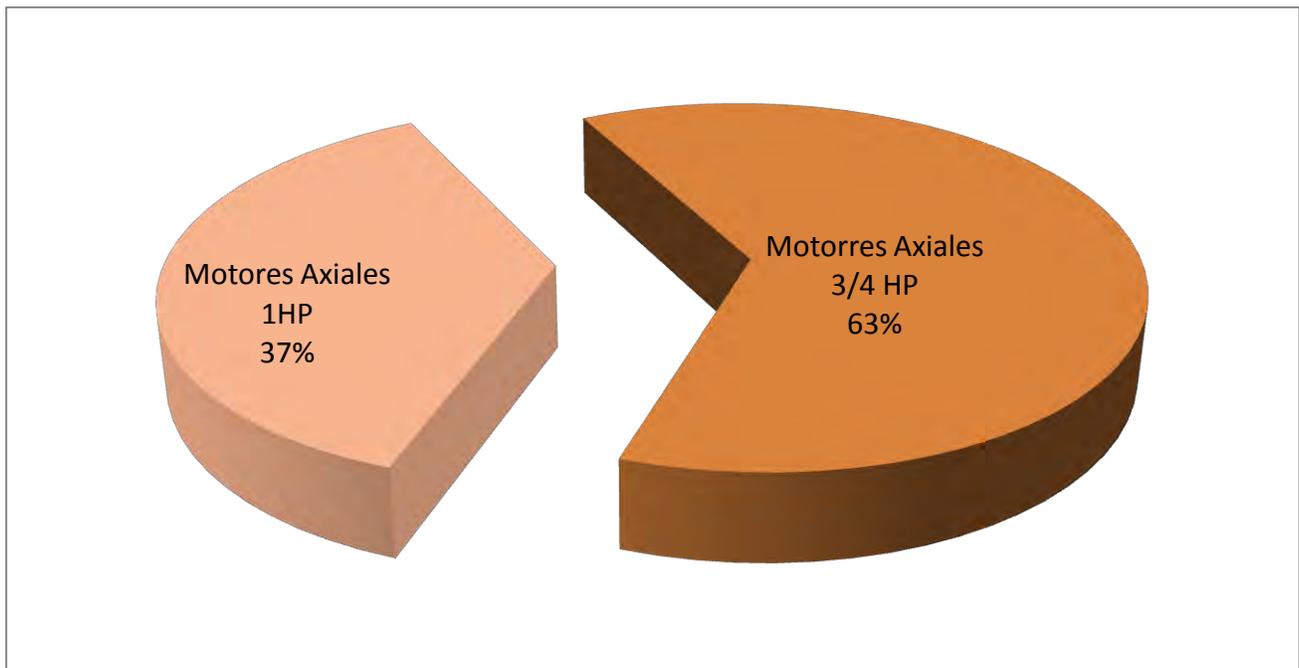


Figura 4.8 Distribución del consumo en el sistema de extracción de emisiones en los sótanos del caso de estudio

4.4.6 Sistema de iluminación

Al igual que el sistema hidráulico, el sistema de iluminación resulta ser un servicio indispensable para el inmueble, donde se pueden encontrar una gran variedad de lámparas entre las que destacan los arreglos de 2 x 32 watts de T8. El censo se realizó mediante las potencias totales de cada sección del edificio como se muestra (Tabla 4.5). Es importante destacar el uso continuo que se le da a este sistema ya que una de las políticas es mantener el sistema encendido las 24 horas en casi todos los días del mes, con excepción de algunas secciones.

Tabla 4.5 Censo de carga en el sistema de iluminación del caso de estudio

Equipo	Cant.	Potencia [kW]	Potencia total [kW]	Horas p/día	Consumo por día [kWh]	Días de uso al mes	Consumo por mes [kWh]
Alumbrado sótano 1,2,3	1	9.80	9.8	24	235.2	30	7,056.00
Alumbrado sótano 4,5,6	1	6.75	6.75	24	162	30	4,860.00
Alumbrado sótano 7 y 8	1	6.75	6.75	24	162	30	4,860.00
Alumbrado de PB y Piso 1	1	5.43	5.43	24	130.32	24	3,127.68
Alumbrado Piso 2 al 7	1	6.38	6.38	24	153.12	24	3,674.88
Alumbrado Piso 8 al 13	1	6.38	6.38	24	153.12	24	3,674.88
Alumbrado Piso 14 al 19	1	6.38	6.38	24	153.12	24	3,674.88
Alumbrado Piso 20	1	4.56	4.56	24	109.44	24	2,626.56
Alumbrado escaleras	1	4.4	4.4	24	105.6	24	2,534.40
TOTAL			<u>56.83</u>		<u>1363.9</u>		<u>36,089</u>

Al igual que el sistema de montacargas y elevadores el sistema de iluminación representa una parte considerable del consumo del edificio con 36,089 kWh al mes. Sin embargo, a diferencia de este, una de las medidas que se pudiesen realizar para el ahorro en iluminación, sería el prescindir de la mitad de las luminarias durante los periodos no laborables reduciendo con esto

parte del consumo. El sistema en particular muestra una distribución equilibrada del consumo en la mayoría de las secciones, sin embargo los sótanos resaltan con un 20% del consumo por iluminación. En la Figura 4.5 se muestra la distribución del consumo en cada una de las secciones del sistema de iluminación.

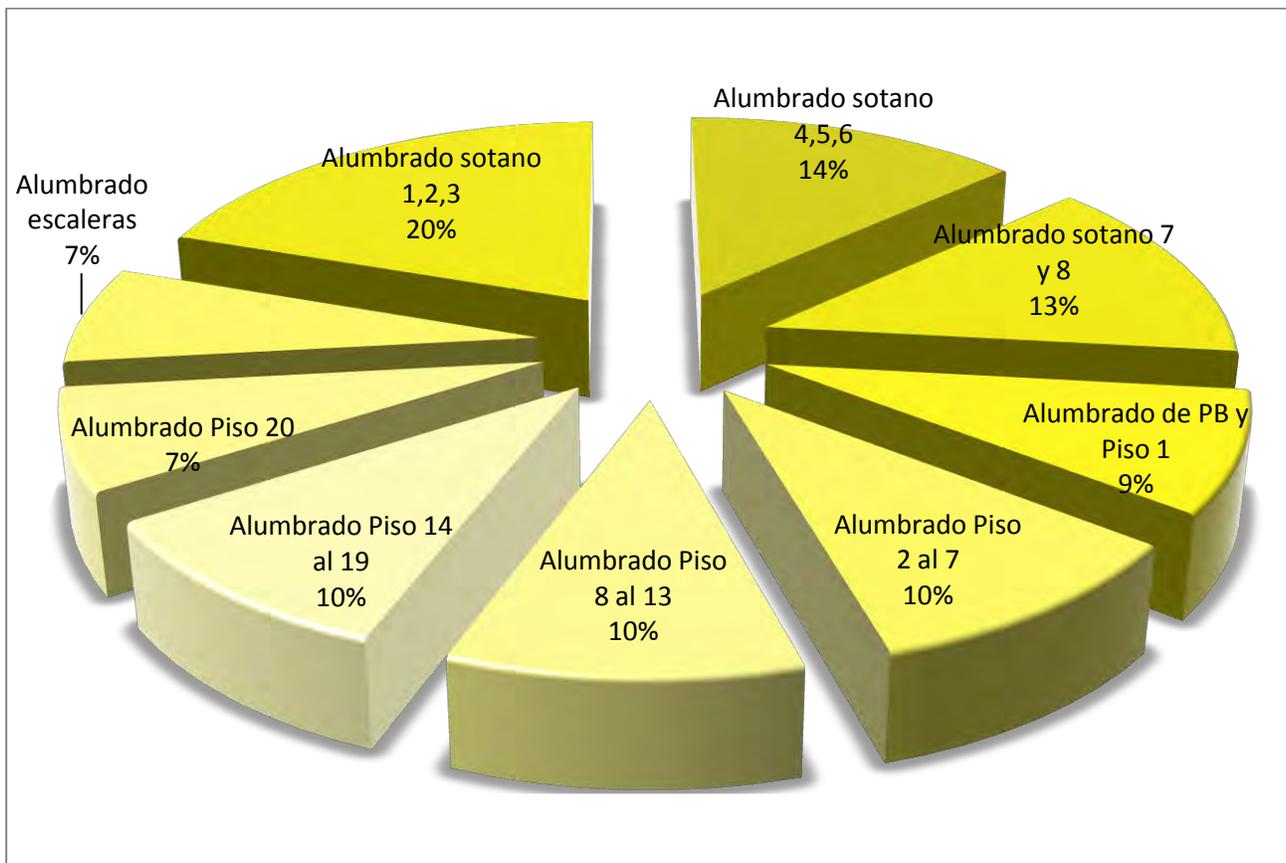


Figura 4.9 Distribución del consumo en el sistema iluminación del caso de estudio

4.4.7 Distribución del consumo

Con base en el censo de cargas realizado se procedió a realizar la conjunción de los consumos totales de cada sistema (Tabla 4.6). Resulta evidente el dominio por parte del sistema de aire acondicionado, sobresale con un consumo total de 58,872.32 kWh correspondiente al 40.34 % del total, seguido por los elevadores y montacargas, los cuales a pesar de ser pocos equipos su uso es constante y poseen demandas considerables. La iluminación es el tercer sistema de mayor consumo con 36,089 kWh, donde se pudiesen implementar estrategias de ahorro al prescindir de luminarias en periodo no laborable. Por último se encuentra el sistema hidráulico y de extracción de emisiones con tan solo el 8.45% y 0.49% respectivamente. En la Figura 4.10 se muestra la distribución del consumo por cada uno de los sistemas que conforman el edificio inmobiliario.

Tabla 4.6 Porcentaje y consumo de energía (kWh) por todos los sistema del caso de estudio

Sistema	Consumo mensual[kWh]	Porcentaje %
Aire Acondicionado	58,872.32	40.34%
Elevadores y Montacargas	37,940.00	25.99%
Iluminación	36,089.00	24.73%
Hidráulico	12,331.00	8.45%
Extracción de emisiones	721.35	0.49%
Total	<u>145,953.67</u>	<u>100%</u>

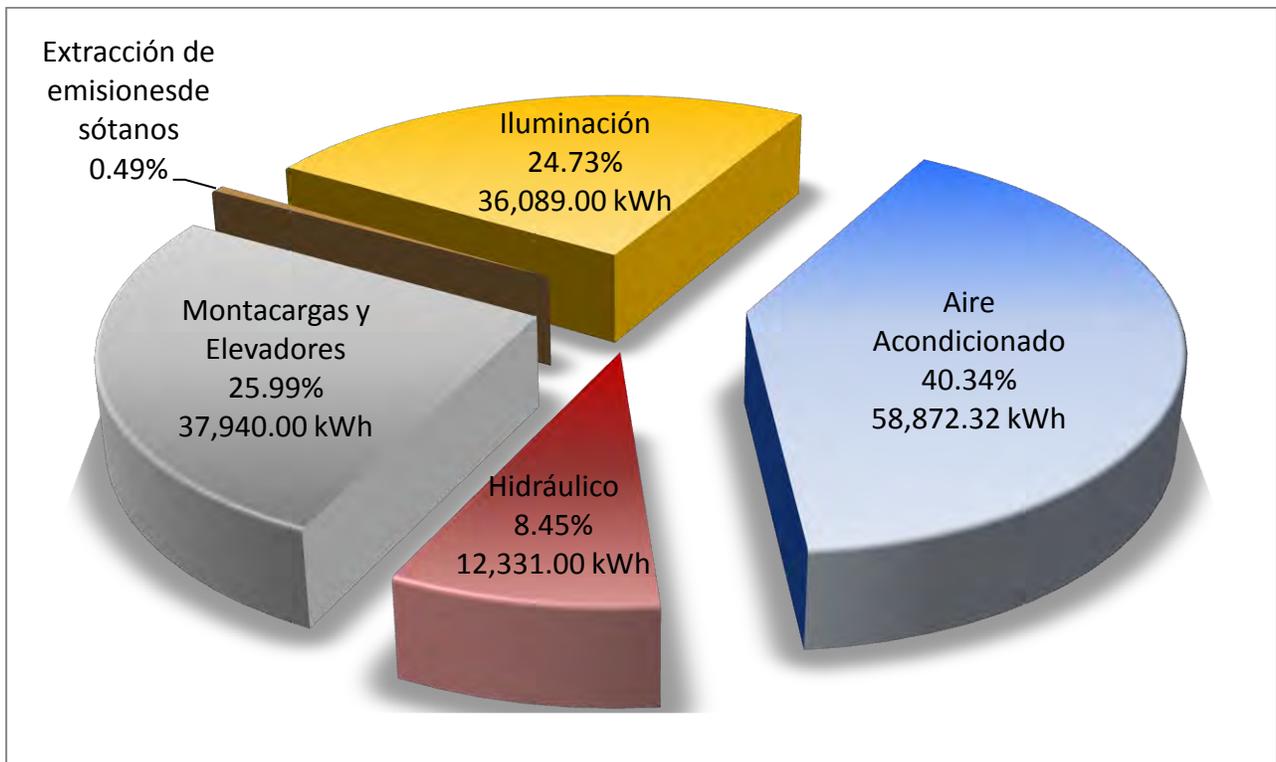


Figura 4.10 Distribución del consumo eléctrico total del edificio en el caso de estudio

4.5 Instalación del analizador de redes

El analizador de redes es un equipo especial y de alto costo 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.

Para el caso de estudio se procedió a conectar el analizador de redes modelo **AEMC 8335 Power Pad**, en los tres 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, necesarios para poder realizar un análisis detallado para una correcta administración de la demanda. De igual forma se puede visualizar los horarios donde existe mayor consumo energético. Es importante mencionar que el equipo registra 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.

4.5.1 Instalación y mediciones registradas en transformador # 1

Para el transformador número uno se decidió conectar el analizador de redes en el tablero principal, donde se colocaron las pinzas “caimán”, así como los transformadores de corriente modelo A193 AmpFlex (TC’s o “donas”) en conductores y barras respectivamente (Figura 4.11 y 4.12).

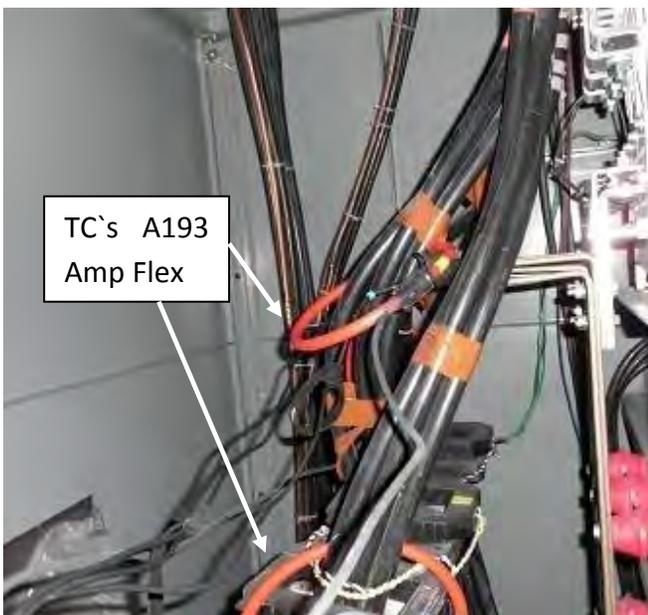


Figura 4.11 Instalación de TC's en Transformador # 1



Figura 4.12 Analizador de redes Instalado en Trans. #1

Actualmente el transformador #1 soporta los siguientes equipos.:

- 21 Unidades manejadoras de aire acondicionado.
- 3 elevadores (2 para sótanos 1 para pisos).
- 39 motores del sistema de extracción de emisiones.
- 11 bombas del sistema hidráulico (potable, cárcamo, pluvial etc.)
- Transformador secundario #1 dedicado exclusivamente para la Iluminación.
- Transformador secundario #2 alimenta cargas en general (oficinas, caseta de vigilancia, área de recepción).

Una vez conectado el equipo se programó para registrar las mediciones en instantes de 5 minutos a partir del viernes 9 de noviembre del 2012 a las 15:20 hrs concluyendo el lunes 12 de noviembre a las 7:00 hrs. Posteriormente se procedió a su desconexión y verificación de los datos recabados (Figura 4.13).



Figura 4.13 Verificación de datos en analizador de redes AEMC 8335 el 12 de noviembre 2012.

Para la realización del análisis se elaboraron gráficas de los parámetros registrados. En la Figura 4.14 se muestra el perfil de demanda en el transformador uno. Presenta picos de demanda de consideración así como una clara disminución de la potencia a partir de las 18:35 hrs debido a que se sacaron de operación las unidades manejadoras de aire (uma) cayendo hasta los 160 kW, con un decremento progresivo hasta llegar a los 53 kW (22:50 hrs), potencia correspondiente a la iluminación nocturna. En los días siguientes, la demanda se mostró por debajo de los 100 kW ya que el sábado es un día parcialmente laborable y el domingo es no laborable.

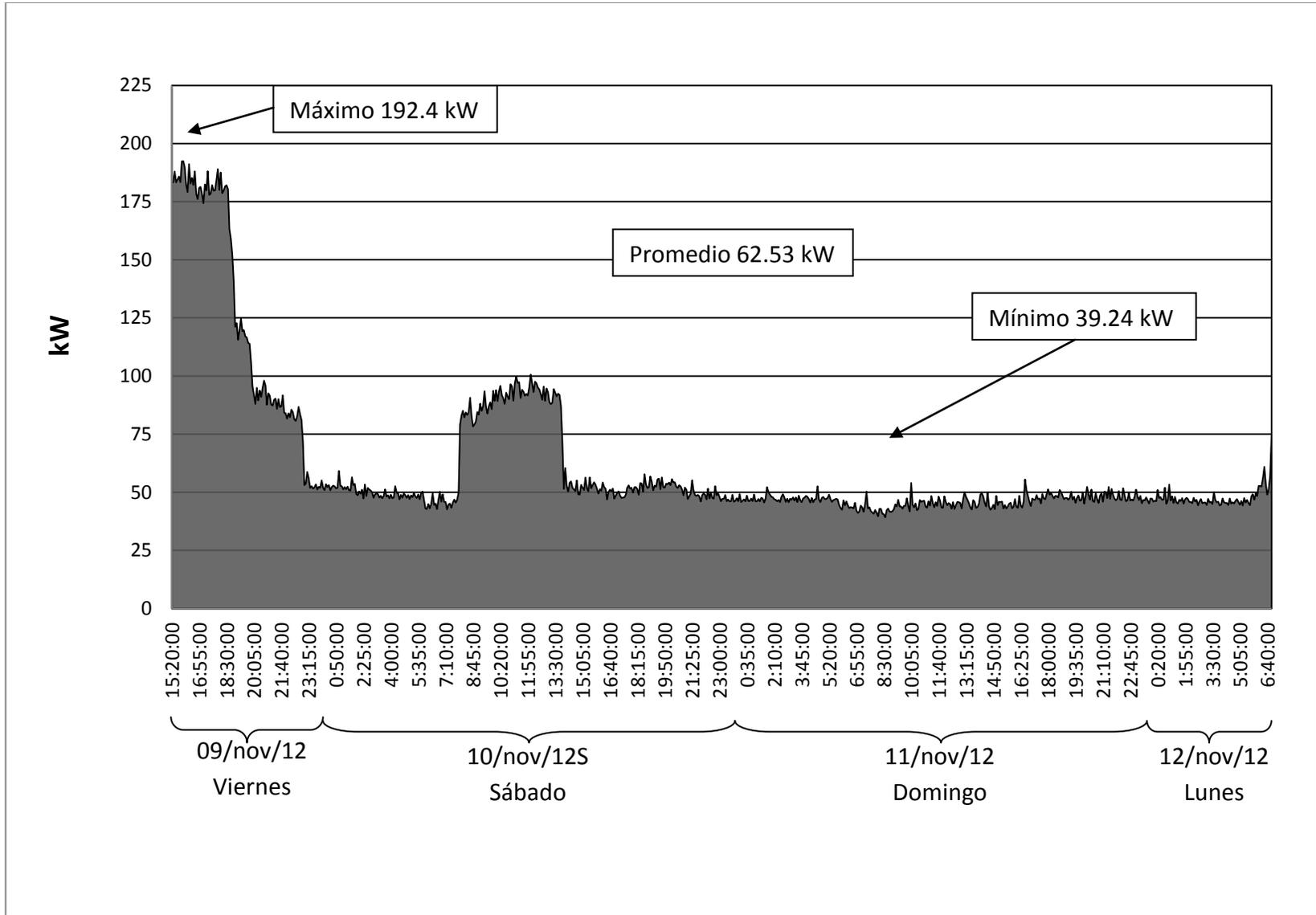


Figura 4.14 Perfil de demanda en transformador #1 del caso de estudio

En el transformador uno, no se encontró problema de bajo factor de potencia del lado correspondiente a la carga, manteniéndose por encima de 0.9 (Figura 4.15). Sin embargo, la capacidad del transformador (750 kVA) queda es superior a la demanda máxima obtenida de 206.4 kVA, equivalente al 27.52 % de la capacidad máxima de la unidad (Figura 4.16). Esta característica pudiese afectar el FP debido a la cantidad de reactivos (kVARh) consumidos por el núcleo del transformador los cuales si son contabilizados debido a que la medición se realiza antes del transformador.

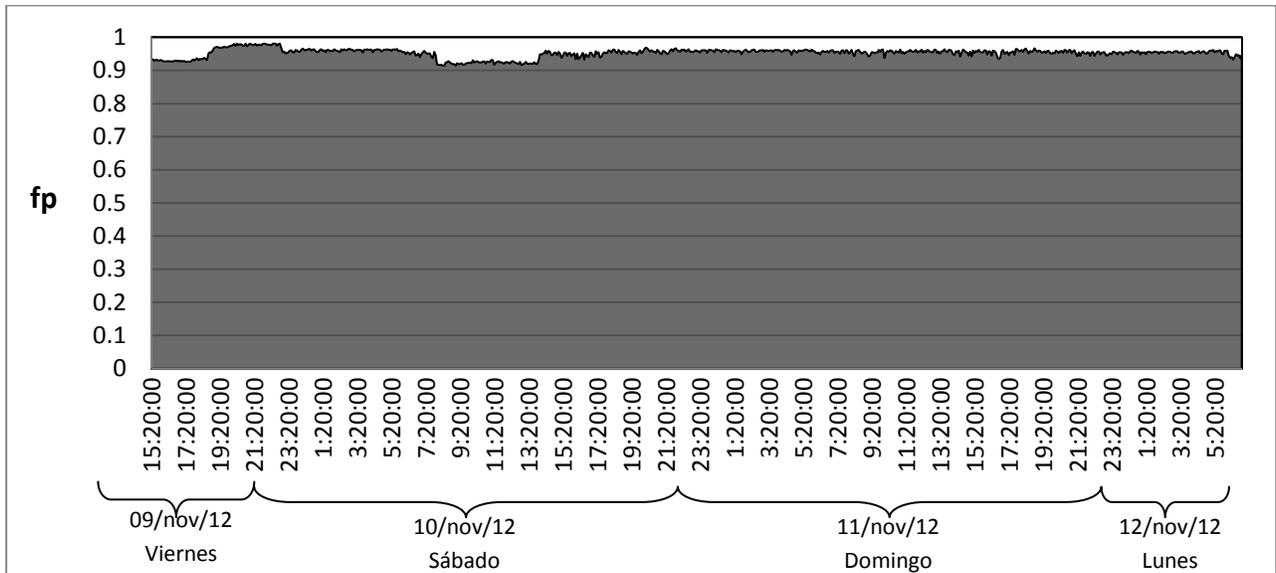


Figura 4.15 Resultados de la medición del factor de potencia en transformador #1

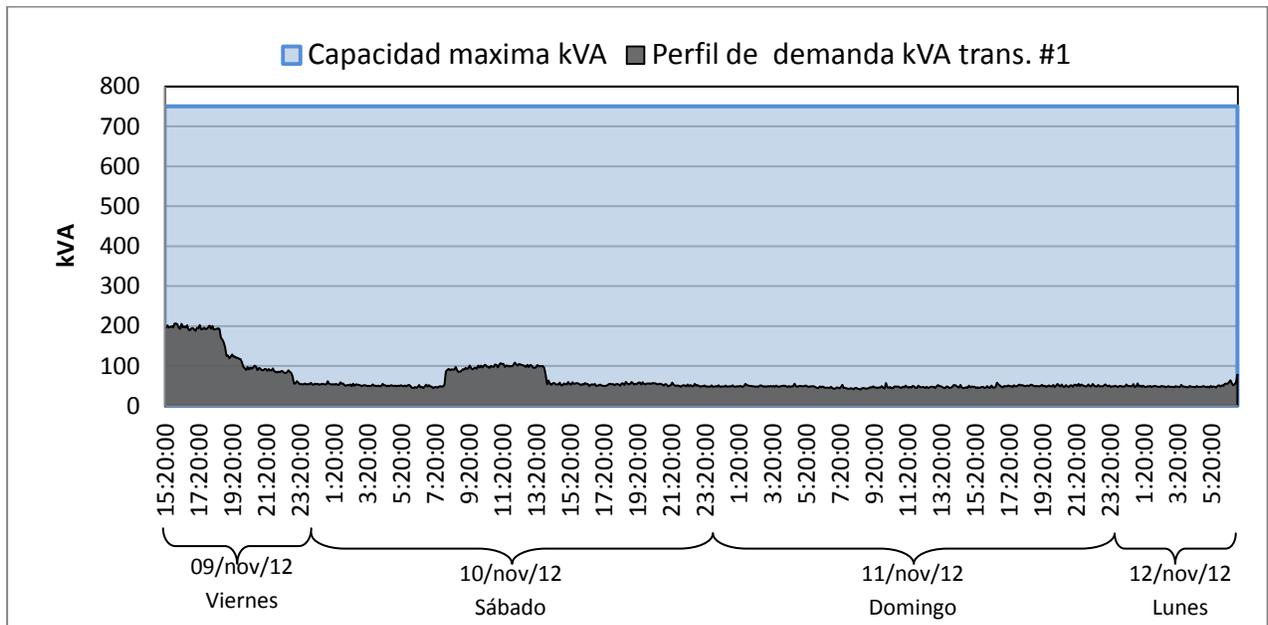


Figura 4.16 Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 1.

Resulta bastante evidente el poco aprovechamiento del transformador #1, para lo cual sería necesario implementar una medición con el apoyo de equipo de instrumentación como transformadores de corriente (TC's) así como de transformadores de potencial (TP's) para media tensión. Esta acción permitiría obtener un registro del lado primario (media tensión) de los reactivos generados por el transformador uno, permitiendo conocer la magnitud de reactivos que se están consumiendo (kVARh). Es importante mencionar que para este tipo de trabajos es necesario realizar una libranza por completo de las líneas de media tensión (23 kV) e instalar dichos equipos.

En cuanto a calidad de energía uno de los aspectos relevantes y en el que se prestó especial atención fue en la distorsión armónica total en corriente (DAT que por sus siglas en inglés es THD, total harmonic distortion). Comúnmente es provocada por los equipos de control y electrónica de potencia como pueden ser balastos, variadores de velocidad de motor (drives), sistemas de alimentación ininterrumpida, así como todos los equipos que poseen fuentes de poder que conviertan corriente alterna a corriente directa, generando una perturbación en la onda fundamental de corriente, perdiendo con esto su forma sinusoidal. Este problema suele provocar desgaste a largo plazo de los equipos electrónicos entre otras fallas. En la figura 4.17 se muestra el registro de la distorsión armónica de corriente en el transformador uno.

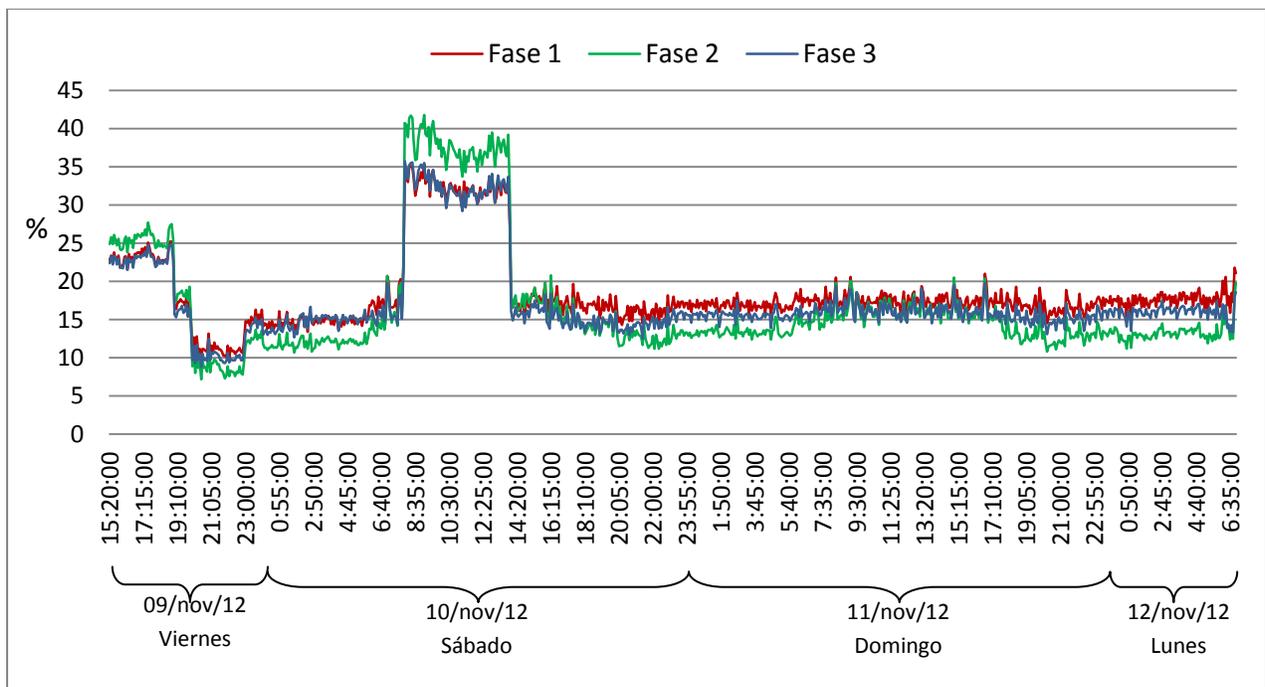


Figura 4.17 Resultados de distorsión armónica total de corriente en transformador # 1

Los niveles de distorsión armónica, llegan a estar muy por encima del 10%. El máximo alcanzado fue de 41.8 % en la fase 2, lo cual ya es de suma consideración. Para conocer el "orden" de la armónica más representativa se procedió a analizar los datos de cada una. En las Figuras 4.18 a la 4.21 se muestran los niveles de distorsión para la tercera, quinta, séptima y novena armónica (las que de mayor afectación al sistema eléctrico).

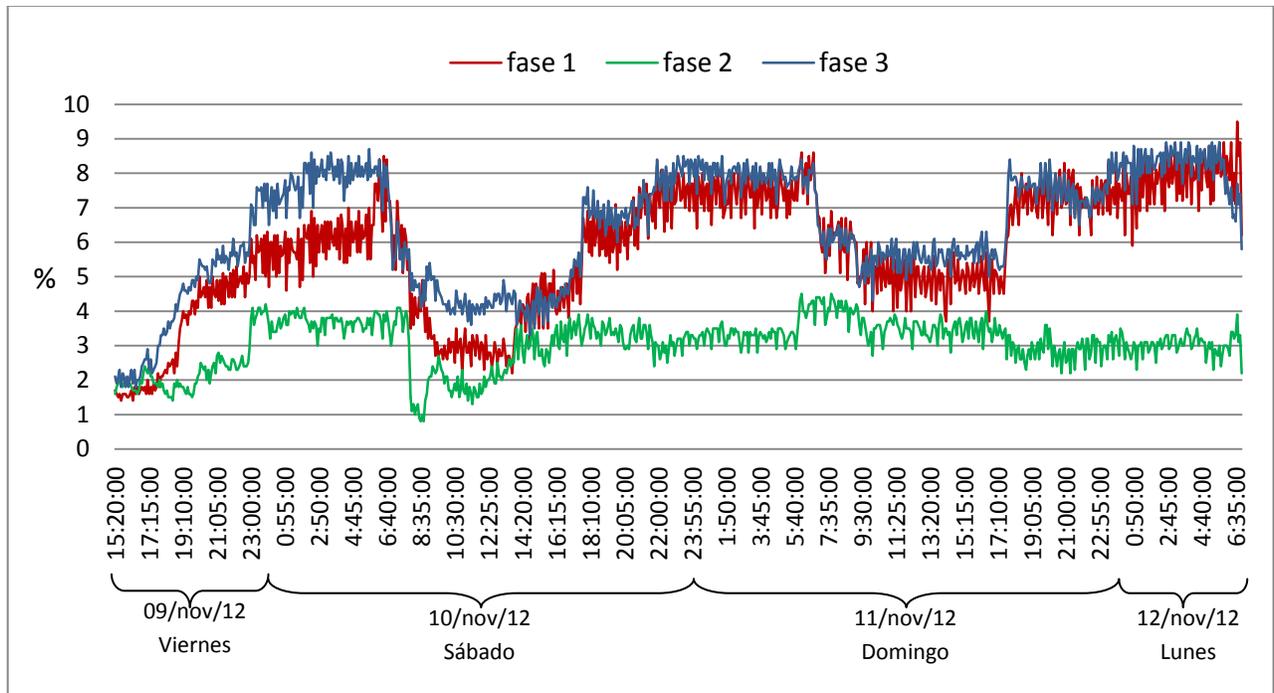


Figura 4.18 Resultados de distorsión armónica de corriente 3^{er} orden (180 Hz) en transformador # 1

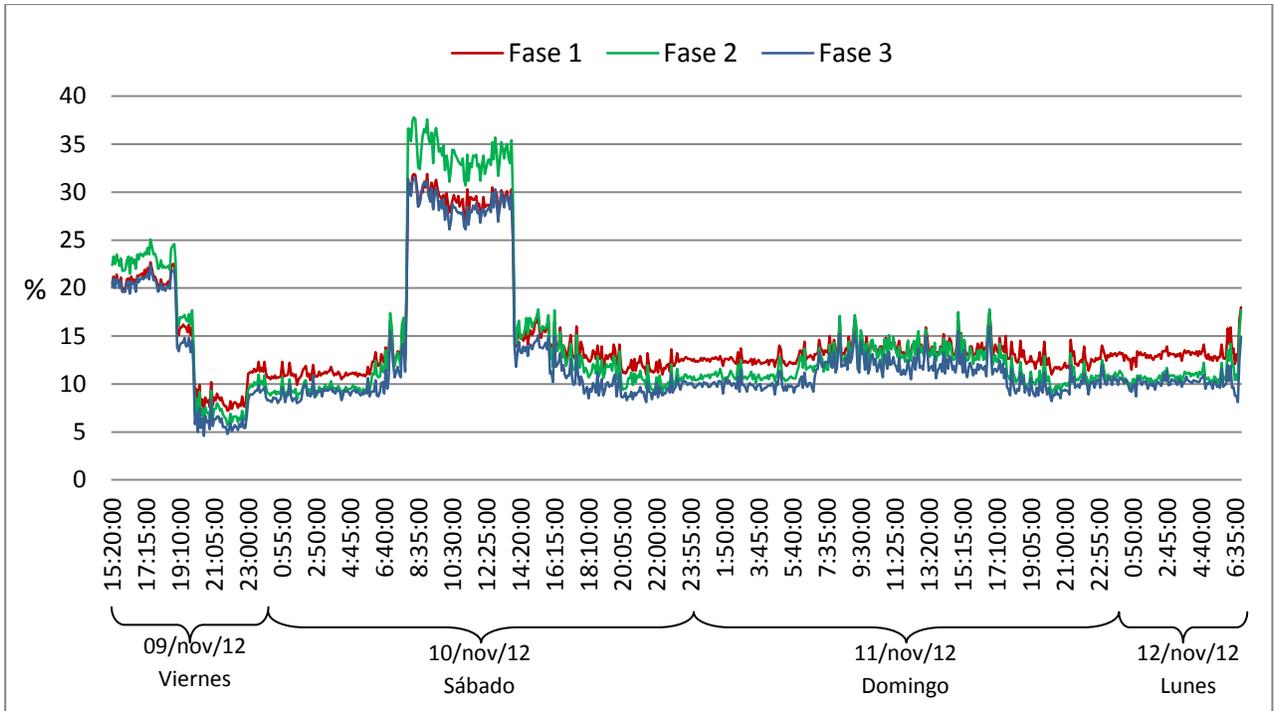


Figura 4.19 Resultados de distorsión armónica de corriente 5^{to} orden (300 Hz) en transformador # 1

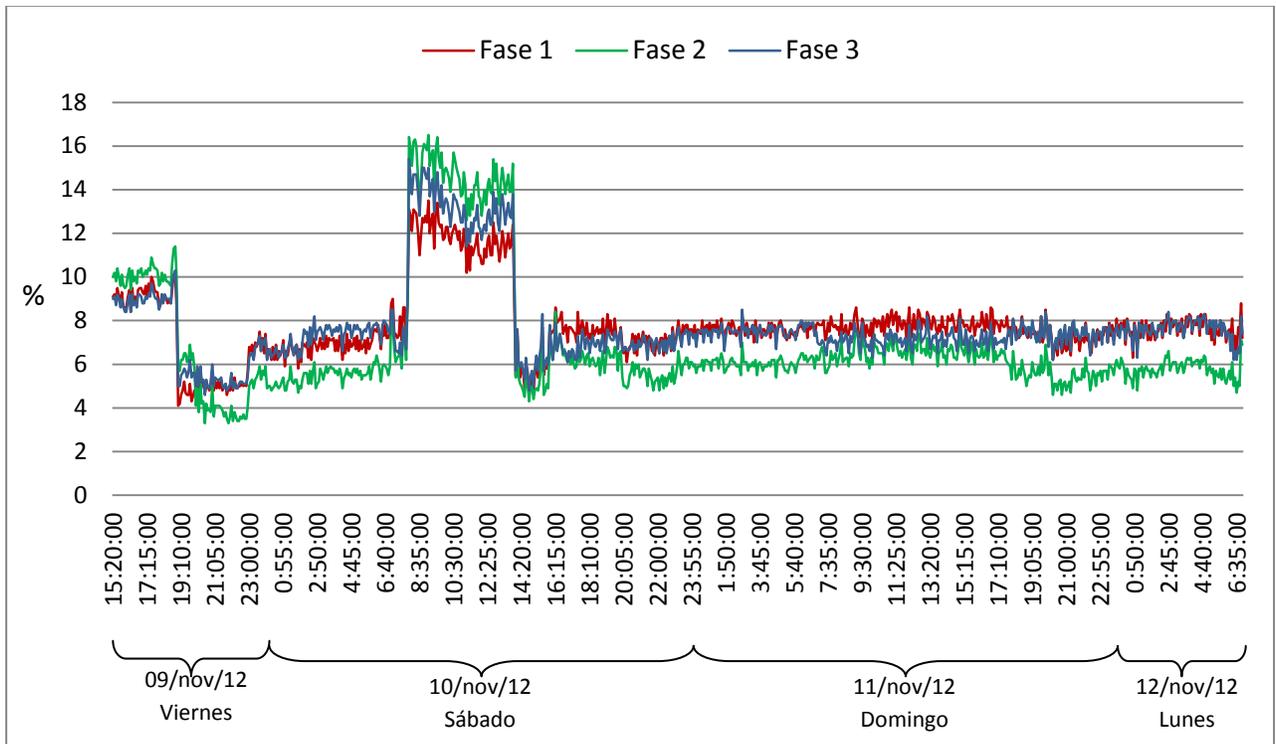


Figura 4.20 Resultados de distorsión armónica de corriente 7^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 1

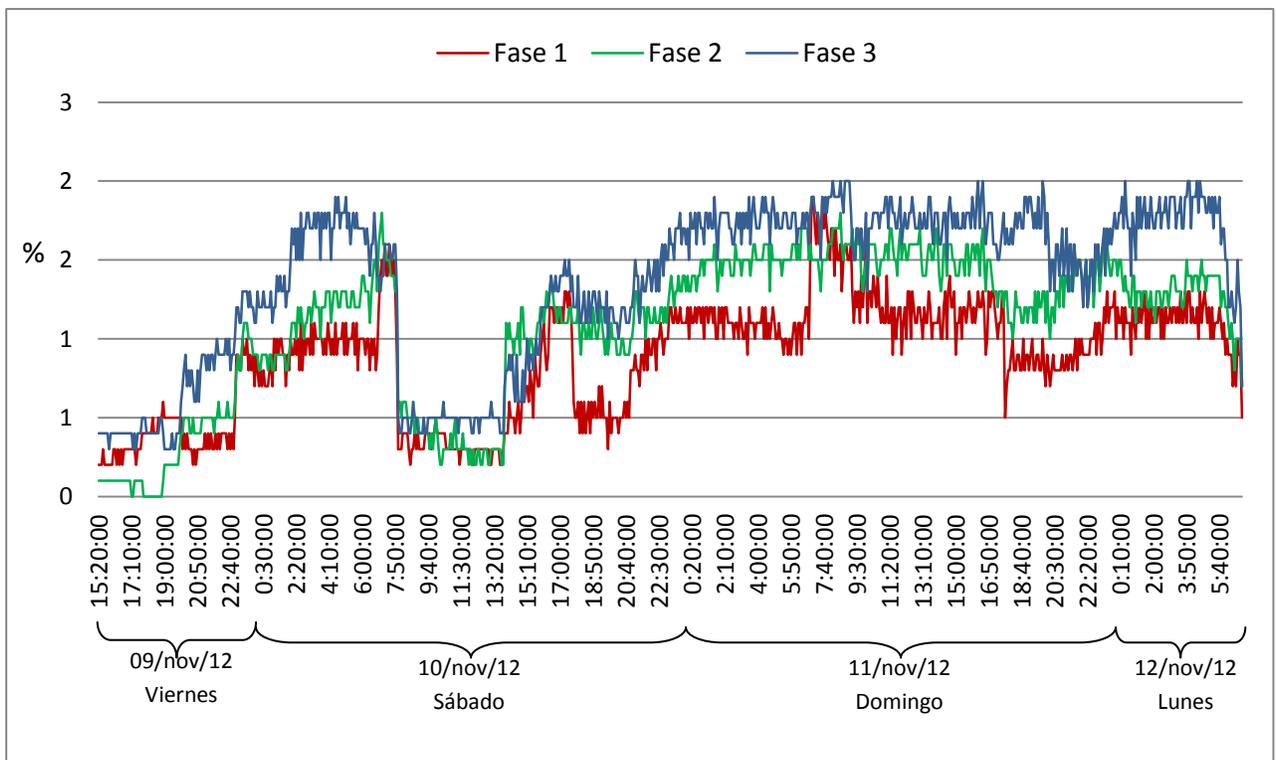


Figura 4.21 Resultados de distorsión armónica de corriente 9^{no} orden (540 Hz) en transformador # 1

Como se puede apreciar la armónica de 5^{to} y 7^{mo} orden son las de mayor consideración, con magnitudes por encima del 10%. En la Tabla 4.7 se resumen los niveles máximos, mínimos y promedios de los cuatro diferentes ordenes de armónicos analizados. El nivel máximo alcanzado fue de 41.8% en la fase 2, siendo la armónica de 5to orden la que posee mayor magnitud con un máximo de 37.8% seguida de la séptima armónica con un 16.5%, valores similares se detectaron en las otras dos fases restantes. Por lo que convendría la implementación de filtros de corrientes armónicas en las cargas no lineales, (variadores de velocidad de elevadores o en sistemas de iluminación). La distorsión provocada por el sistema de iluminación, es fácilmente apreciada en las figuras anteriores, corresponde al periodo del sábado 14:00 hrs al lunes con 06:55 hrs, registrando parámetros comprendidos entre el 15% y 17% en cada una de las fases, resultado del uso de balastos para las luminarias fluorescentes.

Tabla 4.7 Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 1

	Promedio (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Distorsión armónica total (THD)			
Fase 1	18.4	10.0	35.4
Fase 2	16.7	7.2	41.8
Fase 3	17.2	8.8	35.7
3^{er} orden (180 Hz)			
Fase 1	5.7	1.4	9.5
Fase 2	3.0	0.8	4.5
Fase 3	6.4	1.8	8.9
5^{to} orden (300 Hz)			
Fase 1	14.7	7.1	31.9
Fase 2	14.23	5.7	37.8
Fase 3	12.6	4.6	31.5
7^{mo} orden (420 Hz)			
Fase 1	7.7	4.1	13.5
Fase 2	6.8	3.3	16.5
Fase 3	7.7	4.6	15.4
9^{no} orden (540 Hz)			
Fase 1	0.8	0.2	1.9
Fase 2	1.0	0.0	1.8
Fase 3	1.3	0.3	2.0

En lo que corresponde a tensión y frecuencia se encontraron rangos dentro de norma, los cuales para la tensión eficaz por línea son de +/- 10 %, y en frecuencia +/- 0.8 %. Para tensión los valores siempre estuvieron dentro del rango de 228 V a 280 V. Para la frecuencia, los valores estuvieron dentro de 59.52 a 60.48 Hz. En las Figuras 4.22 y 4.23 se muestran los niveles de tensión y frecuencia respectivamente, registrados en el transformador uno.

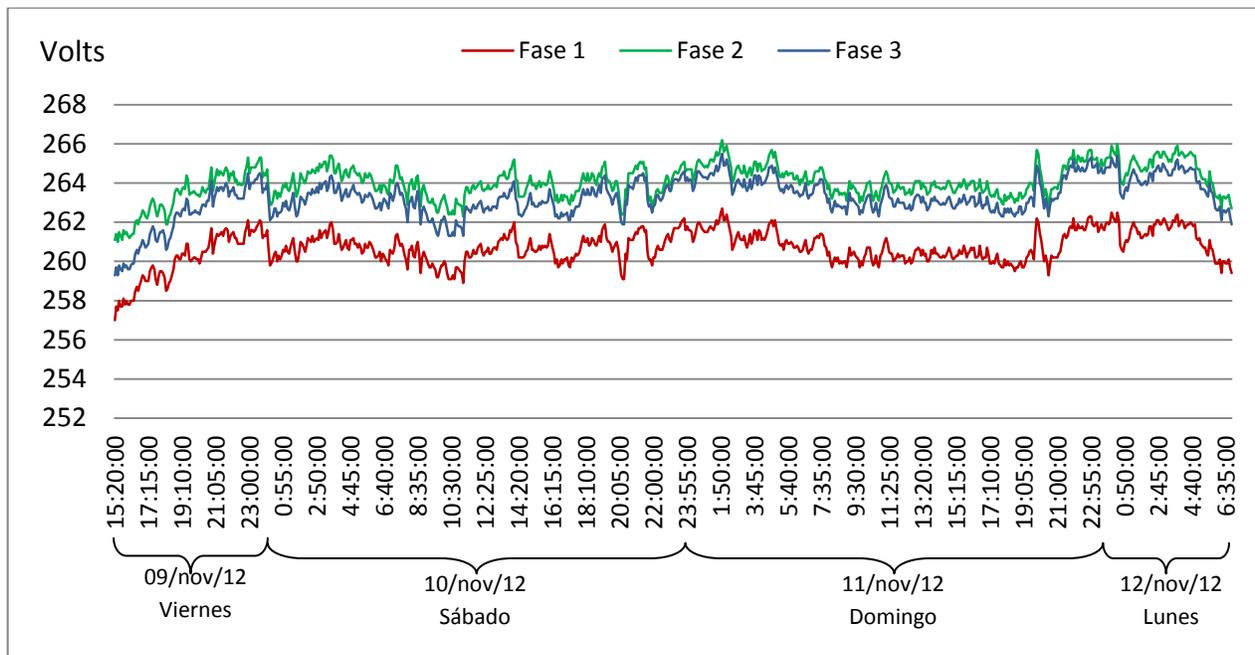


Figura 4.22 Resultados de tensión de fase a neutro en transformador # 1

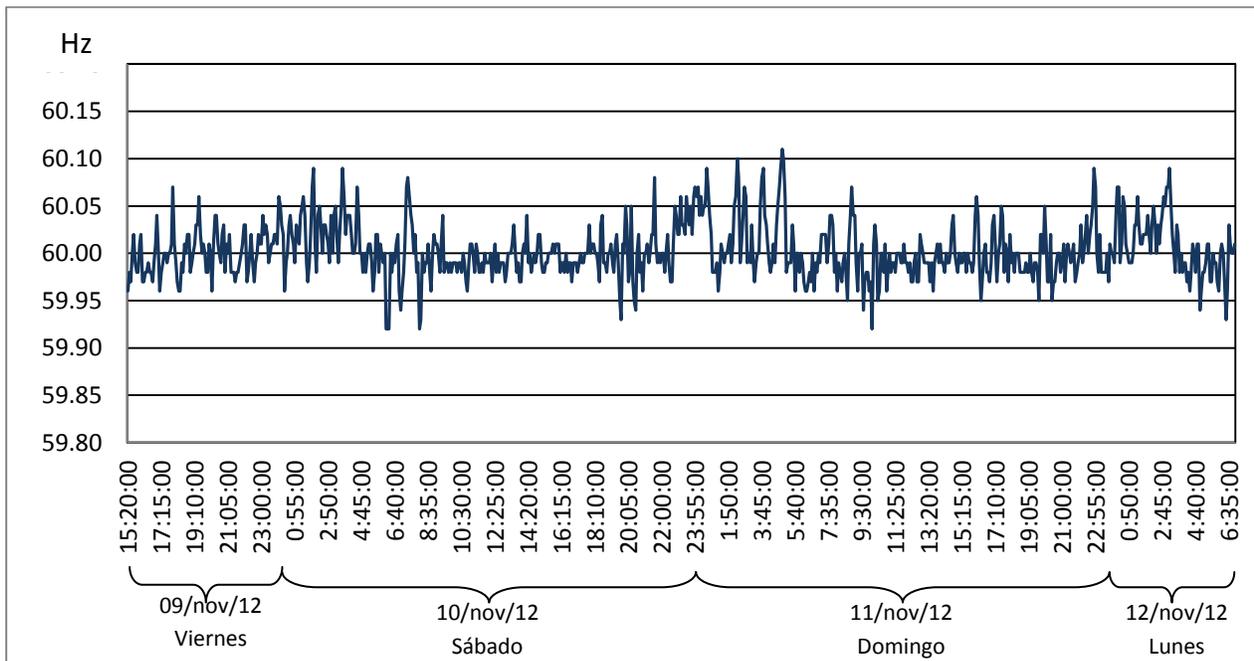


Figura 4.23 Resultados de frecuencia en transformador # 1

En resumen con respecto al transformador uno, se encontraron varios aspectos de relevancia que pudiesen ser aprovechados para la implementación de propuestas de ahorro y eficiencia energética, tales como prescindir de las unidades manejadoras de aire a partir de las 17:45 hrs en el horario fuera de verano (octubre – abril), beneficiando principalmente la demanda en horario punta y por ende la demanda facturable resultante. En cuanto al sistema de iluminación se obtuvo la demanda registrada en los periodos no laborables, donde aún no se ha establecido ninguna medida de ahorro, es importante también mencionar que existe un consumo constante y uniforme en horario no productivo, aún cuando no existe personal circulando, esto se debe a que la iluminación confinada a servicios comunes permanece encendida en todo momento. Con base en lo anterior se pudiese realizar como propuesta de ahorro al prescindir de la mitad de la carga del sistema de iluminación durante periodos donde no exista personal, lo cual abarcaría básicamente las madrugadas de lunes a domingo, las tardes del sábado y las 24 horas del domingo, análisis que se desarrollará en los siguientes temas .

Aunque la calidad de energía muchas veces no representa un ahorro energético es indispensable para un funcionamiento óptimo del sistema eléctrico, en el caso del transformador # 1 no se observó problemas de factor de potencia por parte de la carga instalada en este, manteniéndose por encima del 0.9 céntimos. Sin embargo la demanda registrada por el analizador de redes muestra un transformador sumamente “sobrado” lo que pudiese estar generando reactivos en el núcleo del transformador que afecte al factor de potencia total del servicio. Además se presentó distorsión armónica en corriente, alcanzando niveles de hasta 41.8% en una de las fases. A largo plazo significa desgaste y falla de equipo eléctrico, por lo que sería recomendable la instalación de filtros de corrientes armónicas o bien la combinación con cargas lineales a fin atenuar la 5^{ta} y la 7^{ma} armónica. Con respecto a los parámetros de tensión y frecuencia estos se encuentran dentro de norma por lo que no hubo necesidad de realizar un análisis más detallado.

4.5.2 Instalación y mediciones registradas en transformador # 2

Al igual que en el transformador uno, se decidió conectar el equipo en el tablero principal, las pinzas “caimán” en la sección de barras, así como los transformadores de corriente (A193 AmpFlex) en conductores (Figuras 4.24 y 4.25). Una vez conectado se programó para registrar las mediciones en instantes de 5 minutos a partir del miércoles 17 de noviembre a las 13:40 hrs, hasta el jueves 18 de noviembre a las 13:40 hrs cumpliendo con un periodo de 24 hrs.

El transformador dos de la subestación dos (ubicado en la azotea del edificio, junto al transformador #3), suministra energía a los siguientes equipos:

- 1 Unidad generadora de agua helada (Chiller principal).
- 4 bombas de agua de 10 HP (primarias para chillers).
- 3 bombas de agua de 30 HP (secundarias para chillers).
- 3 elevadores (principales).

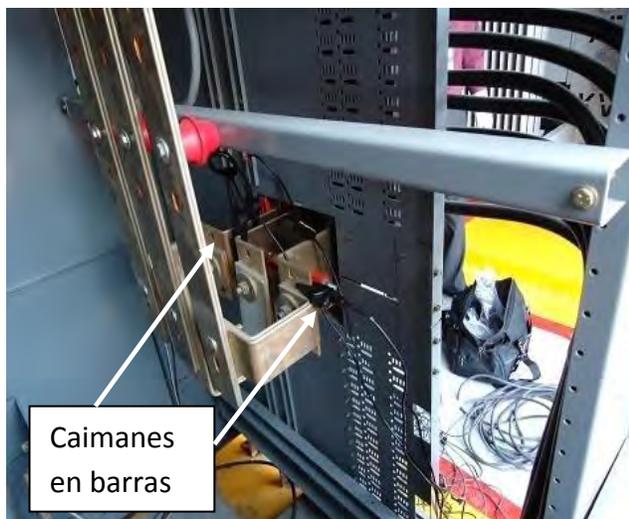


Figura 4.24 Instalación de “Caimanes” en el Transformador # 2

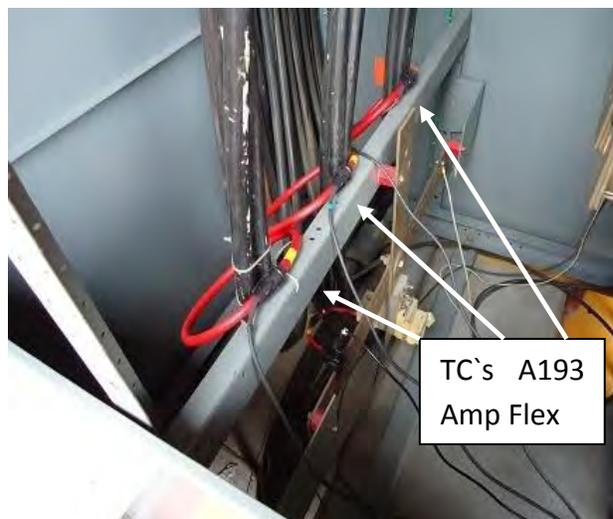


Figura 4.25 Instalación de AmpFlex en el Transformador #2

En la Figura 4.26 se muestra el perfil de demanda en el transformador dos, muestra instantes de demanda de consideración, debido a que el horario en que se comenzó el registro se encontraban en uso los sistemas de aire acondicionado, que incluyen al chiller principal y las bombas primarias y secundarias. Se obtuvo información valiosa en cuanto al horario de uso de los equipos. Claramente se puede apreciar una disminución abrupta a partir de las 18:35 hrs (semejante al instante donde se prescinde o se reduce el consumo de las unidades manejadoras de aire en el transformador uno). Esto fue debido a que se apaga la unidad generadora de agua helada principal (Chiller #1) así como las bombas primarias y secundarias. Esto produce la disminución de aproximadamente 202 kW, lo que pudiese ser ventajoso durante el periodo fuera de verano si se recorriese 45 minutos antes, quedando como hora de apagado las 17:45 hrs, lo que generaría un ahorro considerable por el cargo de demanda facturable. Es importante también mencionar que el transformador dos posee 3 elevadores los cuales mostraron una mayor actividad de las 17:55 hrs a las 19:10 hrs periodo que comprende la salida de los trabajadores y por ende el uso más constante de estos equipos.

La carga conectada en el transformador dos posee parte de la problemática del factor de potencia que actualmente presenta el servicio, ya que este se encuentra en todo momento por debajo de los 0.9 céntimos. Es evidente que la carga sea reactiva en mayor proporción, debido a que gran parte son motores, con inductancias grandes para su funcionamiento. En la Figura 4.27 se alcanza apreciar un lapso de tiempo donde el factor de potencia decrece hasta un rango que oscila en 0.65. Sin embargo, en este periodo es donde existe menos consumo de reactivos debido a que la mayor parte de las cargas están apagadas, es por este tipo de situaciones que el fp suele ser engañoso al momento de su análisis, ya que el equipo de medición de CFE registra la cantidad de kVArh registrados en todo el mes (energía reactiva) y no los kVA que correspondería a la potencia reactiva en ese instante.

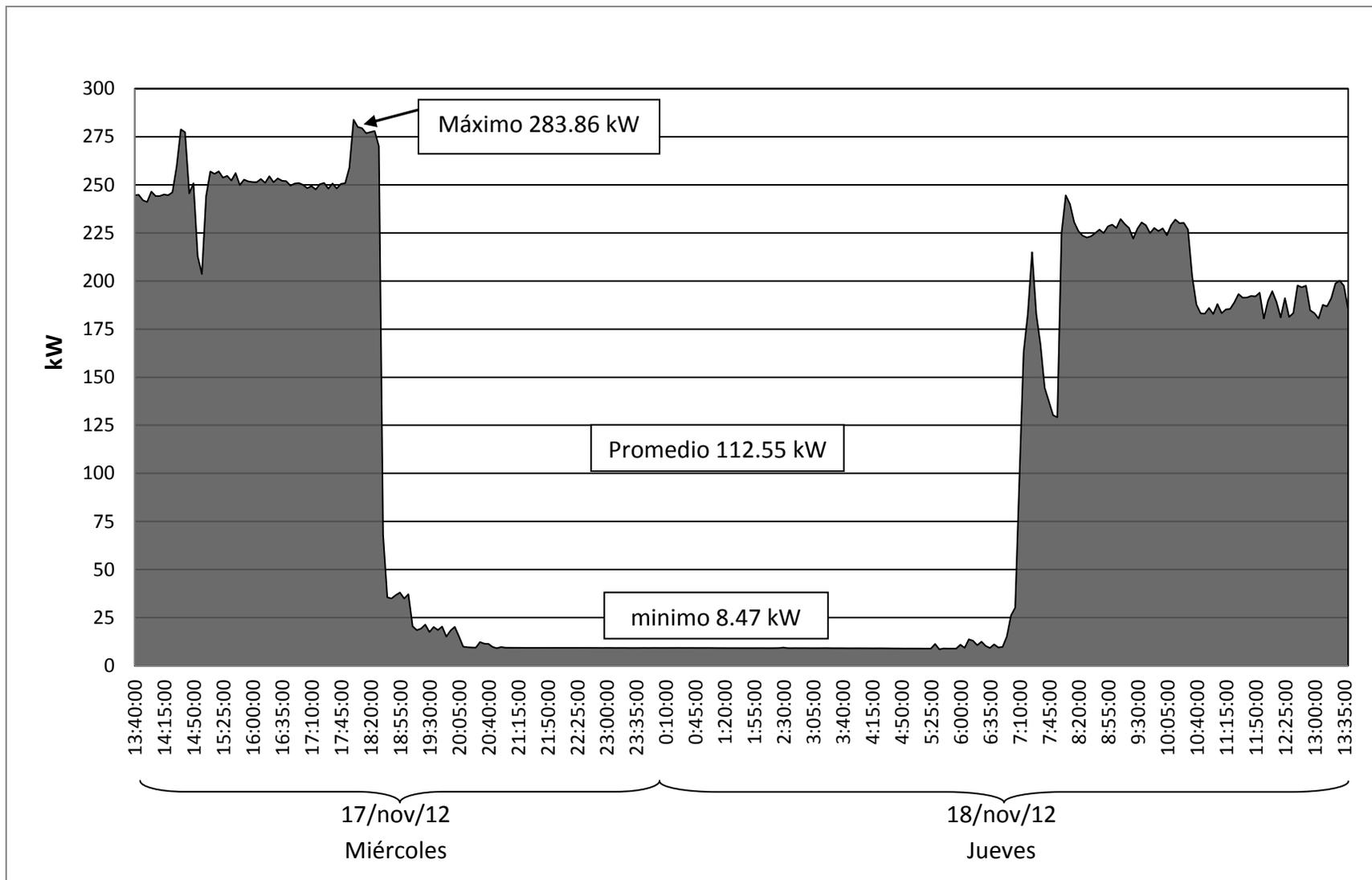


Figura 4.26 Perfil de demanda en transformador #2 del caso de estudio del caso de estudio

El problema radica principalmente durante los periodos donde trabajan las bombas, el chiller # 1 y los tres elevadores grandes causales del bajo fp. Para corregir el factor de potencia a menudo se suelen utilizar bancos de capacitores, sin embargo, se tiene que evaluar primero si existe distorsión armónica de consideración generada por otros equipos. Esto se debe a que los bancos de capacitores suelen magnificar la distorsión armónica lo cual se someterá a consideración y análisis más adelante.

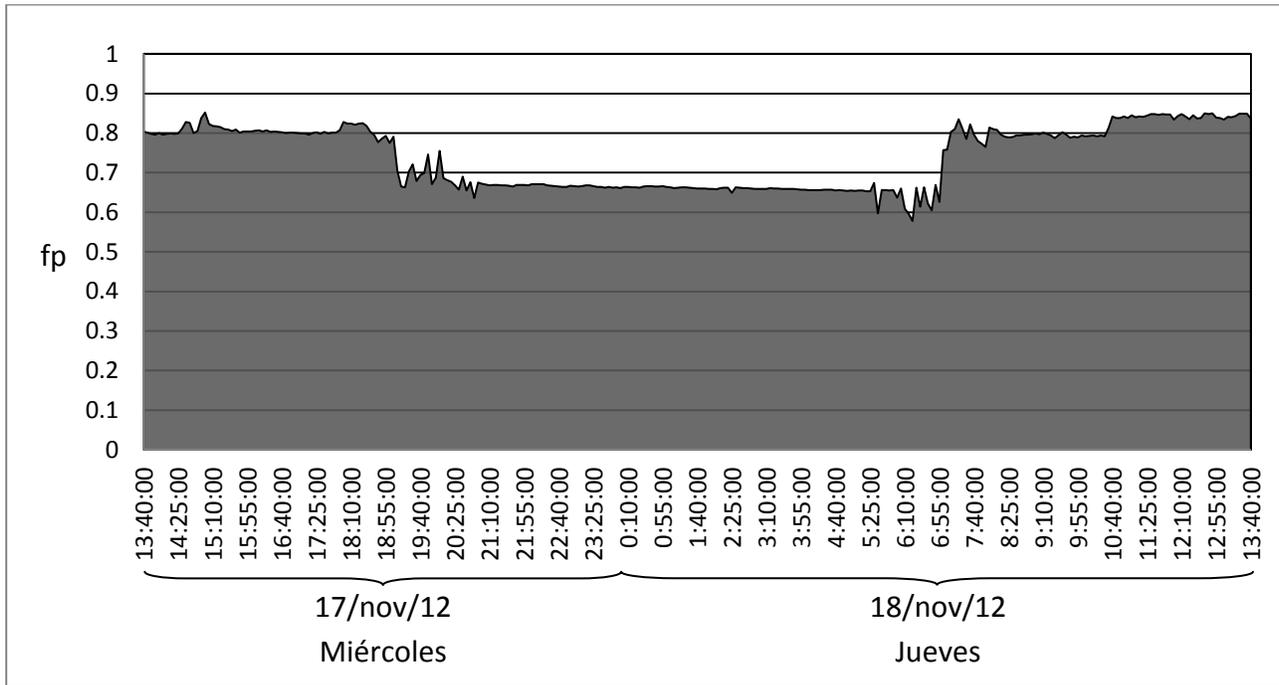


Figura 4.27 Resultados de la medición de factor de potencia en transformador #2

La capacidad máxima del transformador dos es de 750 kVA, la cual no es aprovechada del todo al registrarse un máximo de 342.60 kVA, equivalente al 45.68 % de la subestación. Una forma de incrementar la eficiencia del transformador es incorporando mas carga, siempre y cuando no se rebase capacidad del mismo. En la Figura 4.28 se muestra la potencia aparente registrada por el analizador de redes en el transformador dos con respecto a la capacidad máxima que puede albergar.

Al igual que en el transformador #1 es evidente el poco aprovechamiento del transformador #2, para lo cual sería necesario implementar una medición como se comentó anteriormente del lado primario del transformador para determinar de esta forma la cantidad de reactivos que está requiriendo el núcleo.

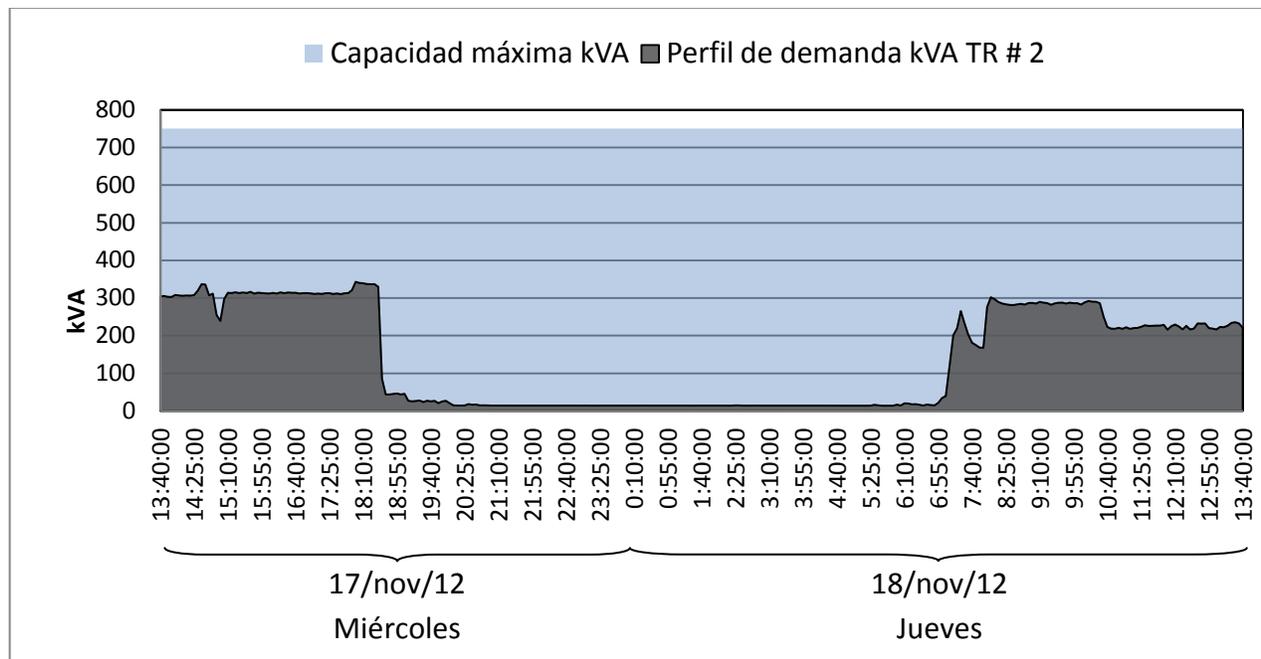


Figura 4.28 Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 2

En cuanto a calidad de energía en el transformador dos se obtuvo el registro de la distorsión armónica total en corriente (Figura 4.29). Se pudo observar dos instantes claros donde la distorsión armónica crece en forma desproporcionada, estos lapsos se encuentran comprendidos dentro de los periodos de entrada y salida de personal, abarcan de las 18:30 hrs a las 20:10 hrs por la noche así como de las 06:00 a las 7:00hrs por las mañanas. Se puede inferir que los elevadores son los causantes de esta distorsión ya que además de poseer equipo de control son manejados a través de variadores de velocidad. La magnitud llegó a estar en niveles de 42.5 % en la fase 3. De igual forma es importante apreciar el comportamiento de esta distorsión cuando se encienden los sistemas de aire acondicionado, ya que los niveles disminuyen drásticamente. Esto se debe a que el chiller así como las bombas son cargas lineales de gran magnitud lo que produce la atenuación de los armónicos. Por lo anterior se podría implementar la utilización de bancos de capacitores para los equipos del sistema de aire acondicionado, y filtro de armónicas para los elevadores, cubriendo de esta forma los lapsos donde la distorsión armónica es de consideración.

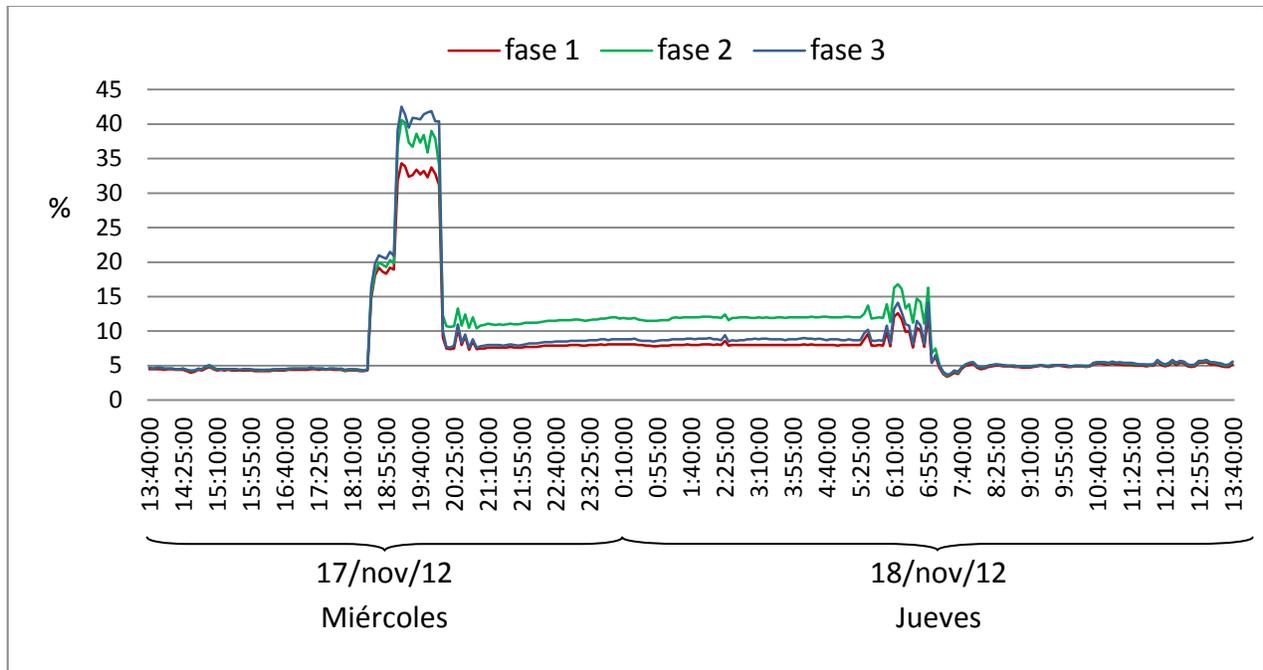


Figura 4.29 Resultado de distorsión armónica total de corriente en transformador #2

Para conocer el “orden” de la armónica más representativa se procedió a analizar los datos por separado de cada una. En las figuras 4.30 a la 4.33 se muestran el registro de los niveles de distorsión armónicos de 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 9^{no} orden, siendo la 5^{ta} y 7^{ma} las de mayor magnitud por encima del 10% (tabla 4.7).

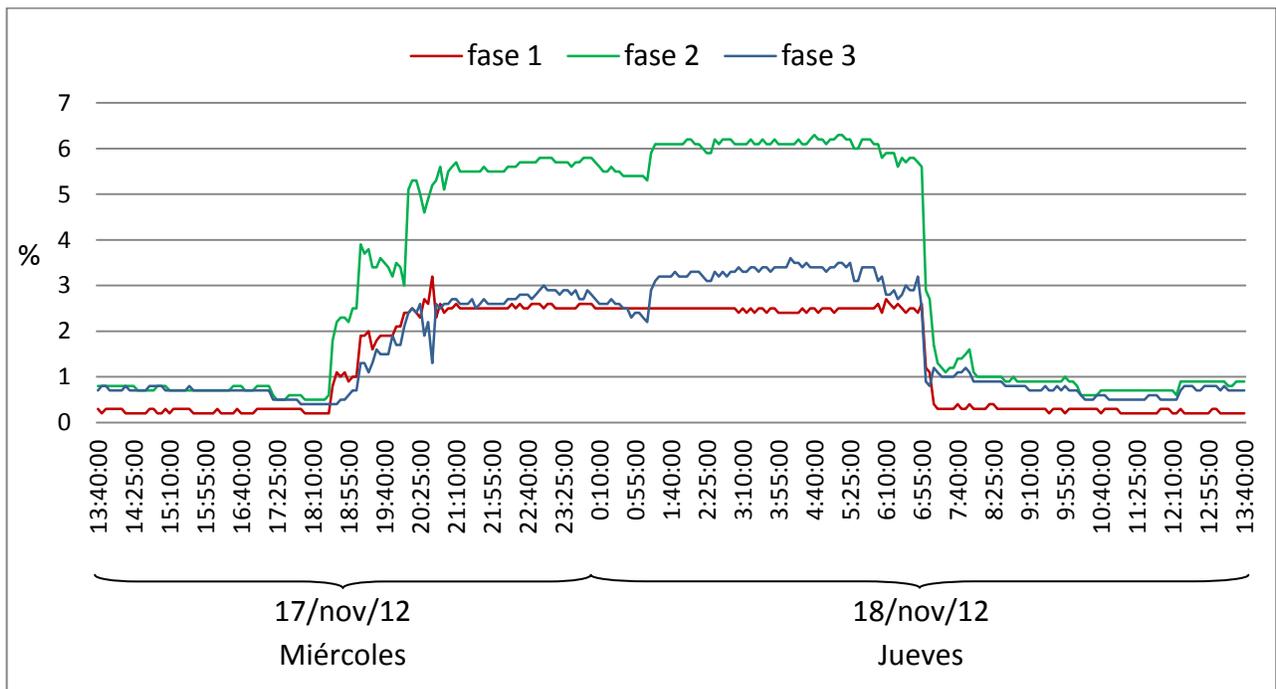


Figura 4.30 Resultado de distorsión armónica de corriente 3^{er} orden (180 Hz) en transformador #2

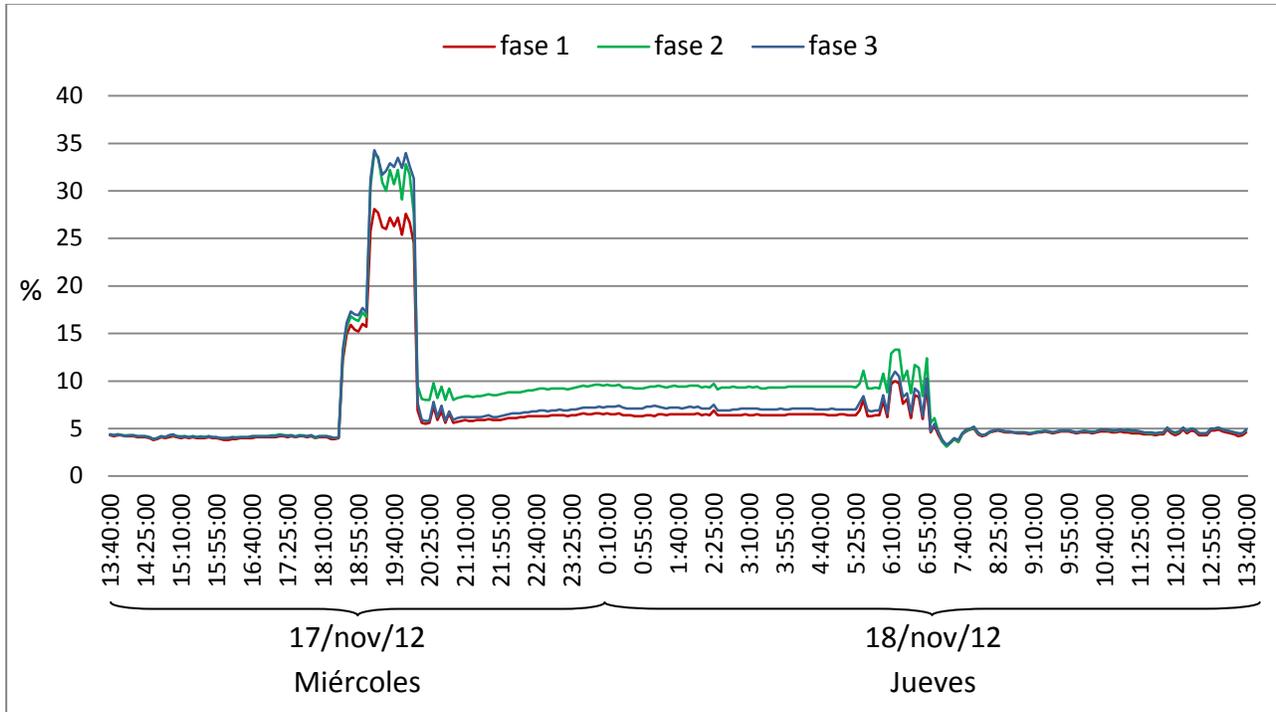


Figura 4.31 Resultado de distorsión armónica de corriente 5^{to} orden (300 Hz) en transformador # 2

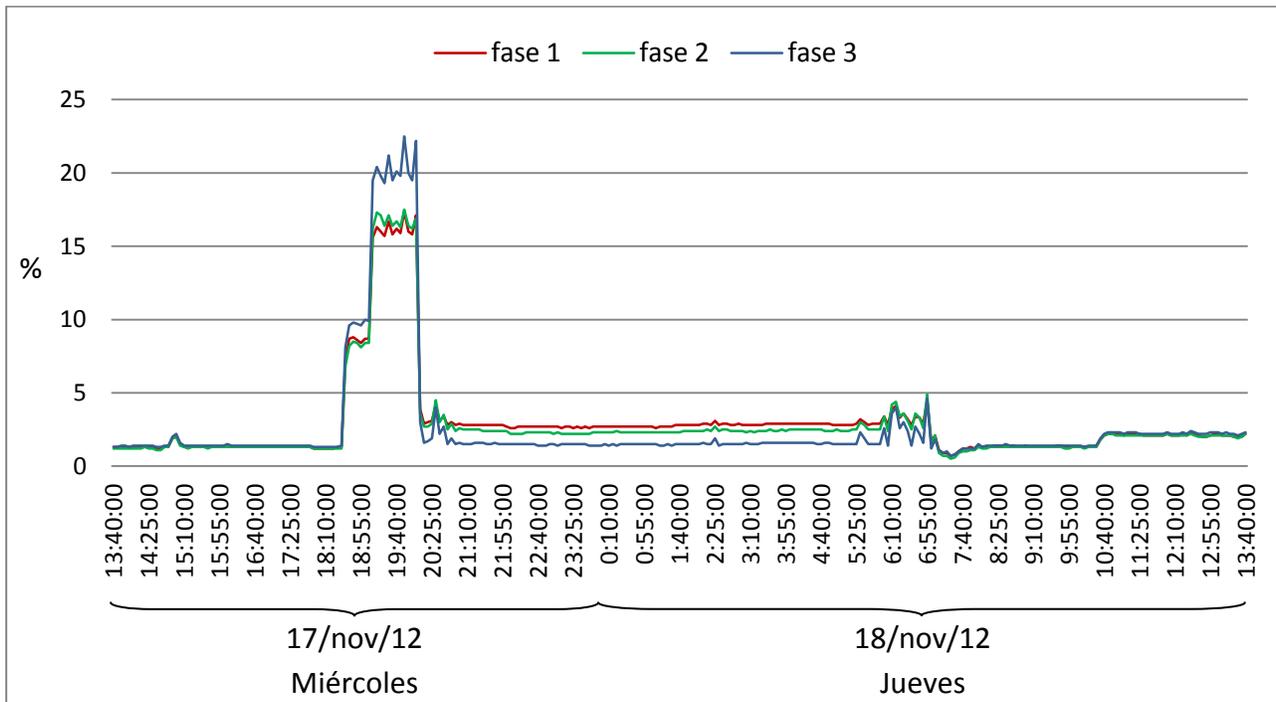


Figura 4.32 Resultado de distorsión armónica de corriente 7^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 2

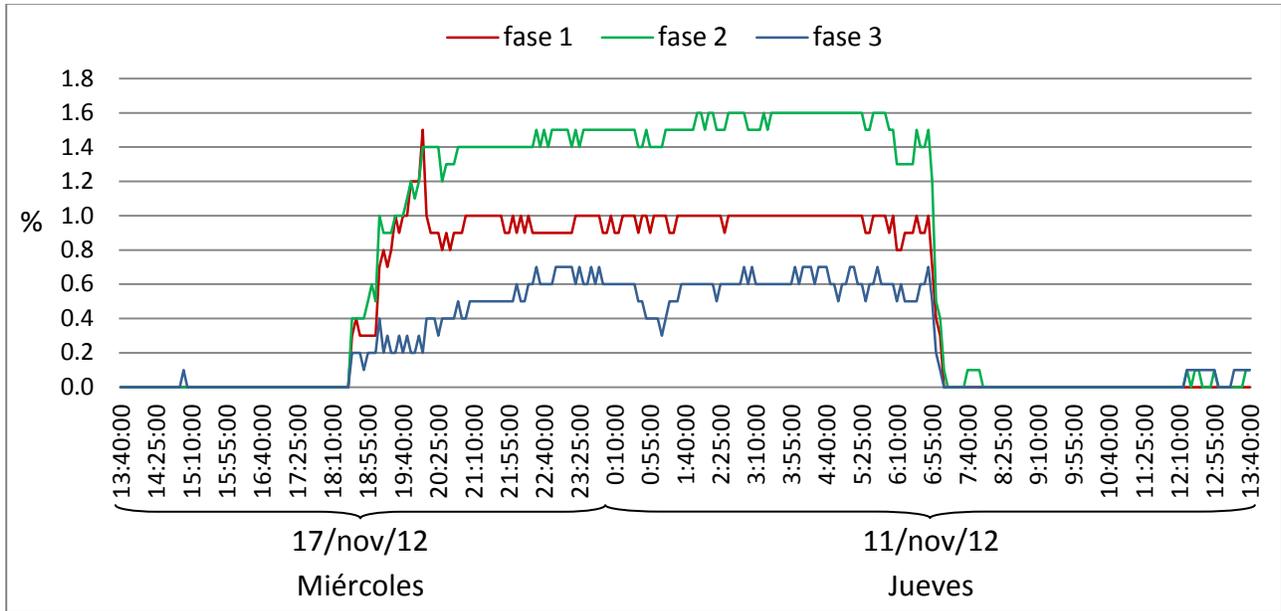


Figura 4.33 Resultado de distorsión armónica de corriente 9^{no} orden (540 Hz) en transformador # 2

Tabla 4.8 Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 2.

	Promedio (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Distorsión armónica total (THD)			
Fase 1	7.763	3.4	34.3
Fase 2	9.766	3.5	40.6
Fase 3	8.552	3.7	42.5
3^{er} orden (180 Hz)			
Fase 1	1.364	0.2	3.2
Fase 2	3.22	0.5	6.3
Fase 3	1.743	0.4	3.6
5^{to} orden (300 Hz)			
Fase 1	6.495	3.2	28.1
Fase 2	8.055	3.1	34.0
Fase 3	7.11	3.3	34.3
7^{mo} orden (420 Hz)			
Fase 1	2.911	0.7	17.4
Fase 2	2.747	0.5	17.5
Fase 3	2.608	0.7	22.5
9^{no} orden (540 Hz)			
Fase 1	0.484	0.00	1.5
Fase 2	0.730	0.00	1.6
Fase 3	0.276	0.00	0.7

El nivel máximo total de armónicos de corriente alcanzado fue de 42.5% en la fase 3 siendo la armónica de 5^{to} orden la que posee mayor magnitud con un nivel máximo de 34.3% seguida de la 7^{ma} con un máximo de 22.5 %, valores similares se detectaron en las otras dos fases restantes. La implementación de filtros para los sistemas de elevadores podría aislar el problema. También se pudieron observar que los picos de armónicos registrados corresponden de igual forma a los horarios de entrada y salida del personal del edificio, donde existe una demanda mayor del uso de ascensores. Para el análisis de los parámetros en tensión y frecuencia se realizaron los gráficos correspondientes a cada uno de ellos Figura (4.34 y 4.35).

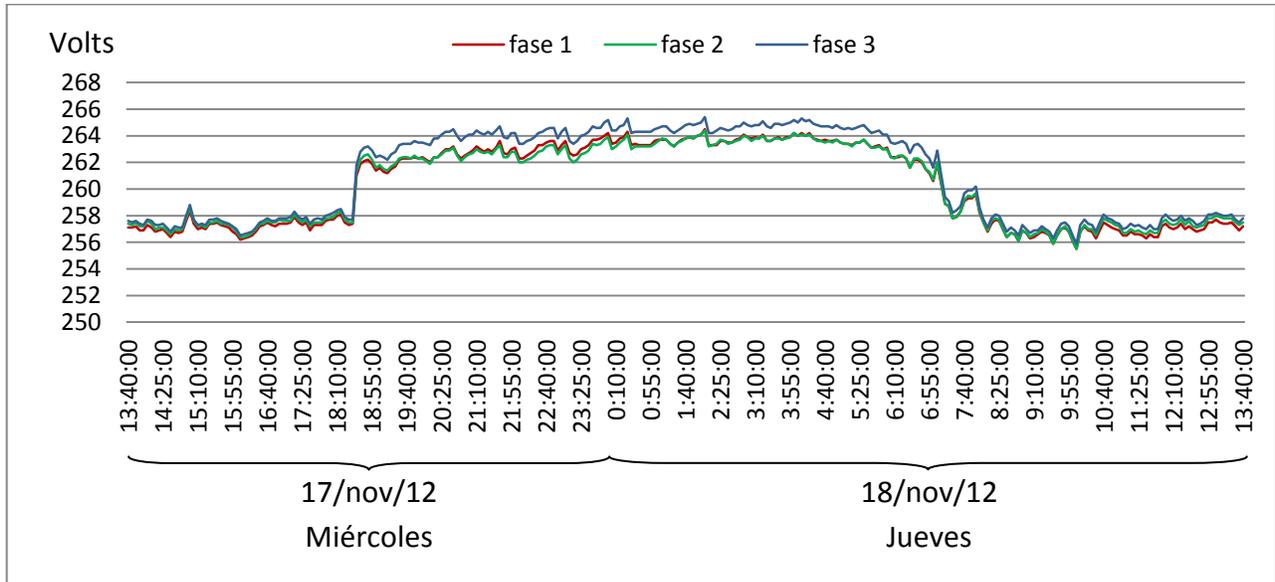


Figura 4.34 Resultados de tensión de fase RMS en transformador #2

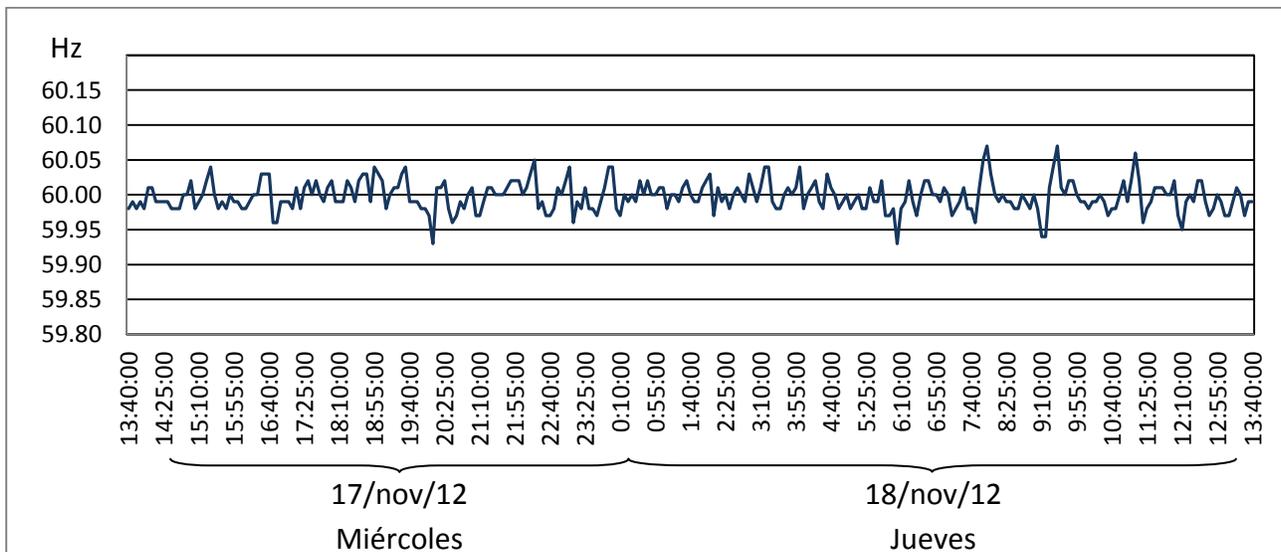


Figura 4.35 Resultados de frecuencia en transformador # 2

La tensión y frecuencia registradas se encuentran dentro de los rangos sujetos a norma, (228 a 280 Volts y frecuencia de 59.52 a los 60.48 Hz), parámetros adecuados para el correcto funcionamiento de los equipos. Existe un incremento en la tensión cuando son sacadas de operación las bombas así como la unidad generadora de agua helada (chiller) lo que es norma debido a la potencia que demandan estos equipos para su operación, a pesar de esto los parámetros se mantuvieron en el rango del +/- 10%.

En resumen con base en las mediciones realizadas en el transformador dos se pueden implementar medidas que fomenten un ahorro energético y económico. La administración de demanda y corrección del factor de potencia son los dos principales objetivos para esta sección. Para ello es indispensable el prescindir del servicio del chiller así como las bombas del sistema de aire acondicionado 45 minutos antes de lo que se hace actualmente. Por lo que el horario máximo de uso tendría que realizarse hasta las 17:45 hrs (al igual que las unidades manejadoras de aire del transformador uno). Sobre todo durante el periodo fuera de verano (octubre – abril), ya que el horario punta comienza a partir de las 18 hrs.

En comparación con el transformador uno, la carga en el transformador dos llega a ser bastante inductiva, esto debido a los motores de las bombas que requieren demasiada energía reactiva perjudicando con esto el porcentaje de factor de potencia. Para ello bastaría con un banco de capacitores dedicado a la sección de chiller principal (uno) así como de las bombas primarias y secundarias, tomando en cuenta la distorsión armónica presentada en ascensores.

En cuanto a calidad de energía se refiere, se posee una considerable distorsión armónica con niveles que llegan a estar por encima del 40% durante los periodos de mayor uso de elevadores. Por lo que se recomienda la instalación de filtros de corrientes armónicas que supriman la 5^{ta} y 7^{ma} armónica para este sistema, debido a que se pudo apreciar un incremento desmedido en el horario de salida así como de entrada del personal. Platicando sobre este tema con personal técnico del edificio se comentó del uso de variadores de velocidad de motor, mejor conocidos como “drives”, los cuales proporcionan confort y eficiencia en el motor al momento del arranque y desaceleración de los mismos. De esta forma se pudo confirmar el origen de los armónicos registrados. Una solución eficiente sería la conjunción del sistema de ascensores y montacargas en un solo transformador, o bien un filtro conectado exclusivamente a estos equipos, atenuando las armónicas mencionadas.

En cuanto a tensión y frecuencia, los niveles se encuentran actualmente dentro de los rangos óptimos para la operación de los equipos. Es importante resaltar que actualmente el transformador dos opera a un 45.68% de su capacidad máxima, por lo que convendría agregar carga de otros equipos para así aumentar la eficiencia del mismo.

4.5.3 Instalación y mediciones registradas en transformador # 3

Para las mediciones del transformador tres se instaló el equipo analizador en el tablero principal correspondiente. Las pinzas “caimán” en la sección de barras, así como los

transformadores de corriente en conductores (Figura 4.36 y 4.37). Personal encargado comentó sobre el uso esporádico de la carga confinada del transformador por lo cual se decidió reducir los intervalos del analizador hasta 2 minutos entre mediciones comenzando a partir del miércoles 17 de noviembre a las 14:00 hrs, hasta el jueves 18 de noviembre a las 14:00 hrs cumpliendo con un periodo de 24 hrs. El transformador tres se encuentra ubicado al lado del transformador dos (azotea del edificio).



Figura 4.36 Instalación de analizador de redes

Figura 4.37 Verificación de conexionado

El transformador tres se ubica en la subestación dos en la parte de la azotea del edificio. Actualmente soporta los siguientes equipos:

- 2 Unidades generadoras de agua helada (Chiller).
- 1 elevador montacargas.

Es importante reiterar que los intervalos de registro fueron más cortos debido a que el montacargas se utiliza solo para el transporte de paquetería o mensajería, de igual forma el chiller dos y tres se usan esporádicamente y con menos frecuencia que el principal. Lo que hace la carga más intermitente que en los otros dos transformadores. Mediciones previas así como personal de mantenimiento dieron referencia de ello.

En la Figura 4.38 se muestra el perfil de demanda en el transformador tres, en la primera mitad del registro se puede apreciar la ausencia de carga constante así como pequeños disparos de demanda que corresponden al uso del montacargas, el cual posee un uso esporádico durante el transcurso del día. Posteriormente, durante el registro del jueves 18 se observa una demanda más constante debido a la utilización de uno de los chillers, el cual se utilizó como apoyo a los requerimientos de mayor demanda de aire acondicionado por parte de los clientes.

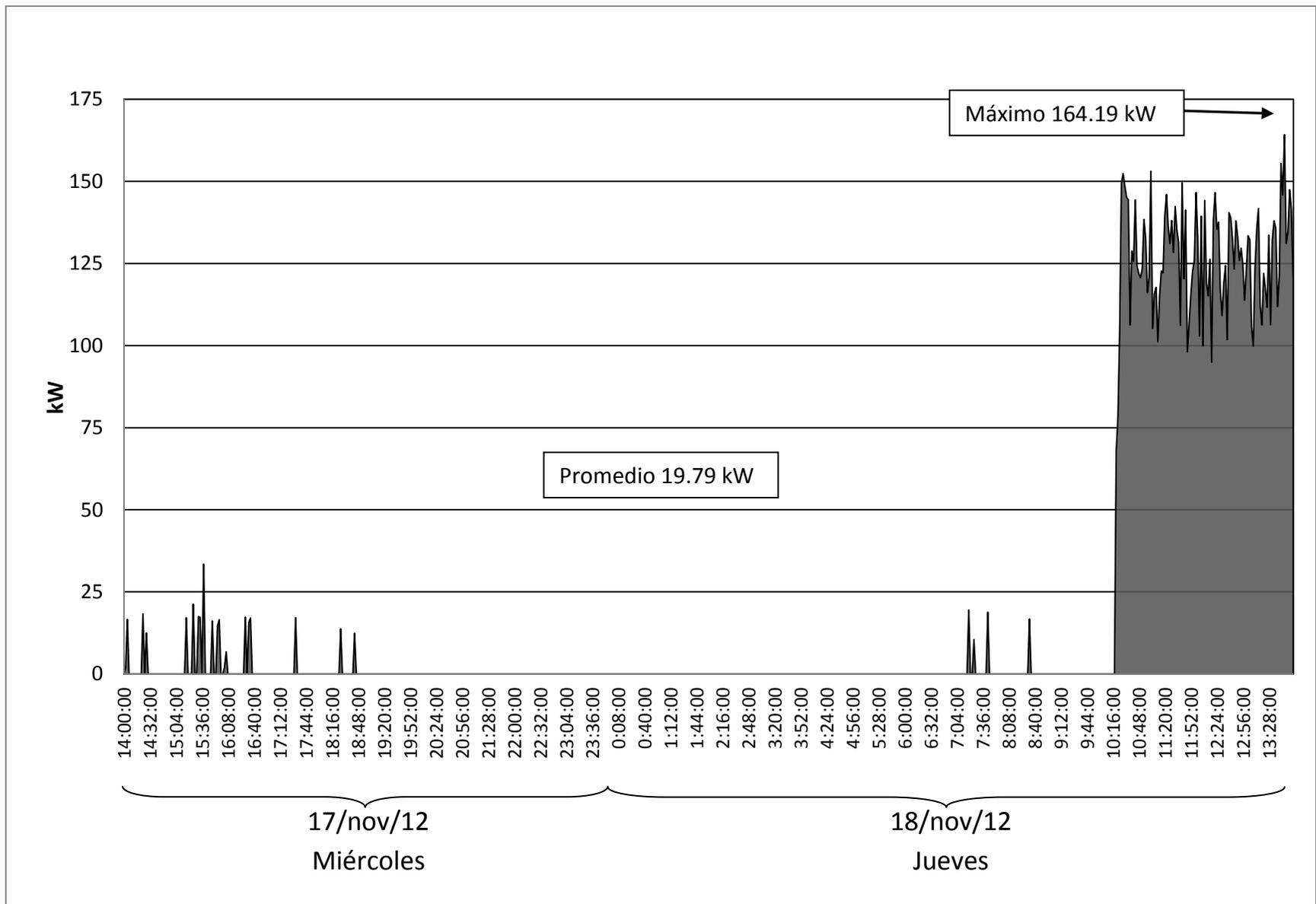


Figura 4.38 Perfil de demanda en transformador #3 del caso de estudio

El personal a cargo comentó sobre el horario de mayor demanda de los equipos de enfriamiento quedando establecido de las 10:00hrs hasta las 16:00 hrs, por lo cual se descartó la posibilidad en cuanto a la concurrencia del uso de los chillers en horario punta. De igual forma se aclaró que nunca se llegan a poner en funcionamiento al mismo tiempo los tres chillers, y solo en ocasiones esporádicas se llegan a encender dos al mismo tiempo, como ocurrió durante el registro del jueves 18.

La carga conectada en el transformador tres también posee parte de la problemática del factor de potencia que actualmente se presenta en el edificio. En todo momento se encuentra en por debajo de 0.90 céntimos, siendo los chillers los principales causales de esta situación, por lo que convendría instalar bancos de capacitores que sustancien los requerimientos de energía reactiva para estos equipos. En la Figura 4.39 se muestra el registro del fp para el transformador tres.

Al igual que en los otros dos transformadores se posee una capacidad de 750 kVA con una potencia aparente máxima de 193.03 kVA, equivalente al 25.73 % de la capacidad de la subestación siendo ésta la de menor aprovechamiento de los tres transformadores. Esta situación podría estar requiriendo una cantidad considerable de reactivos (kVArh) en el núcleo del transformador. Como solución más viable pudiese ser la transferencia de la carga del transformador tres al dos, tomando como ventaja la ubicación de tan solo unos cuantos metros entre tableros. Fácilmente el transformador dos podría almacenar dicha carga ya que este se encuentra al 45.68 % de su capacidad. De implementarse esta medida el aprovechamiento del transformador dos quedaría al 71.41% incrementando la eficiencia al mismo tiempo que se reducen reactivos, lo que propiciaría una mejora del fp. Con esta acción se estaría prescindiendo del uso de un transformador quedando almacenado como de respaldo (pero desconectado de la media tensión). En la Figura 4.40 se muestra la potencia aparente registrada por el analizador de redes en el transformador tres con respecto a la capacidad máxima de este.

Los transformadores con poco aprovechamiento de su capacidad total, consumen energía reactiva a partir de su núcleo, la cual en ocasiones llega a ser de magnitudes considerables por lo que el prescindir de un transformador y ocupar solo uno en lugar de dos, resulta ser una buena medida de aprovechamiento de la energía y elevar el factor de potencia. En cuanto a calidad de energía al igual que en los otros dos transformadores se midieron los niveles de distorsión armónica total de corriente, así como sus componentes en sus principales órdenes. En la Figura 4.41 se puede observar en forma intermitente y de magnitud considerable la distorsión provocada por el montacargas. Se alcanza apreciar que las armónicas son atenuadas al entrar en funcionamiento una carga lineal como lo es el chiller.

Al igual que en los dos casos anteriores se realizaron las gráficas correspondientes a los diferentes órdenes de armónicas en corriente (Figuras 4.42 a 4.45). Como es de esperarse la 5^{ta} y 7^{ma} comúnmente llegan a ser las de mayor magnitud entre las otras, provocadas y generadas a partir de los variadores de velocidad del montacargas.

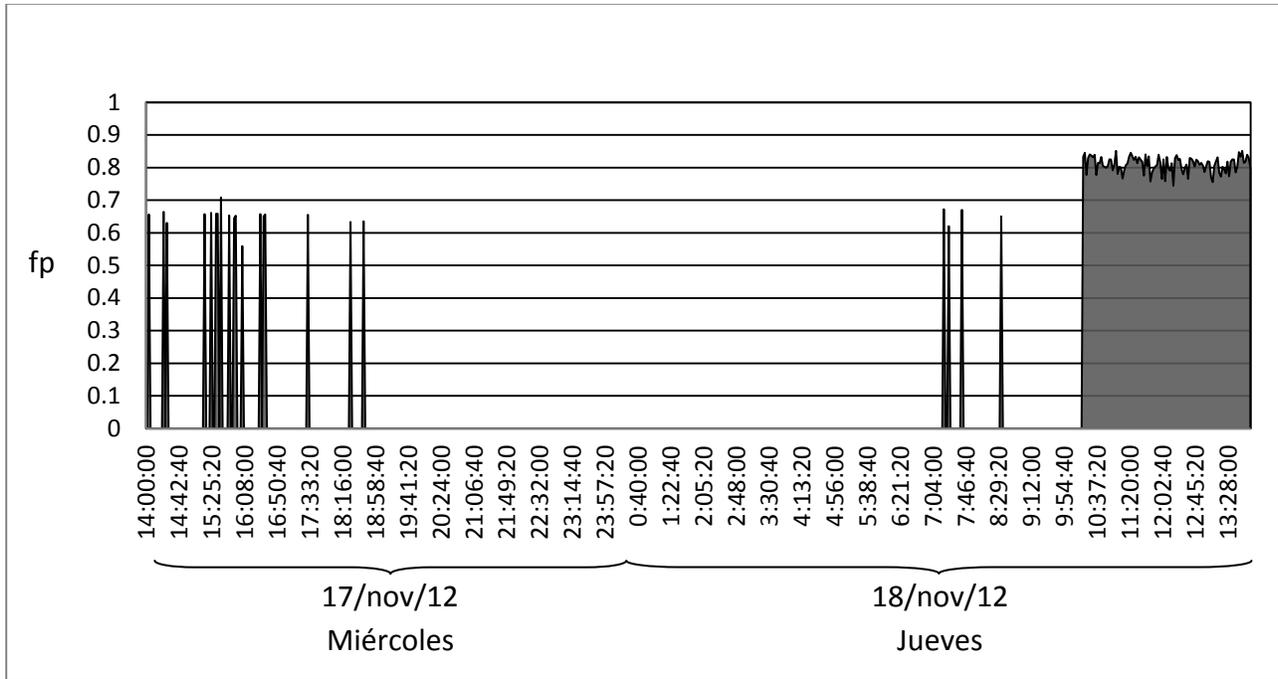


Figura 4.39 Resultados de la medición de factor de potencia en transformador #3

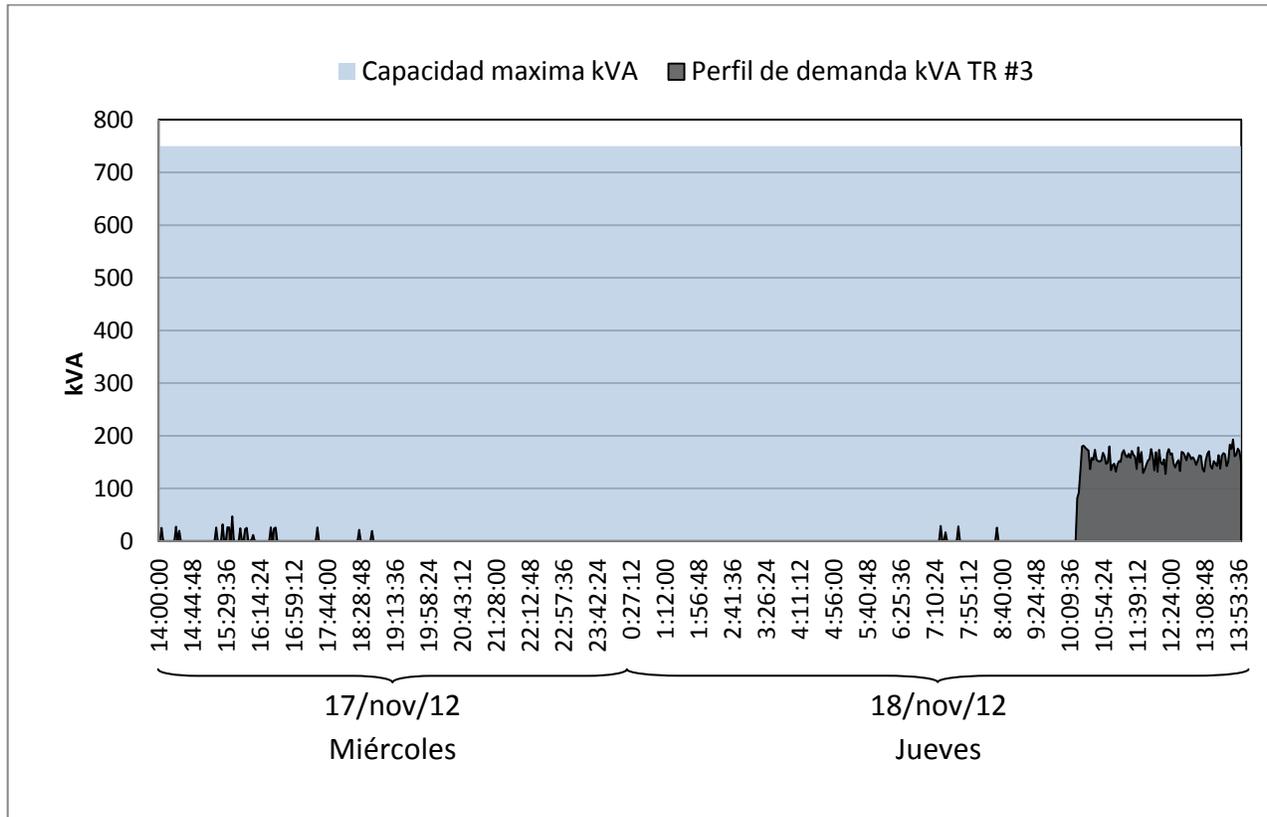


Figura 4.40 Resultados de la potencia aparente registrada y capacidad máxima en transformador # 3

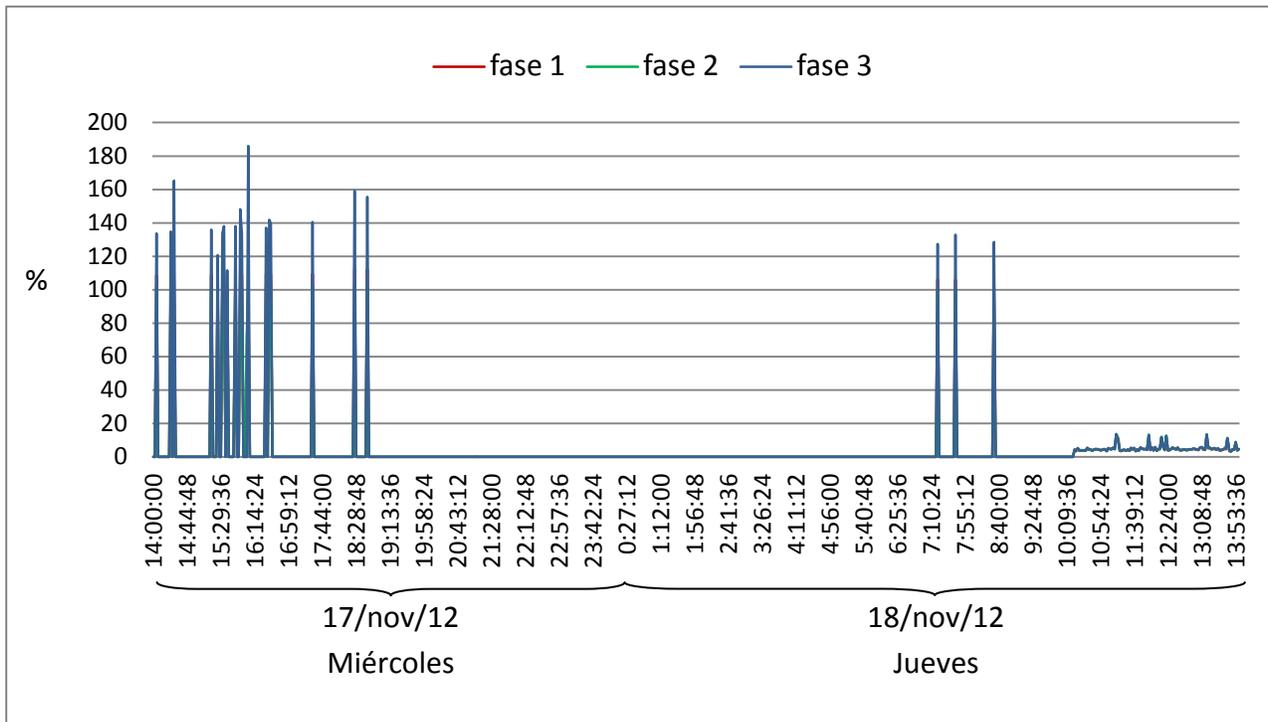


Figura 4.41 Resultado de distorsión armónica total de corriente en transformador # 3

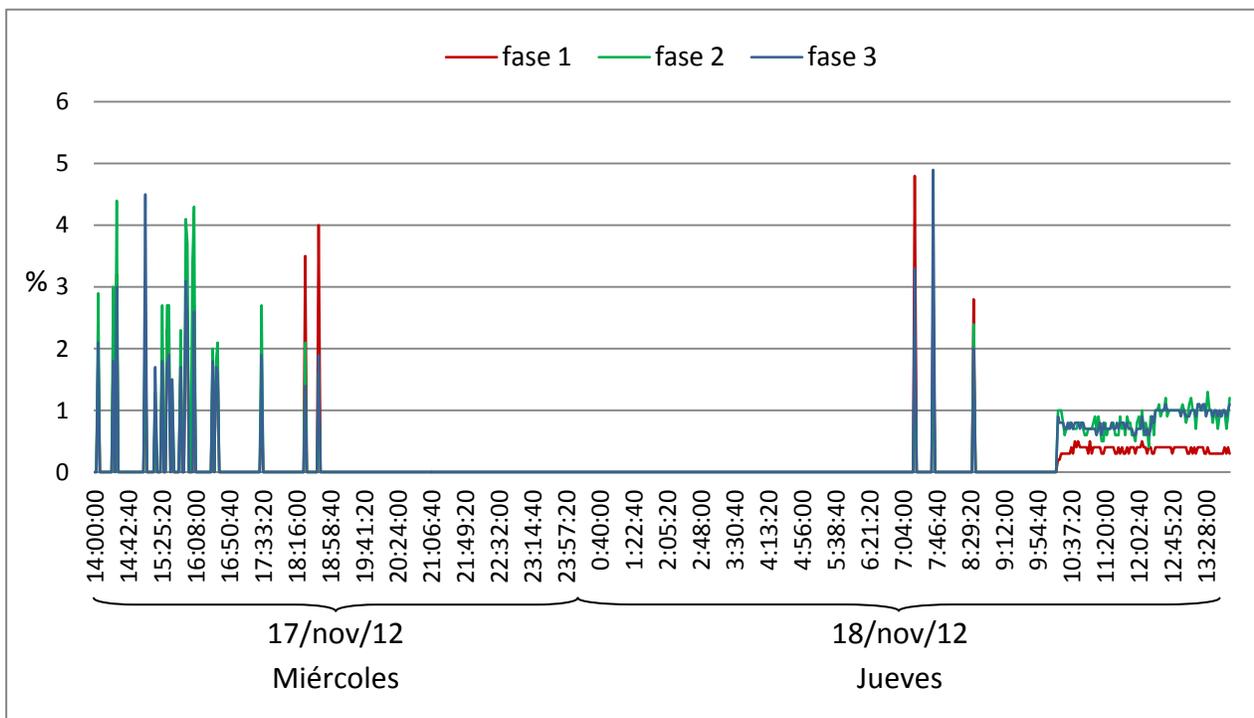


Figura 4.42 Resultado de distorsión armónica de corriente 3^{er} orden (180 Hz) en transformador # 3

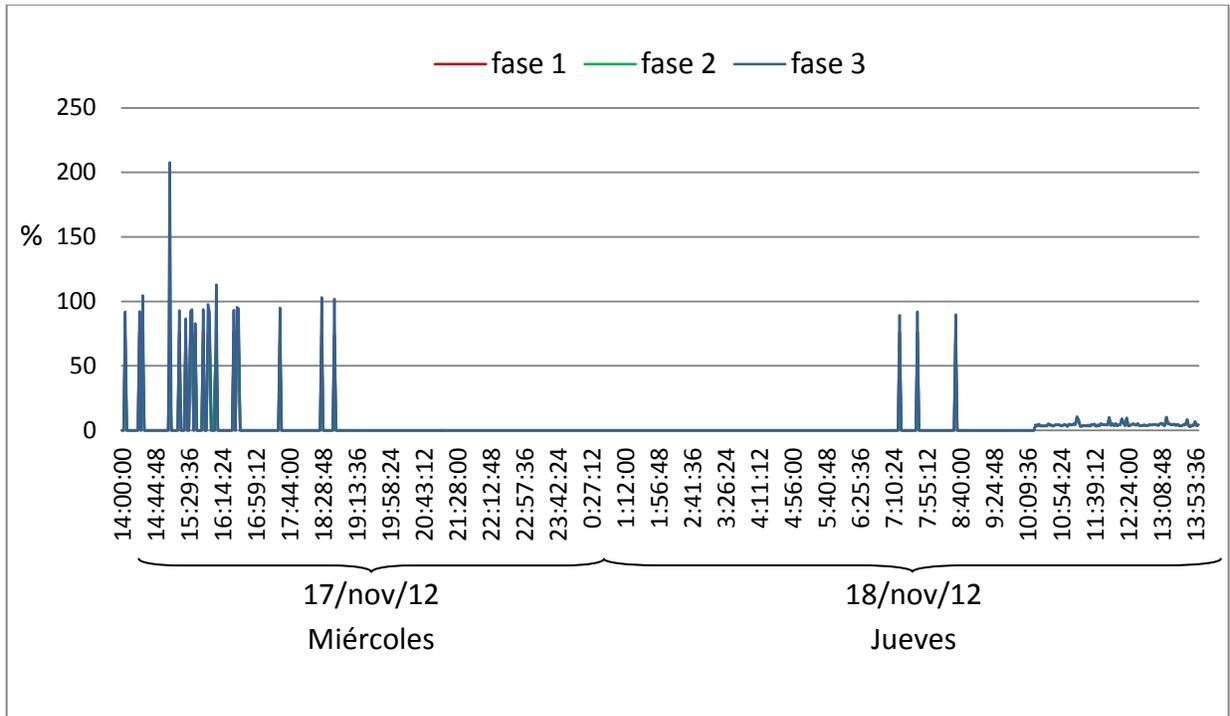


Figura 4.43 Resultado de distorsión armónica 5^{to} orden (300 Hz) en transformador # 3

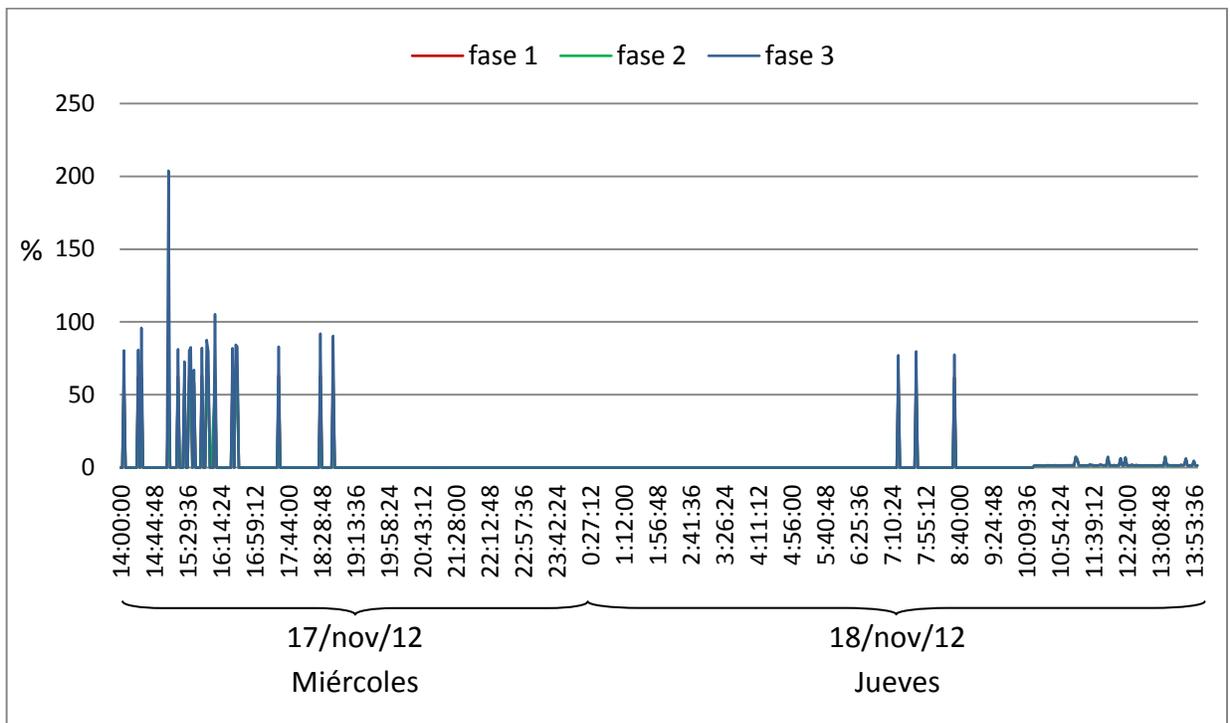


Figura 4.44 Resultado de distorsión armónica 7^{mo} orden (420 Hz) en transformador # 3

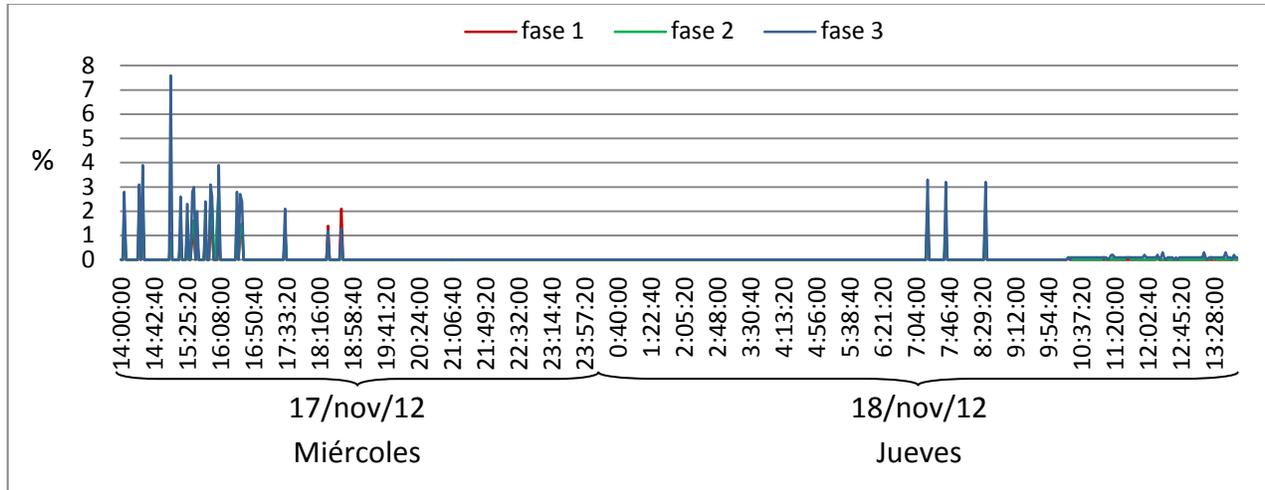


Figura 4.45 Resultado de distorsión armónica 9to orden (540 Hz) en transformador # 3

La mayor distorsión se presentó en la fase tres con niveles de arriba del 200%. En la Tabla 4.9 se resumen los niveles máximos, mínimos y promedios de los cuatro diferentes órdenes de armónicos analizados así como el total en cada una de las fases del transformador #3.

Tabla 4.9 Resumen de los resultados de los niveles de distorsión armónica en corriente para el transformador # 3

	Promedio (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Distorsión armónica total (THD)			
Fase 1	4.120	0	112.5
Fase 2	4.004	0	102.7
Fase 3	5.132	0	186.0
3^{er} orden (180 Hz)			
Fase 1	0.131	0	4.8
Fase 2	0.219	0	4.4
Fase 3	3.948	0	4.9
5^{to} orden (300 Hz)			
Fase 1	3.110	0	76.5
Fase 2	2.995	0	72.7
Fase 3	3.948	0	207.8
7^{mo} orden (420 Hz)			
Fase 1	2.288	0	63.6
Fase 2	2.154	0	59.4
Fase 3	3.157	0	203.8
9^{no} orden (540 Hz)			
Fase 1	0.038	0	2.1
Fase 2	0.057	0	2.9
Fase 3	0.111	0	7.6

Para la tensión y frecuencia se encontraron valores máximos dentro de norma (228 a 280 Volts y 59.52 a 60.48 Hz en frecuencia) adecuados para el correcto funcionamiento de los equipos.

En las Figuras 4.46 y 4.47 se muestra el registro de la tensión de fase y de frecuencia respectivamente.

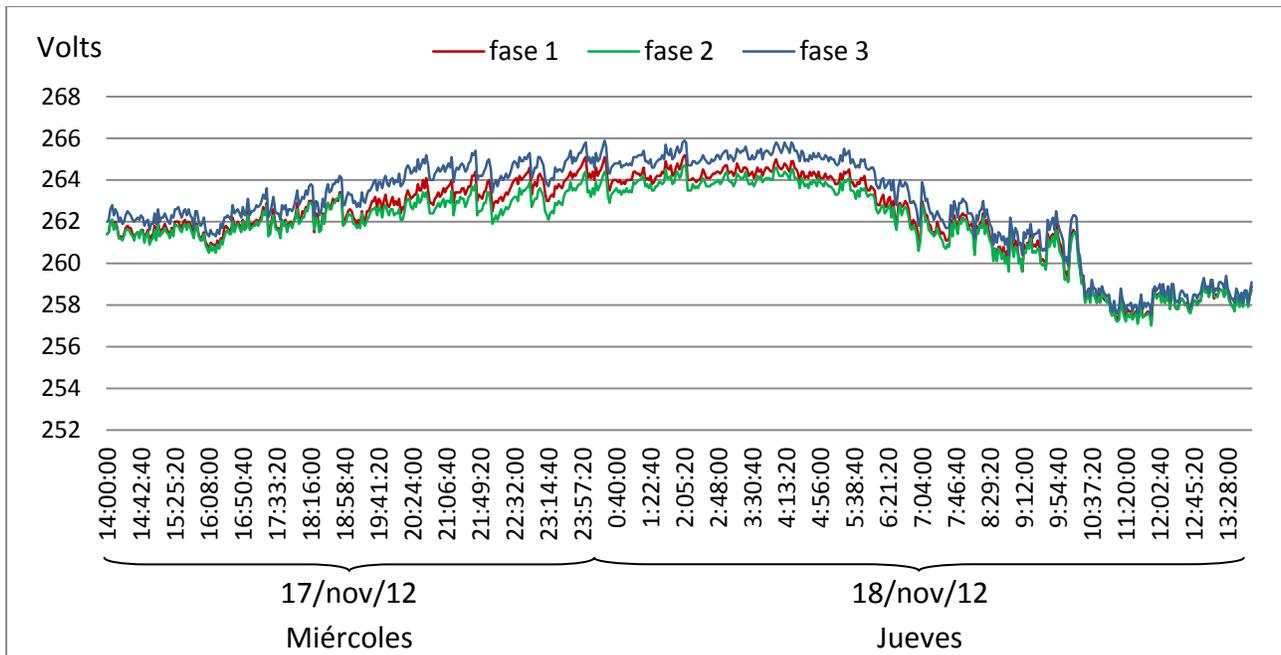


Figura 4.46 Resultados de tensión de fase en transformador # 3

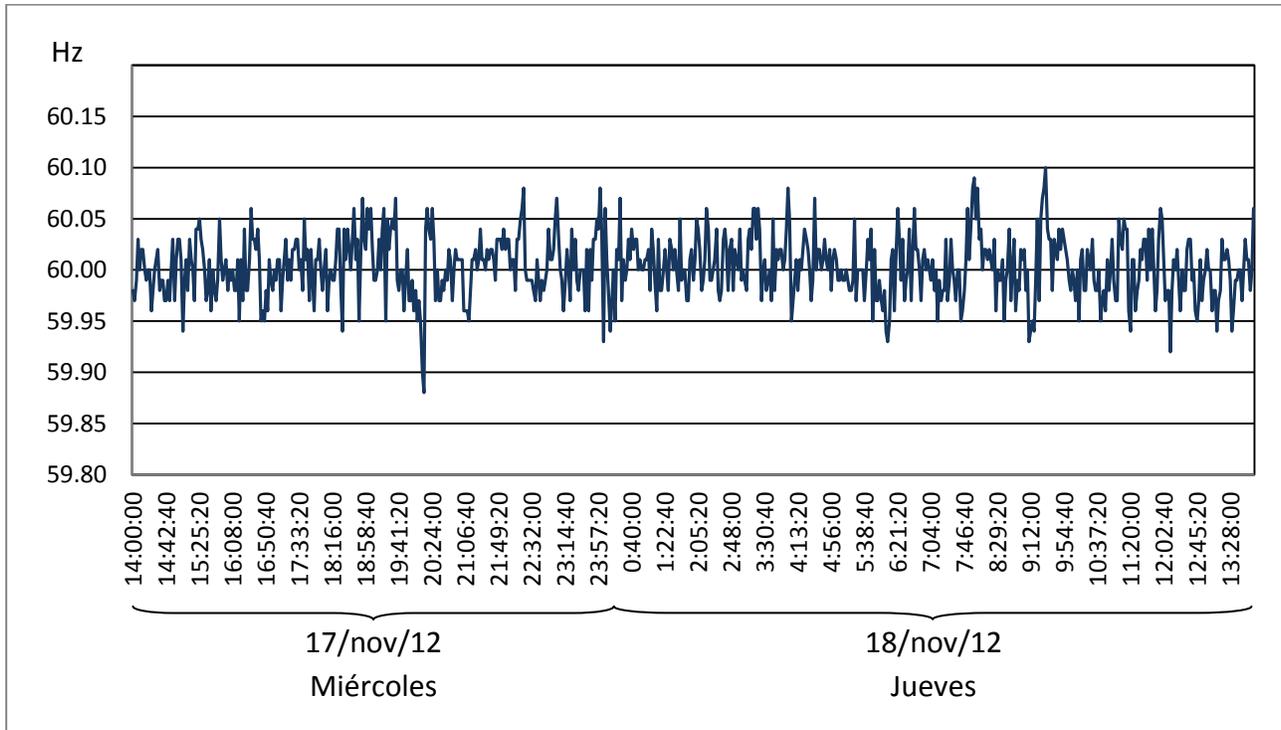


Figura 4.47 Resultados de frecuencia en transformador # 3

El transformador tres es utilizado de forma intermitente llegando a estar por periodos largos trabajando prácticamente “en vacío” lo cual deriva en un desperdicio de las capacidades del

mismo. Se pudo observar periodos pequeños de uso del montacargas el cual demanda menos de 25 kW así como el uso posterior del chiller numero dos, el cual comentó el personal es usado solo en días de mucho calor sin llegar a trabajar en horario punta, por lo que no representa carga a considerar para una propuesta de administración de la demanda.

El factor de potencia estuvo siempre por debajo de 0.9 con respecto a la carga, por lo cual se recomienda la instalación de un banco de capacitores interconectado al chiller dos y tres. Sin embargo seria ampliamente recomendable la separación del montacargas junto con los demás equipos de ascenso de los otros dos transformadores, principales causantes de distorsión armónica.

Una de las acciones que permitiría mejorar el rendimiento y eficiencia de los transformadores seria la transferencia de la carga del transformador tres al transformador dos. Con lo cual se mejoraría parte del factor de potencia al dejar de requerir reactivos por parte del núcleo del transformador al trabajar en "vacío", lo cual deriva en un incremento de la eficiencia del transformador dos, con una carga máxima del 71.41% (Ras, 1991).

En cuanto a calidad de energía, al igual que en los demás transformadores el tres no fue excepción. Los niveles de distorsión armónica total en corriente llegaron a estar en 186%, derivado del uso solitario del montacargas, la cual fue atenuada cuando entro en operación la unidad generadora de agua helada. Al poseer un variador de velocidad el montacargas posee principalmente armónicas de 5^{to} y 7^{mo} orden. En cuanto a tensión y frecuencia los niveles se encuentran actualmente dentro de los rangos óptimos para la operación de los equipos.

Es importante resaltar que actualmente el transformador tres opera de forma esporádica e intermitente a un máximo del 25.73% de su capacidad, de ahí que se proponga el prescindir de su uso y transferir la carga al dos. La gran ventaja es la ubicación entre estos dos equipos que se encuentran en la misma subestación, lo cual no representaría una inversión grandes magnitudes en cuanto a rediseño de las instalaciones eléctricas.

Capítulo 5. Propuestas de ahorro energético y resultados

5.1 Propuestas de ahorro y eficiencia energética

Uno de los puntos más importantes de un perfil de ahorro energético son las propuestas de ahorro y eficiencia energética. A partir de las cuales se obtendrá el ahorro energético y económico. Por lo cual es de suma importancia desarrollar propuestas coherentes y con sustento en las mediciones y datos recabados, como el censo de carga, el registro de los parámetros eléctricos y la información obtenida del personal a cargo. En primera instancia se pretende que la inversión sea mínima o nula en algunos casos, lo cual resulta atractivo debido a los presupuestos limitados que se poseen. Para nuestro caso de estudio se ha descartado por el momento la sustitución de maquinaria por equipos de alta eficiencia debido a que el edificio no posee aún una longevidad alarmante, y más bien se pretende que los ahorros futuros sirvan para la inversión en estos equipos, como pudiesen ser las luminarias led o motores con sello FIDE. De este modo se estaría retroalimentando el ahorro en el inmueble.

5.1.1 Administración de la demanda en el sistema de aire acondicionado

Como ya se había mencionado la tarifa HM posee tres diferentes horarios, de los cuales el punta resulta ser el más significativo de los tres. En el análisis previo se observó que actualmente el edificio presenta una alta demanda en este horario, sobre todo durante el periodo fuera de verano (octubre – abril) en el cual se abarcan 4 horas de lunes a viernes de 18:00 hrs. a 22:00hrs. Lo cual pudiese ser aprovechado reduciendo los kW requeridos en ese periodo bajando con ello los costos por demanda facturable.

Tomando en cuenta el censo de carga, el sistema de aire acondicionado y ventilación resultó ser el de mayor consumo así como el que posee los equipos de mayor demanda, específicamente las unidades generadoras de agua helada o “chillers” y las unidades manejadoras de aire (uma), los cuales representan la mayor parte de este sistema. Con base en las mediciones registradas por el analizador de redes, se pudo determinar el uso de estos equipos en horario punta, los cuales fueron apagados en el periodo de las 18:30 a las 18:35 hrs, quedando en el intervalos del horario punta. Por lo cual se pretende sacarlos de operación 45 minutos antes de lo que habitualmente se hace, quedando como hora máxima de apagado las 17:45 hrs. Es importante mencionar que esta medida no afecta el confort del edificio con base a las siguientes razones:

- El horario propuesto para prescindir de los equipos no representa ganancias térmicas de consideración por parte del sol, ya que en ese instante se encuentra en el horizonte. Conforme se acerca el mes de abril incluso ya no es visto a partir de las 18:30. El horario donde mayor radiación incide es de las 11:00 hrs a las 15:00 hrs, donde si es de suma importancia un sistema de aire acondicionado en el cual incluso se llegan a ocupar dos chillers.

- La mayor parte del personal que labora se dispone a finalizar sus actividades laborales a partir de las 17:45 hrs, debido al horario de salida que en su mayoría es a las 18:00 hrs, por lo cual solo permanecerían 15 minutos sin aire acondicionado. Lo cual no representa un momento crítico para que el sistema estuviese en operación.

Para determinar los kW ahorrados en horario punta se procedió a realizar el análisis del perfil de demanda del transformador uno y dos donde se encuentran instaladas las unidades manejadoras de aire y los chillers respectivamente.

En el transformador uno se tiene instaladas las veinte unidades manejadoras de aire, las cuales se pretende sacar de operación antes de las 18:00 hrs de lunes a viernes durante el período fuera de verano. A continuación se muestra el perfil de demanda registrado con el analizador de redes correspondiente al viernes 9 de noviembre del 2011 de las 15:20 a las 19:40 horas (Figura 5.1), donde se puede apreciar el decremento de **61.78 kW** de potencia al momento donde se terminan de apagar todas las uma.

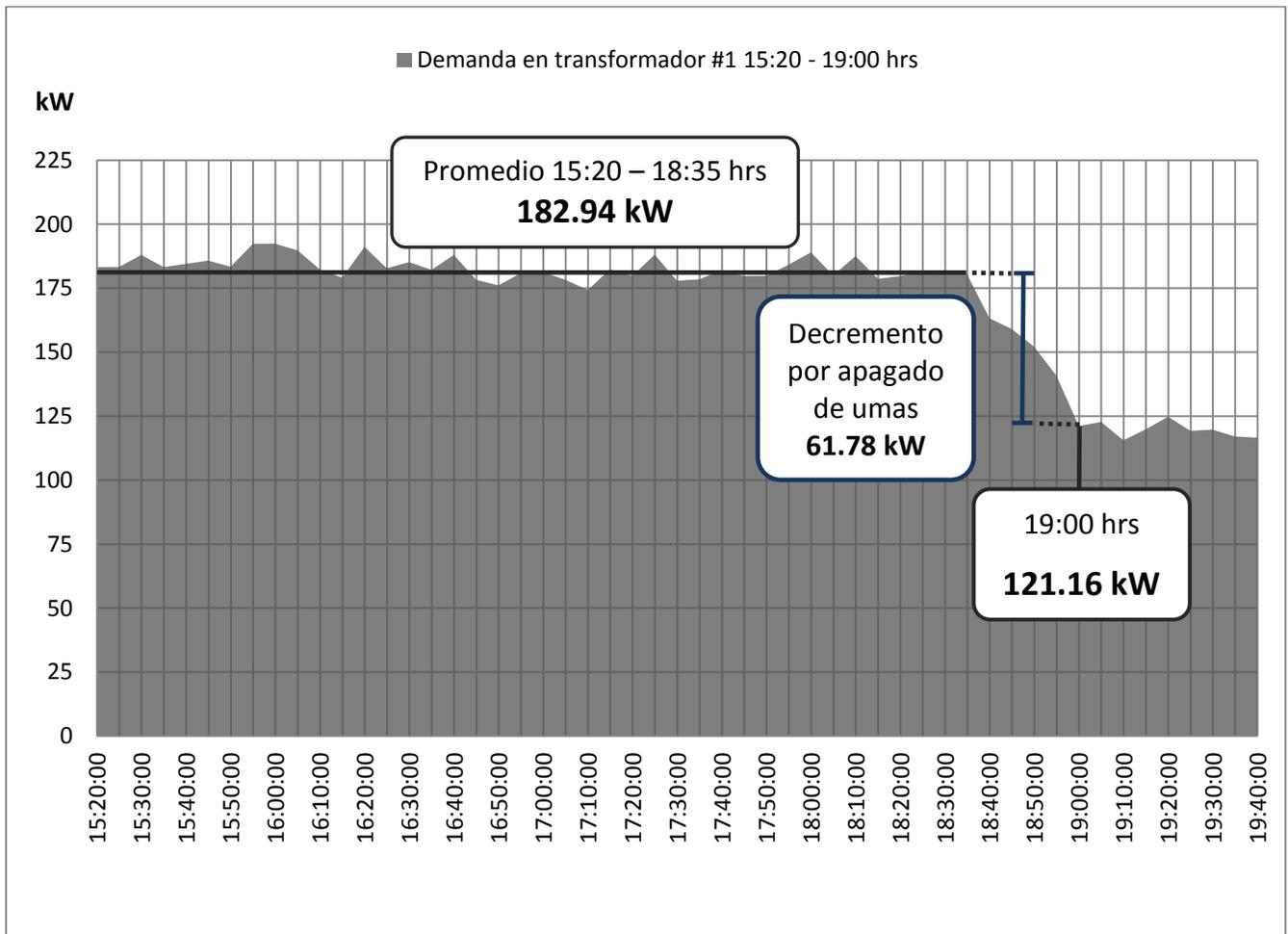


Figura 5.1 Análisis del perfil de demanda en transformador #1 para el ahorro de demanda en horario punta del caso de estudio

En el caso del transformador dos, se tiene instalada la unidad generadora de agua helada principal (chiller) y las bombas primarias y secundarias que suministran a las manejadoras (umas), al igual que en el transformador uno, se puede visualizar un decremento aun mayor cuando se prescinde de estos equipos (Figura 5.2).

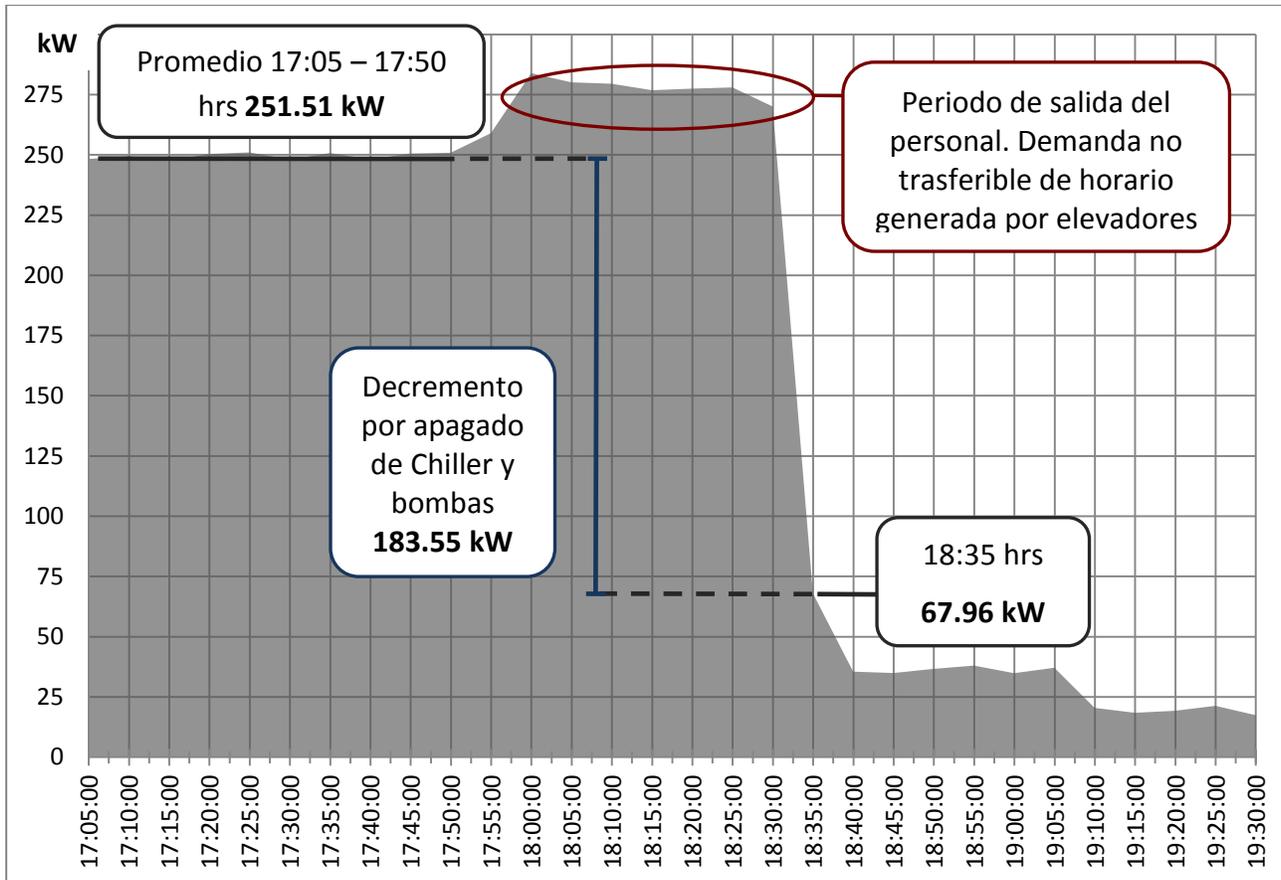


Figura 5.2 Perfil de demanda en transformador #2 para el ahorro de demanda en horario punta en el caso de estudio

Si se sacasen de operación el chiller así como las bombas, 15 minutos antes de las 18:00 horas de lunes a viernes durante el periodo fuera de verano, se obtendría un ahorro al reducir la demanda punta de aproximadamente **183.55 kW**. Para este análisis se consideró el promedio de demanda de las 17:05 hrs a las 17:50 hrs debido a que en este lapso de tiempo la demanda permaneció constante, seguida de un incremento generado por el uso constante de elevadores a causa de la salida del personal que labora, lo cual no puede ser transferido de horario y por ende considerado para el ahorro en punta. También se consideró la demanda de las 18:35 horas (67.96 kW) como la menor, debido a que aún se encuentran operando los elevadores por lo cual no se puede considerar demanda alguna de menor magnitud a partir de ese instante.

Si se suman los dos decrementos propuestos en cada transformador a partir de los equipos mencionados se obtendría una disminución total de **245.33 kW** de demanda en horario punta. Es de suma importancia el mantener una disciplina en cuanto al apagado de las máquinas, de

preferencia 15 minutos antes de las 18:00 hrs ya que bastaría un solo día de descuido para elevar la demanda de todo el mes.

5.1.2 Reducción en la operación de luminarias en horario no laborable

En el sistema de iluminación actual se posee una política de encendido de luminarias de 24 horas, esto genera un consumo constante aún cuando este no es requerido. Durante el análisis de las mediciones en el transformador uno, se pudo apreciar el perfil de la demanda en un fin de semana completo. El cual reflejó un claro uso innecesario del sistema de iluminación en horarios no laborables, lo cual puede ser aprovechado para prescindir de la mitad de las luminarias durante estos lapsos, obteniendo así un ahorro en kWhs, en cada uno de los tres horarios de la tarifa HM.

Para determinar el ahorro, fue necesario el registro en cuanto consumo por el analizador de redes así como del perfil de demanda, Con estos dos parámetros se pudo determinar los instantes no laborables así como los kWh correspondientes a cada uno de ellos obteniendo su promedio por hora (Figura 5.3).

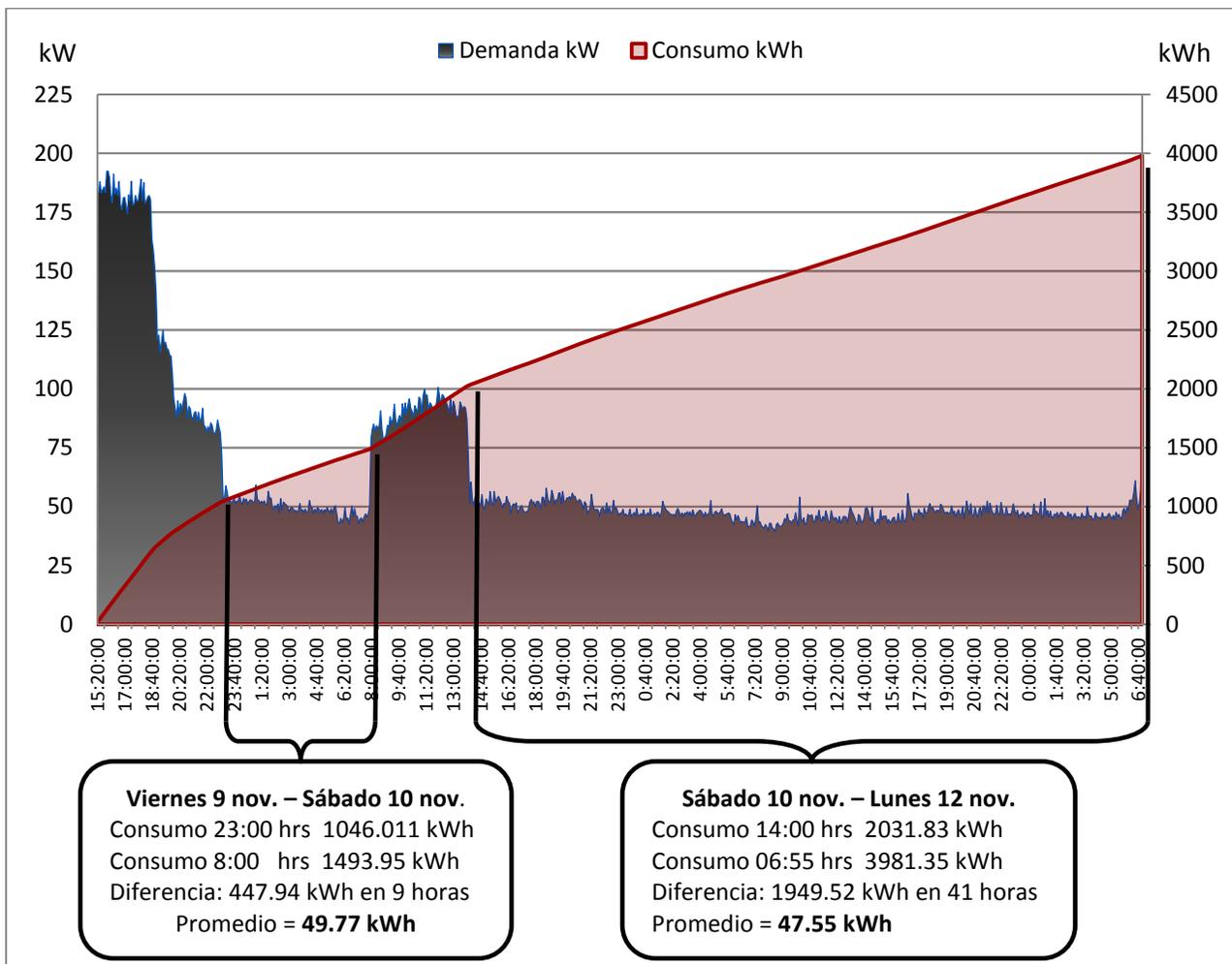


Figura 5.3 Promedios de consumo de energía en horario no laborable en el caso de estudio

Utilizando como referencia la Figura 5.3, el promedio del consumo de los dos intervalos de tiempo señalados en la gráfica, es de **48.66 kWh**, por cada hora que se considere no laborable, si se redujese a la mitad el número de luminarias encendidas durante estos lapsos el valor final será de **24.33 kWh**. En la Tabla 5.1 y 5.2 se muestra la distribución correspondiente del ahorro en consumo derivado del apagado de la mitad del alumbrado durante horarios no laborables, para cada uno de los diferentes días de la semana. Se ha considerando la proporción de horas correspondientes a cada instante del día con base en la tarifa HM (base intermedio punta), tanto para el periodo de verano y fuera de verano.

Tabla 5.1 Distribución de horas no laborables y ahorro en consumo para el periodo de verano

Para periodo de verano		Horas no laborables en:			kWh ahorrados por día en:		
Día de la semana	Periodo no laborable c/iluminación	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes- Viernes	00:00 hrs – 7:00 hrs 23:00 hrs – 24:00hrs	6	2		145.98	48.66	Sin ahorro en punta
Sábado	00:00 hrs – 8:00 hrs 14:00 hrs – 24 hrs	7	11	Sin horas	170.31	267.63	
Domingo	00:00 hrs – 24 hrs	19	5		462.27	121.65	

Tabla 5.2 Distribución de horas no laborables y ahorro en consumo para el periodo fuera de verano

Para periodo fuera de verano		Horas no laborables en:			kWh ahorrados por día en:		
Día de la semana	Periodo no laborable c/iluminación	Base	Intermedio	Punta	Base	Intermedio	Punta
Lunes- Viernes	00:00 hrs – 7:00 hrs 23:00 hrs – 24:00hrs	6	2	Sin horas	145.98	48.66	Sin ahorro
Sábado	00:00 hrs – 8:00 hrs 14:00 hrs – 24 hrs	8	8	2	194.64	194.64	48.66
Domingo	00:00 hrs – 24 hrs	18	6	Sin horas	437.94	145.98	Sin ahorro

Si se consideran los 365 días del año de los cuales 261 son de lunes a viernes, 52 son sábados y 52 son domingos, se obtendría un ahorro de aproximadamente **103,939 kWh** equivalente a **54.52** toneladas de CO₂ al año, nada despreciables si se considera la situación que actualmente enfrenta el planeta en cuanto a calentamiento global.

5.1.3 Mejora del factor de potencia

Actualmente el servicio posee un bajo factor de potencia, el transformador dos así como el transformador tres poseen la mayor parte de esta problemática. Es necesaria la instalación de diferentes elementos como pueden ser bancos de capacitores o filtros, que permitan de una forma segura y efectiva la mejorar del FP, para ello el aspecto técnico y económico representan una parte importante al seleccionar los equipos, ya que los costos en ocasiones pueden aumentar el tiempo de amortización de la inversión, siendo esto poco atractivo para las empresas (Rogers, 1939).

Para que el factor de potencia sea óptimo el análisis se enfocó en tres metas principales: 0.9, 0.95 y 1 de los cuales se determinará el tipo y el costo aproximado de los equipos necesarios para dicho fin.

a) Factor de potencia en transformador #1

En el transformador uno se encuentran instaladas las unidades manejadoras de aire, el sistema de iluminación y de extracción de emisiones, así como tres elevadores. Es el único transformador que presentó un factor de potencia por encima de 0.9 céntimos. Sin embargo, posee distorsión armónica razón por la cual sería recomendable el conectar los elevadores con los otros tres y el montacargas de los otros dos transformadores para que mediante un filtro de armónicos se pueda solucionar esta problemática. En la Figura 5.4 se muestra el registro del factor de potencia y la potencia activa.

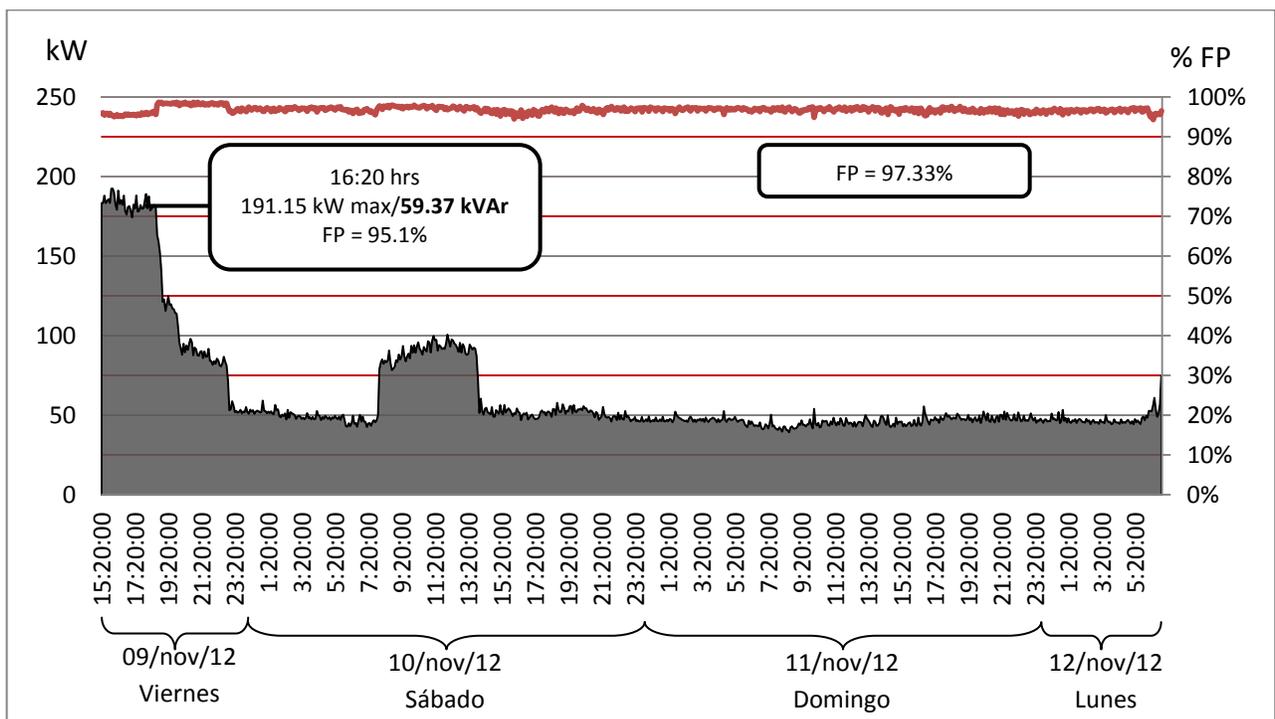


Figura 5.4 Demanda (kW) y factor de potencia en transformador #1

b) Mejora del factor de potencia en transformador #2

Para la mejora del factor de potencia en el transformador dos es necesario tomar en cuenta ciertas consideraciones.

- El transformador dos presentó distorsión armónica total en corriente por encima del 10%.
- Los variadores de velocidad (drives) en los motores de los ascensores son los principales causales de esta distorsión.
- El chiller, así como las bombas primarias y secundarias al ser cargas lineales actúan como un atenuador natural de los picos resonantes paralelos, reduciendo los niveles de distorsión armónica durante su operación.
- Se debe considerar un banco de capacitores para el chiller y bombas, y filtro de armónicas para los ascensores.

Para determinar la capacidad así como el tipo de banco de capacitores y los filtros a usar, es necesario evaluar el perfil de la potencia activa, reactiva y factor de potencia registrados por el analizador de redes (Figura 5.5).

Para el chiller y las bombas se consideró como potencia máxima 251.52 kW y un factor de potencia de 80.6% obtenidos a partir del promedio del periodo de las 15:05 a las 17:50 hrs, donde se registraron la demandas más altas y constantes. Con base en estos valores se pueden establecer tres propuestas diferentes para la mejora del factor de potencia (Tabla 5.3).

Para la mejora al mínimo del 90 y 95 % se recomienda un banco fijo considerando que el decaimiento máximo registrado durante el periodo de medición fue de 105.2 kVAr. Por lo cual no existe riesgo de que se sobre compense la cantidad de kVAr, que pudiese derivar en un factor de potencia capacitivo. Para alcanzar el 100% del FP sería necesario un banco de capacitores automático que permita adaptarse a los requerimientos dinámicos de energía reactiva, en este caso uno de 190 kVAr como el que se cotizó permitiría alcanzar este objetivo. Sin embargo resulta ser 3 veces más costoso que el banco fijo de 100 kVAr y 5 veces el de 70 kVAr siendo una opción menos atractiva en cuanto inversión económica.

Para la sección de los elevadores es necesario implementar un filtro de armónicas, debido a los niveles de distorsión armónica que se presentaron al ser apagados los sistemas de aire acondicionado, los cuales ayudan a la atenuación de esta distorsión al ser cargas lineales de gran magnitud. El filtro a emplear deberá estar sintonizado cerca de la 5^{ta} armónica con el objeto de reducir la THD en corriente. El valor de potencia que fue requerida por los ascensores del transformador dos fue de **23.83** kVAr. Sin embargo, para instalar un filtro la mayoría de los proveedores por situaciones de costos manejan capacidades no menores a 50 kVAr. Para obtener un mayor aprovechamiento de esta situación se propone conectar los ascensores de todos los transformadores a este filtro, reduciendo así la distorsión armónica generada por los variadores de velocidad (drives), y corrigiendo al mismo tiempo al 100% el Factor de potencia en este sistema.

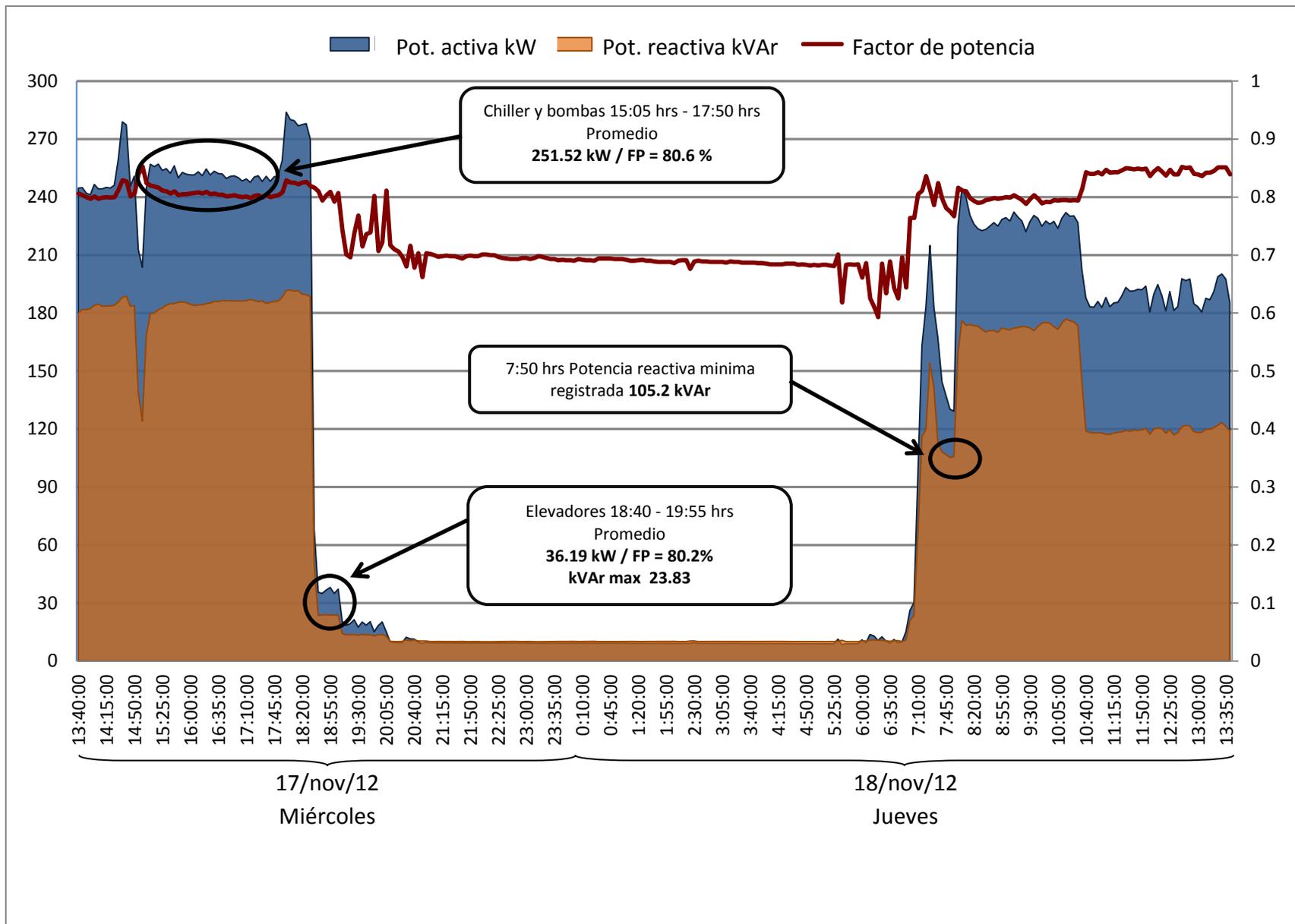


Figura 5.5 Potencia activa, reactiva y factor de potencia en transformador #2

Tabla 5.3 Capacidad de banco de capacitores para el chiller principal, bombas primarias y secundarias (Alpes, 2013., Diram,2013)

Factor de potencia mínimo deseado	kVAr necesarios calculados	Capacidad del banco cotizado	Tipo de banco	\$ Costo aproximado sin IVA en USD	
				1er Proveedor (Alpes)	2do Proveedor (Diram)
90%	62.89 kVAr	70 kVAr	Fijo	US\$ 902	US\$ 865
95%	105.04 kVAr	100 kVAr	Fijo	US\$ 1,446	US\$ 1,077
100%	184.71 kVAr	190 kVAr	Automático	US\$ 4,504	US\$ 7,191

En la Figura 5.6 se muestra la mejora del factor de potencia en el transformador dos al implementarse los bancos de capacitores mencionados, tomando como referencia el perfil de potencia reactiva con el objeto de visualizar la aportación de energía reactiva de los bancos.

c) Mejora del factor de potencia en transformador # 3

Actualmente el transformador tres se mantiene trabajando a un valor máximo del 25.73 % de su capacidad total, teóricamente un transformador en vacío posee un fp de 0.1, lo cual genera que se consuman kVArh incensarios por el simple hecho de estar conectado y energizado. El transformador dos posee capacidad para albergar toda la carga del transformador tres prescindiendo de esta manera de un transformador que comúnmente trabaja en vacío.

En el transformador tres se encuentran instalados el chiller dos (usado esporádicamente), el chiller tres (casi sin uso), así como el montacargas, donde se pudieron observar niveles muy altos de distorsión en la 5^{ta} armónica (al igual que todos los variadores de velocidad de los ascensores). Con base en lo mencionado se pretende instalar un banco de capacitores fijo que soporte el encendido de cualquiera de los dos chillers tomando en cuenta que estos nunca trabajan simultáneamente, así como la incorporación del montacargas al filtro de armónicas de 60 kVAr mencionado con anterioridad en el transformador dos.

Para poder obtener el valor del banco de capacitores adecuado para los chillers fue necesario emplear (al igual que en los otros dos transformadores), las lecturas registradas por el analizador de redes tomando en cuenta la potencia activa, reactiva y el factor de potencia. En la Figura 5.7 se muestran los parámetros a considerar para obtener el valor del banco antes mencionado.

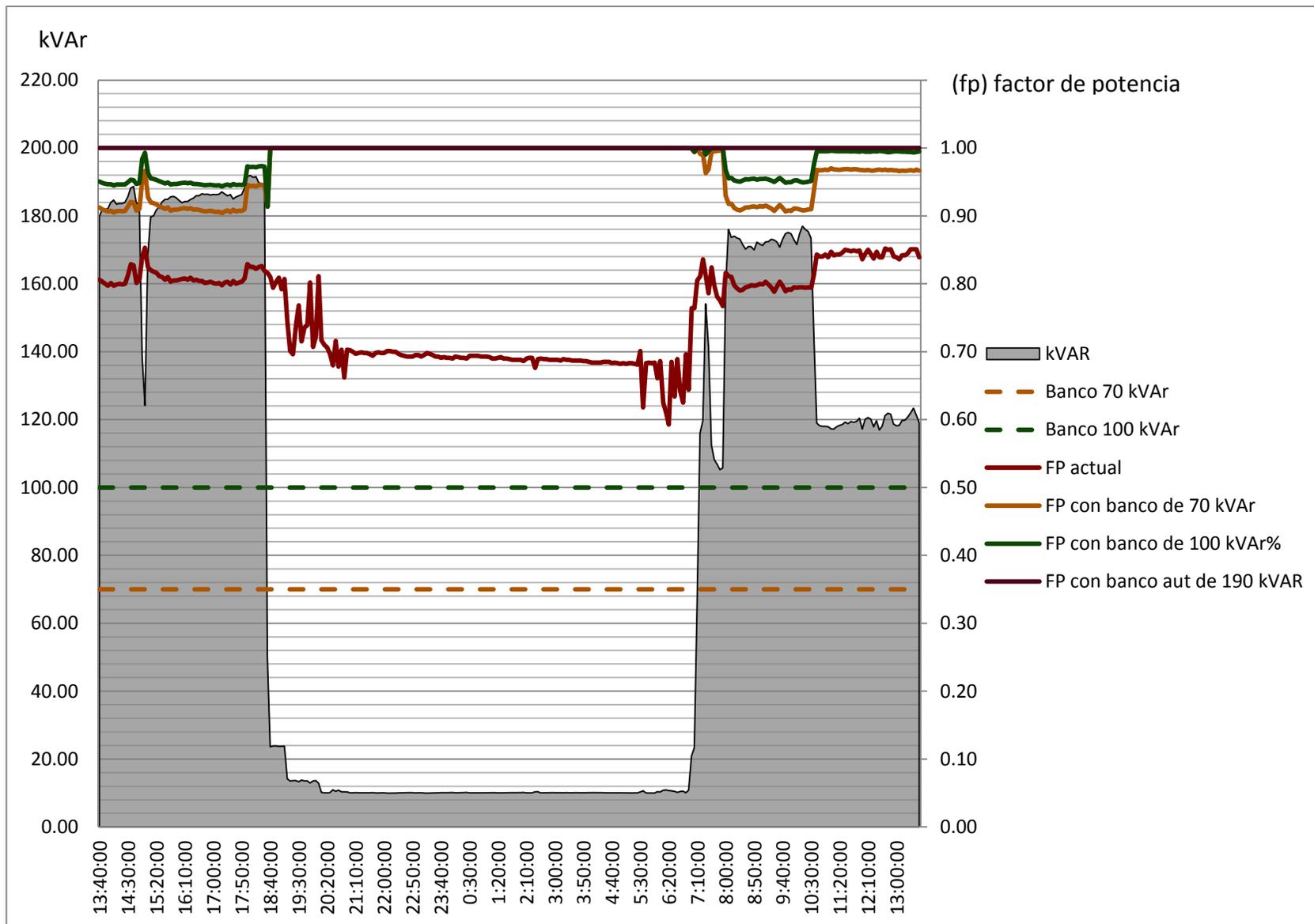


Figura 5.6 Mejora del factor de potencia con bancos de capacitores en el transformador #2

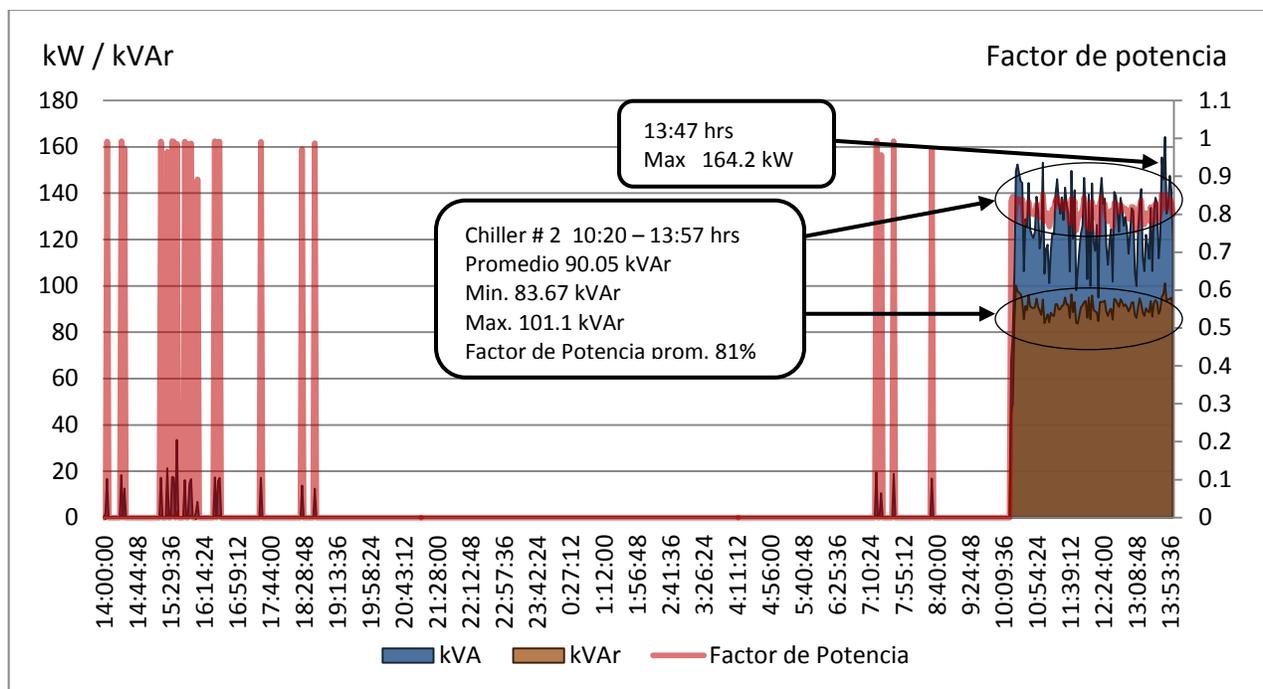


Figura 5.7 Potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR) y factor de potencia en transformador #3

Con base en las mediciones se puede observar claramente el uso del chiller dos a partir de las 10:20 hrs el cual se muestra como una carga relativamente variable en cuanto a potencia activa, y sumamente constante en su potencia reactiva, de la cual se obtuvo un valor mínimo de 83.67 kVAR. Es claro que para el chiller dos se puede utilizar sin problema un banco de capacitores fijo el cual corrija el factor de potencia a los niveles óptimos. Sin embargo deberá estar interconectado al chiller 3 en caso de que tuviese que ser utilizado por alguna eventualidad. Además es imprescindible la implementación de un interruptor que saque la carga así como al capacitor cuando este sea accionado, evitando sobretensiones una vez que el chiller este fuera de servicio.

En la Tabla 5.4 se muestra los valores de los bancos de capacitores necesarios para corregir y garantizar el factor de potencia para el chiller dos y tres a 0.9, 0.95 y 1. Partiendo de la potencia reactiva máxima de 101 kVAR así como un factor de potencia promedio de 81%.

Tabla 5.4 Capacidad de banco de capacitores para el Chiller dos/tres en transformador #3 (Alpes, 2013., Diram,2013)

Factor de potencia mínimo deseado.	kVAR calculados	Capacidad del banco cotizado	Tipo de banco	\$ Costo aproximado sin IVA USD	
				1er Proveedor (Alpes)	2do Proveedor (Diram)
90%	33.44 kVAR	40 kVAR	Fijo	US\$ 558	US\$ 455
95%	55.15 kVAR	60 kVAR	Fijo	US \$ 888	US\$ 865
100%	101.00 kVAR	105 kVAR	Automático	US\$ 4,189	US\$ 3,401

Para obtener un factor de potencia mínimo del 90 y 95 % es necesario un banco de capacitores fijo de 40kVAr y 60 kVAr respectivamente. Considerando que el decaimiento máximo registrado durante el periodo de medición fue de 83.67 kVAr no existe posibilidad de que se sobrecompense la cantidad de reactivos generando con ello un factor de potencia capacitivo y sus problemas que conlleva. Es indispensable se incorpore un interruptor que saque de operación al capacitor y a la carga cuando esta no se encuentre en servicio. Para alcanzar el 100% del FP sería necesario un banco de capacitores automático que permita seguir las pequeñas variaciones que presentó el chiller dos. En este caso particular un banco automático de 105 kVAr como el que se cotizó permitiría alcanzar este objetivo. Sin embargo los costos en comparación de las otras dos opciones resulta bastante elevado, para ser más específicos los costos para mejorar el FP al 100% es 7.5 veces más costoso que el banco de 40 kVAr y 4.7 veces mayor que el banco de 60kVAr. Si se considera que la bonificación por obtener el máximo FP es apenas de 2.5% de la facturación normal, la amortización del gasto sería mucho más tardía, a comparación de los bancos fijos que resuelven sin problema la penalización por bajo factor (Elektrotek Concepts, 2002).

Para el montacargas se obtuvo un valor máximo 1.16 kVAr (registrado por el analizador de redes a las 15:27 hrs), de igual forma se requiere incorporar esta carga al filtro de 50 kVAr del transformador 2. El objetivo principal es aislar y mitigar su 5^{ta} armónica generada por su variador de velocidad. En la Figura 5.8 se muestra la mejora del FP con los bancos y el filtro propuestos.

d) Evaluación y factibilidad de filtros y bancos de capacitores para la optimización del factor de potencia

En el análisis anterior se pudo observar que cada transformador presenta situaciones diferentes con necesidades y soluciones diversas, sin embargo hay que considerar tanto el beneficio como el costo de cada una de las soluciones. En el transformador uno se posee un buen factor de potencia por lo cual no existe necesidad de invertir en un banco de capacitores para su mejora. Sin embargo si presenta niveles de distorsión armónica los cuales se pueden solucionar incorporando un filtro de armónicas de 60 kVAr que sustente a todo el sistema de ascensores y montacargas con el cual se elevaría el FP a casi el 100% para esta sección.

Para garantizar un factor de potencia al 90% en todo el sistema, se requiere de la implementación de dos bancos fijos de capacitores de 70 kVAr y 40 kVAr, que compensarían la potencia reactiva requerida por las unidades manejadoras de agua helada (Chillers) y las bombas primarias y secundarias. En la Tabla 5.5 se muestran los rangos en los que oscilaría el factor de potencia así como los costos al implementarse estos equipos.

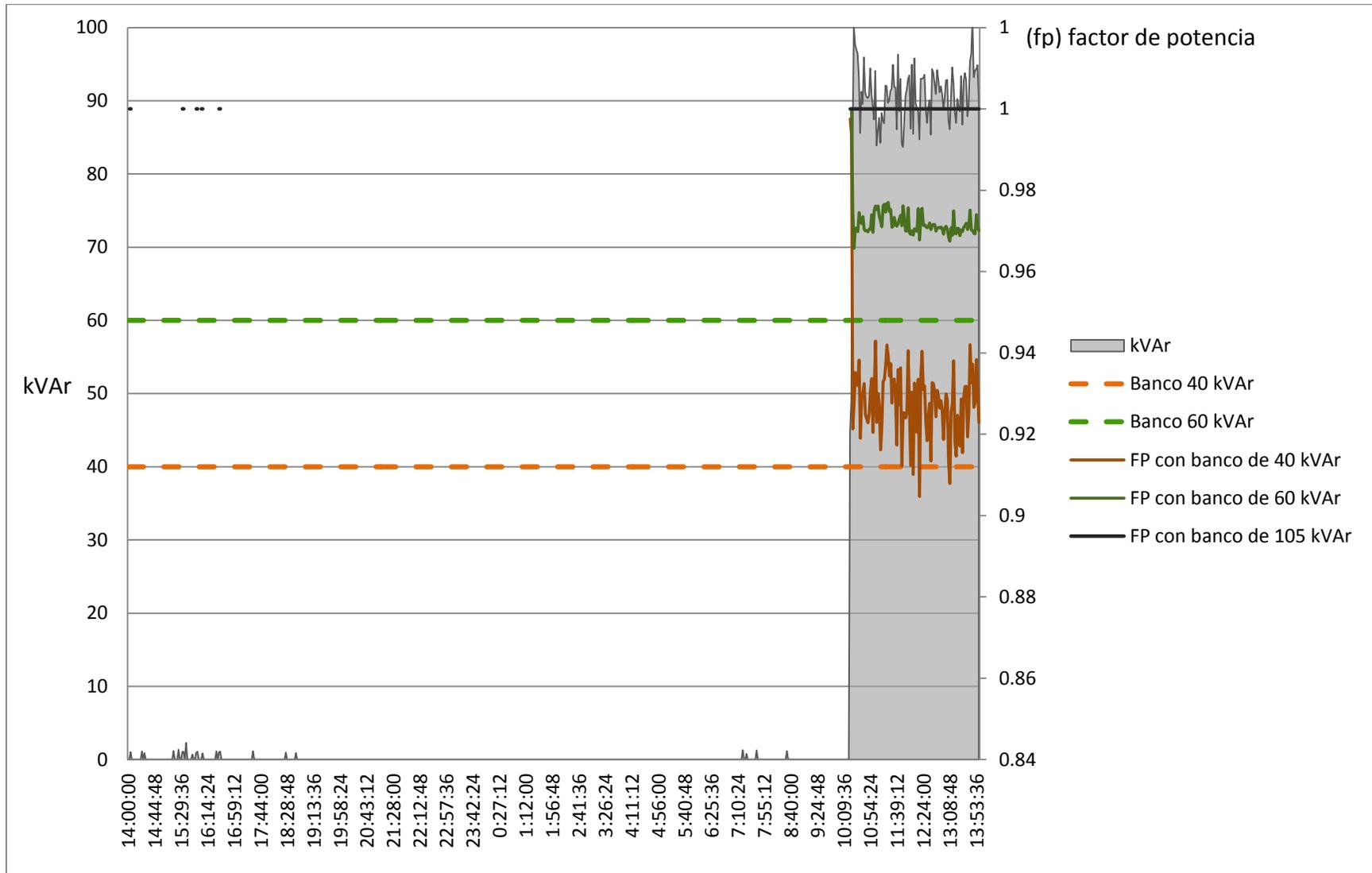


Figura 5.8 Mejora del FP con bancos de capacitores en el transformador #3

Tabla 5.5 Bancos de capacitores para la mejora al 90% del factor de potencia (Alpes, 2013)

Banco de capacitor	Carga conectada al banco	% Mejora del FP	\$ Costo (Alpes)
Fijo con interruptor 70 kVAr	Chiller #1, Bombas primarias, bombas secundarias	90% – 97%	USD \$902.00
Fijo con interruptor 40 kVAr	Chiller #2 y #3	91% - 94%	USD \$558.00
Total Neto			USD \$1,460.00
IVA			USD \$233.60
Total USD			USD \$1,693.60
Total Pesos mx (\$13. ⁰⁰ pesos x USD)			\$ 22,016.80

Para obtener un factor de potencia al 95% se requiere de igual forma de dos bancos de capacitores fijos con capacidad de 100kVAr y 60 kVAr, con los cuales no solo se estaría evitando una bonificación sino también garantizando una bonificación del 1.31% de la facturación normal. En la Tabla 5.6 se muestran los rangos en los que oscilaría el factor de potencia así como los costos al implementarse estos equipos.

Tabla 5.6 Bancos de capacitores para la mejora al 95% del factor de potencia

Banco de capacitor	Carga conectada al banco	% Mejora del FP	\$ Costo (Alpes)
Fijo con interruptor 100 kVAr	Chiller #1, Bombas primarias, bombas secundarias	95% – 100%	USD \$1,446.00
Fijo con interruptor 60 kVAr	Chiller #2 y #3	96% – 98%	USD \$888.00
Total Neto			USD \$2,334
IVA			USD 373.44
Total USD			USD \$2707.44
Total Pesos mex (\$13. ⁰⁰ pesos x USD)			\$ 35,196.72

La mejora al 95% representa un gasto ligeramente mayor en comparación del 90%, al reducir la potencia reactiva existe una menor circulación de corriente por el conductor, lo que se traduce en menores pérdidas por calentamiento, lo que hace más eficiente el sistema eléctrico. Por lo cual no se debe de ver solo como un gasto que evitará la penalización sino como una inversión que mejorará el sistema eléctrico.

A pesar de que con anterioridad se hizo mención de los costos que representa el incrementar el FP al 100%, la mejora de este permite que la corriente circule sin problemas por los conductores lo cual hace sumamente eficiente la red eléctrica. Sin embargo es necesaria la implementación de bancos automáticos. En la Tabla 5.7 se muestra el tipo y los costos por implementar estos equipos para mejorar el factor de potencia al 100%.

Tabla 5.7 Bancos de capacitores para la mejorar al 100% factor de potencia (Alpes, 2013)

Banco de capacitor	Carga conectada al banco	% Mejora del FP	\$ Costo aproximado (Alpes)
Automático con interruptor 190 kVAr	Chiller #1, Bombas primarias, bombas secundarias	100%	USD \$ 4,504.00
Automático con interruptor 105 kVAr	Chiller #2 y #3	100%	USD \$ 4,189.00
Total Neto			USD \$ 8,693.00
IVA			USD \$ 1,390.44
Total USD			USD \$ 10,083.99
Total Pesos mx (\$13. ⁰⁰ pesos x USD)			\$ 131,090.44

El costo por implementar bancos automáticos para mejorar el fp al 100% es sumamente alto, en comparación con la propuesta de los bancos fijos, debido a la electrónica, el control y los tiristores usados para realizar los cambios entre los pasos de este tipo de equipos. Esto conlleva además un mantenimiento constante así como reparaciones más costosas en comparación con los fijos.

En la Tabla 5.8 se comparan las tres propuestas de mejora del factor de potencia considerando sus costos totales, ventajas y desventajas entre otras. De igual forma en la Figura 5.9 se muestra el comparativo de los costos derivados de la implementación de la mejora del factor de potencia.

Tabla 5.8 Comparativo y características entre propuestas de mejora del factor de potencia al 90%, 95% y 100%

Mejora del FP	Tipo de banco	Costo Total USD / \$mex	% Bonificación	Ventajas	Desventajas
90%	Fijo	USD \$1,693.60 mx \$22,016.80	No aplica	<ul style="list-style-type: none"> • Costo más bajo • Fácil mantenimiento • Poco espacio • Instalación simple 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin bonificación por FP
95%	Fijo	USD \$2,707.44 mx \$35,196.72	1.31%	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor eficiencia del sistema eléctrico • Bajo costo • Bonificación por FP • Fácil mantenimiento • Poco espacio • Instalación simple 	<ul style="list-style-type: none"> • 60% más de inversión que la mejora al 90%
100%	Automático	USD \$10,083.88 mx \$131,090.44	2.5%	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima eficiencia en el sistema eléctrico. • Máxima bonificación por FP • Monitoreo constante de los parámetros del servicio 	<ul style="list-style-type: none"> • 500% más costoso que la mejora al 90%. • Mantenimiento más costoso • Espacio más robusto • Mayor susceptibilidad a fallos

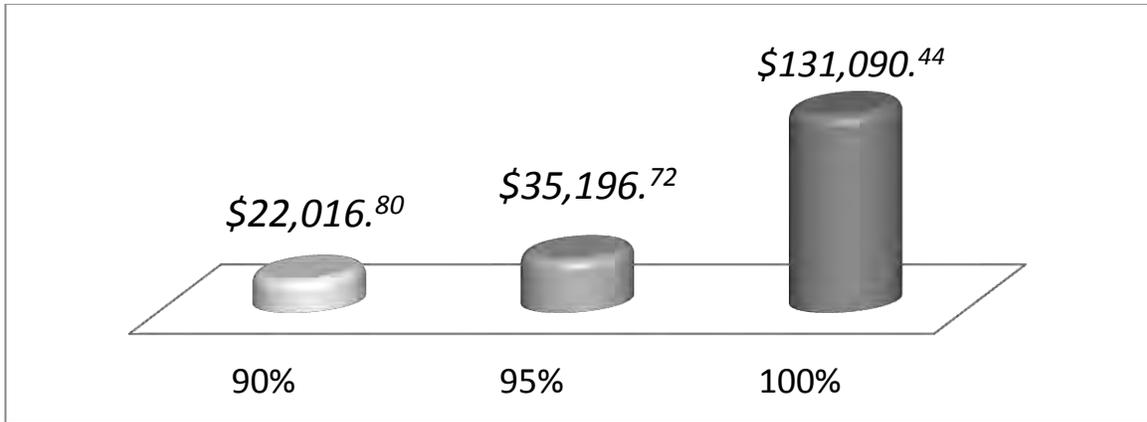


Figura 5.9 Resumen de costos por mejora del factor de potencia

Con base en la evaluación y los costos de cada una de las opciones, la mejora al 95% resulta ser la de mayores beneficios y costo razonable, a simple vista se puede percibir que bastarían dos facturaciones en periodo fuera de verano para amortizar el gasto de la inversión, siendo de esta forma la opción más viable. Es importante mencionar que el filtro de armónicas mencionado con anterioridad cumpliría principalmente con la función de mitigar la 5ta armónica en el sistema de elevadores y montacargas siendo la mejora del fp un beneficio secundario. Para tal fin se realizó la cotización de un equipo de 50 kVAr con capacidad suficiente para sustentar los requerimientos de todos los elevadores. En la Tabla 5.9 se muestra la cotización del filtro mencionado.

Tabla 5.9 Filtro de armónicas para el sistema de elevadores y montacargas (Diram, 2013)

Capacitor con reactor de línea	Carga conectada al banco	% Mejora del FP en sistema instalado	\$ Costo (Diram)	
50 kVAr	6 elevadores 1 montacargas	99%	USD	\$ 5,659.00
IVA			USD	\$ 905.44
Total USD			USD	\$ 6,564.44
Total Pesos mex (\$13. ⁰⁰ pesos x USD)				\$ 85,337.72

e) Esquema propuesto para la mejora del factor de potencia y calidad de la energía

El uso de bancos fijos resulta la forma más viable y económica de corregir el factor de potencia además de estos se requiere de un filtro que mitigue la quinta armónica de los variadores de velocidad de elevadores y montacargas para ello es necesario seccionar esta carga e instalar el filtro en paralelo, aislando con ello el problema de los demás equipos (De la Rosa, 2006). En la Figura 5.10 y 5.11 se muestra el diagrama unifilar del esquema propuesto para la mejora del fp al 90% y 95% donde se muestra la reestructuración del sistema eléctrico con los bancos y filtros requeridos para un funcionamiento óptimo.

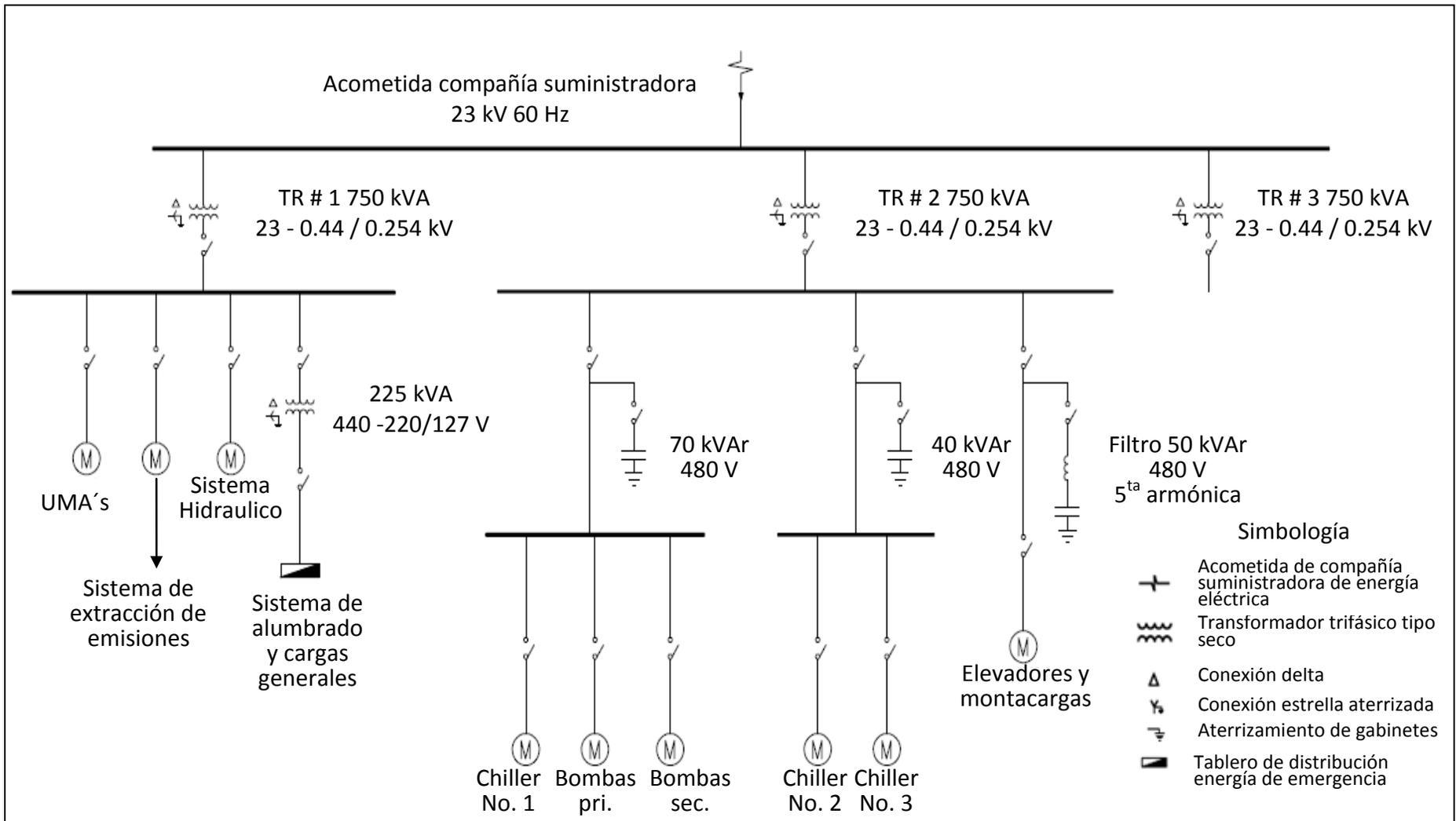


Figura 5.10 Diagrama unifilar del esquema propuesto para la mejora del factor de potencia al 90 %

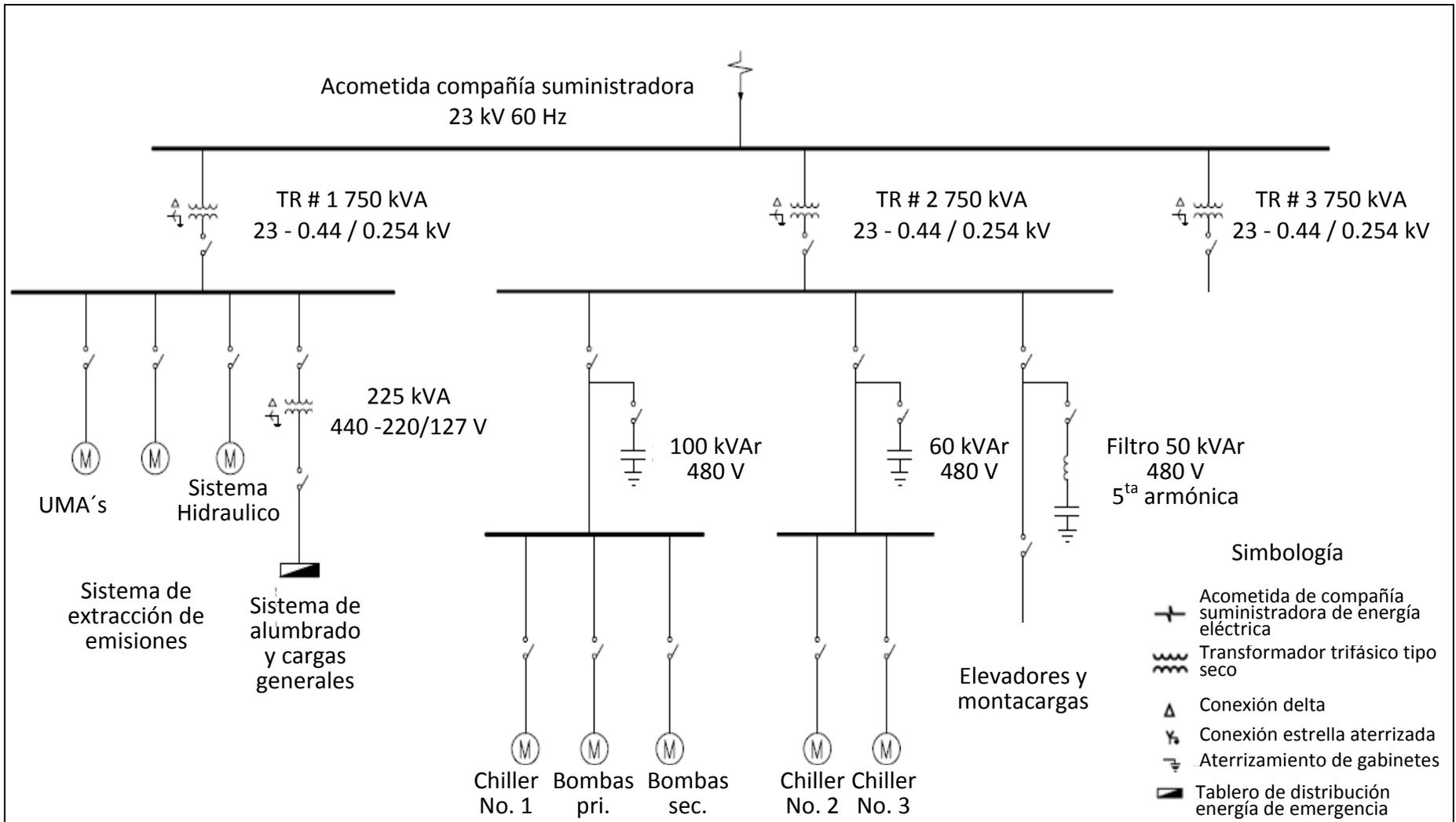


Figura 5.11 Diagrama unifilar del esquema propuesto para la mejora del factor de potencia al 95 %

5.2 Evaluación y resultados de las propuestas realizadas

Se han evaluado las propuestas realizadas así como las mejoras en el sistema eléctrico con base en las facturaciones del último año. Con el fin de obtener y cuantificar la proyección de los ahorros con las recomendaciones mencionadas. Para obtener un análisis preciso es necesario separar los ahorros de las facturaciones en periodo de verano y fuera de verano, debido a la variación de la cantidad de horas en horario punta. Lo cual abarca tanto el ahorro en consumo por energía en el sistema de iluminación, así como el ahorro en demanda facturable.

5.2.1 Proyección de facturaciones con propuestas de ahorro y eficiencia energética

Para determinar el ahorro energético, económico y ambiental es necesaria la proyección de las propuestas a través de la estructura tarifaria en la que se encuentra el servicio de las cuales se ha tomando como referencia el periodo de marzo 2012 a febrero 2013. Se evaluaron los kWh ahorrados obtenidos al prescindir de la mitad de las luminarias en periodos no laborables considerando la proporción para cada periodo de facturación (verano y fuera de verano). De igual forma la simulación abarca el ahorro en demanda facturable generado por el apagado de los equipos de aire acondicionado antes de las 18:00 hrs. Es importante reiterar que la administración y control de la demanda beneficia solo al periodo fuera de verano. En las Tablas 5.10, 5.11 y 5.12 se muestra el resultado obtenido de aplicar estas medidas incluyendo la mejora del factor de potencia 90 %, 95% y 100%.

Tabla 5.10 Resultados de las propuestas de ahorro aplicadas a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 90%

Mes De Fact.	Consumo [kWh]			Importe \$	Demanda [kW]				Importe \$					
	Base	Inter.	Punta	Cargo Energía	Base	Inter	Punta	Demanda Facturable	Cargo Por demanda facturable	Facturación Normal	Cargo/ bonificación	Facturación Neta	IVA	Importe Total
Marzo 2012	13,264	101,473	10,630	\$158,554.76	378	556	253	344	\$61,507.20	\$220,061.96	\$0.00	\$220,061.96	\$35,209.91	\$255,272.00
Abril 2012	10,250	107,603	4,600	\$147,512.19	84	664	149	304	\$54,142.40	\$201,654.59	\$0.00	\$201,654.59	\$32,264.73	\$233,919.00
Mayo 2012	10,013	132,224	4,600	\$178,388.39	81	654	126	285	\$50,895.30	\$229,283.69	\$0.00	\$229,283.69	\$36,685.39	\$265,969.00
Junio 2012	10,534	124,754	4,400	\$169,450.53	117	639	149	296	\$52,948.48	\$222,399.01	\$0.00	\$222,399.01	\$35,583.84	\$257,983.00
Julio 2012	11,896	115,651	4,400	\$165,956.08	120	495	160	261	\$46,888.65	\$212,844.73	\$0.00	\$212,844.73	\$34,055.16	\$246,900.00
Agosto 2012	8,313	116,124	4,800	\$163,938.55	70	554	122	252	\$45,506.16	\$209,444.71	\$0.00	\$209,444.71	\$33,511.15	\$242,956.00
Sep. 2012	7,818	102,581	3,900	\$137,683.03	68	549	121	250	\$44,667.50	\$182,350.53	\$0.00	\$182,350.53	\$29,176.08	\$211,527.00
Oct. 2012 (verano)	7,003	108,992	3,900	\$140,268.84	68	542	126	251	\$38,904.35	\$179,173.19	\$0.00	\$179,173.19	\$28,667.71	\$207,841.00
Oct. 2012 (no verano)	1,325	14,509	1,900	\$21,818.83	141	459	167	255	\$5,855.46	\$27,674.29	\$0.00	\$27,674.29	\$4,427.89	\$32,102.00
Nov. 2012	14,059	85,367	7,778	\$135,342.75	336	428	122	214	\$38,059.90	\$173,402.65	\$0.00	\$173,402.65	\$27,744.42	\$201,147.00
Dic. 2012	12,772	83,176	6,945	\$132,991.95	299	501	150	256	\$45,511.68	\$178,503.63	\$0.00	\$178,503.63	\$28,560.58	\$207,064.00
Enero 2013	11,612	89,718	7,762	\$141,882.26	285	566	190	303	\$54,200.64	\$196,082.90	\$0.00	\$196,082.90	\$31,373.26	\$227,456.00
Feb. 2013	12,451	99,165	8,108	\$148,117.54	343	656	241	366	\$65,268.78	\$213,386.32	\$0.00	\$213,386.32	\$34,141.81	\$247,528.00
Total	131,310	1,281,337	73,723	\$1,841,905.68	-	-	-	-	\$604,356.50	\$2,446,262.18	\$0.00	\$2,446,262.18	\$391,401.95	\$2,837,664.00

Tabla 5.11 Resultados de las propuestas de ahorro aplicados a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 95%

Mes De Fact.	Cargo Energía	Cargo Por Demanda Facturable	Facturación Normal	Bonificación por fp al 95%	Facturación Neta	IVA	Importe Total
Marzo 2012	\$158,554.76	\$61,507.20	\$220,061.96	-\$2,860.81	\$217,201.15	\$34,752.18	\$251,953.00
Abril 2012	\$147,512.19	\$54,142.40	\$201,654.59	-\$2,621.51	\$199,033.08	\$31,845.29	\$230,878.00
Mayo 2012	\$178,388.39	\$50,895.30	\$229,283.69	-\$2,980.69	\$226,303.00	\$36,208.48	\$262,511.00
Junio 2012	\$169,450.53	\$52,948.48	\$222,399.01	-\$2,891.19	\$219,507.82	\$35,121.25	\$254,629.00
Julio 2012	\$165,956.08	\$46,888.65	\$212,844.73	-\$2,766.98	\$210,077.74	\$33,612.44	\$243,690.00
Agosto 2012	\$163,938.55	\$45,506.16	\$209,444.71	-\$2,722.78	\$206,721.93	\$33,075.51	\$239,797.00
Sep. 2012	\$137,683.03	\$44,667.50	\$182,350.53	-\$2,370.56	\$179,979.97	\$28,796.80	\$208,777.00
Oct. 2012 (verano)	\$140,268.84	\$38,904.35	\$179,173.19	-\$2,329.25	\$176,843.94	\$28,295.03	\$205,139.00
Oct. 2012 (no verano)	\$21,818.83	\$5,855.46	\$27,674.29	-\$359.77	\$27,314.52	\$4,370.32	\$31,685.00
Nov. 2012	\$135,342.75	\$38,059.90	\$173,402.65	-\$2,254.23	\$171,148.41	\$27,383.75	\$198,532.00
Dic. 2012	\$132,991.95	\$45,511.68	\$178,503.63	-\$2,320.55	\$176,183.08	\$28,189.29	\$204,372.00
Enero 2013	\$141,882.26	\$54,200.64	\$196,082.90	-\$2,549.08	\$193,533.83	\$30,965.41	\$224,499.00
Feb. 2013	\$148,117.54	\$65,268.78	\$213,386.32	-\$2,774.02	\$210,612.29	\$33,697.97	\$244,310.00
Total	\$1,841,905.68	\$604,356.50	\$2,446,262.18	-\$31,801.41	\$2,414,460.77	\$386,313.72	\$2,800,772.00

Tabla 5.12 Resultados de las propuestas de ahorro aplicados a las facturaciones mensuales con factor de potencia corregido al 100%

Mes De Fact.	Cargo Energía	Cargo Por Demanda Facturable	Facturación Normal	Bonificación por fp al 100%	Facturación Neta	IVA	Importe Total
Marzo 2012	\$158,554.76	\$61,507.20	\$220,061.96	-\$5,501.55	\$214,560.41	\$34,329.67	\$248,890.00
Abril 2012	\$147,512.19	\$54,142.40	\$201,654.59	-\$5,041.36	\$196,613.23	\$31,458.12	\$228,071.00
Mayo 2012	\$178,388.39	\$50,895.30	\$229,283.69	-\$5,732.09	\$223,551.59	\$35,768.25	\$259,320.00
Junio 2012	\$169,450.53	\$52,948.48	\$222,399.01	-\$5,559.98	\$216,839.03	\$34,694.25	\$251,533.00
Julio 2012	\$165,956.08	\$46,888.65	\$212,844.73	-\$5,321.12	\$207,523.61	\$33,203.78	\$240,727.00
Agosto 2012	\$163,938.55	\$45,506.16	\$209,444.71	-\$5,236.12	\$204,208.60	\$32,673.38	\$236,882.00
Sep. 2012	\$137,683.03	\$44,667.50	\$182,350.53	-\$4,558.76	\$177,791.77	\$28,446.68	\$206,238.00
Oct. 2012 (verano)	\$140,268.84	\$38,904.35	\$179,173.19	-\$4,479.33	\$174,693.86	\$27,951.02	\$202,645.00
Oct. 2012 (no verano)	\$21,818.83	\$5,855.46	\$27,674.29	-\$691.86	\$26,982.43	\$4,317.19	\$31,300.00
Nov. 2012	\$135,342.75	\$38,059.90	\$173,402.65	-\$4,335.07	\$169,067.58	\$27,050.81	\$196,118.00
Dic. 2012	\$132,991.95	\$45,511.68	\$178,503.63	-\$4,462.59	\$174,041.04	\$27,846.57	\$201,888.00
Enero 2013	\$141,882.26	\$54,200.64	\$196,082.90	-\$4,902.07	\$191,180.83	\$30,588.93	\$221,770.00
Feb. 2013	\$148,117.54	\$65,268.78	\$213,386.32	-\$5,334.66	\$208,051.66	\$33,288.27	\$241,340.00
Total	\$1,864,401.28	\$604,356.50	\$2,446,262.18	-\$61,156.55	\$2,385,105.63	\$381,616.90	\$2,766,722.00

5.2.2 Ahorro energético y económico

Para obtener el ahorro energético y económico es necesario comparar las facturaciones proyectadas con las del año anterior. De esta forma podremos determinar el ahorro mensual y total en consumo, demanda facturable, por corrección de factor de potencia y el económico para cada uno de los casos correspondientes. En la Tabla 5.13 se muestra el resultado de los ahorros por consumo para la proyección realizada de marzo 2012 a febrero 2013.

Tabla 5.13 Ahorro anual proyectado en consumo

Mes/kWh	kWh Base	kWh Base con ahorro	kWh Inter.	kWh Inter. con ahorro	kWh Punta	kWh Punta con ahorro	Total kWh	Total kWh con ahorro	kWh Ahorrados
Marzo 2012	19,200	<u>13,264</u>	104,100	<u>101,473</u>	15,600	<u>10,630</u>	138,900	<u>125,367</u>	13,533
Abril 2012	16,600	<u>10,250</u>	110,400	<u>107,603</u>	4,600	<u>4,600</u>	131,600	<u>122,453</u>	9,147
Mayo 2012	15,900	<u>10,013</u>	134,900	<u>132,224</u>	4,600	<u>4,600</u>	155,400	<u>146,837</u>	8,563
Junio 2012	16,300	<u>10,534</u>	127,600	<u>124,754</u>	4,400	<u>4,400</u>	148,300	<u>139,688</u>	8,612
Julio 2012	18,100	<u>11,896</u>	118,400	<u>115,651</u>	4,400	<u>4,400</u>	140,900	<u>131,947</u>	8,953
Agosto 2012	14,200	<u>8,313</u>	118,800	<u>116,124</u>	4,800	<u>4,800</u>	137,800	<u>129,237</u>	8,563
Sep. 2012	13,900	<u>7,818</u>	105,500	<u>102,581</u>	3,900	<u>3,900</u>	123,300	<u>114,299</u>	9,001
Oct. 2012 (verano)	12,000	<u>7,003</u>	111,400	<u>108,992</u>	3,900	<u>3,900</u>	127,300	<u>119,895</u>	7,405
Oct. 2012 (no verano)	2,200	<u>1,325</u>	14,800	<u>14,509</u>	1,900	<u>1,900</u>	18,900	<u>17,734</u>	1,166
Nov. 2012	19,800	<u>14,059</u>	87,800	<u>85,367</u>	12,700	<u>7,778</u>	120,300	<u>107,204</u>	13,096
Dic. 2012	19,000	<u>12,772</u>	85,900	<u>83,176</u>	11,700	<u>6,945</u>	116,600	<u>102,893</u>	13,707
Enero 2013	17,500	<u>11,612</u>	92,200	<u>89,718</u>	12,900	<u>7,762</u>	122,600	<u>109,092</u>	13,508
Feb. 2013	17,900	<u>12,451</u>	101,500	<u>99,165</u>	12,600	<u>8,108</u>	132,000	<u>119,724</u>	12,276
Total Anual	202,600	<u>131,310</u>	1,313,300	<u>1,281,337</u>	98,000	<u>73,723</u>	1,613,900	<u>1,486,370</u>	127,530
Ahorro anual kWh	Base 71,920 kWh		Intermedio 31,963 kWh		Punta 24,277kWh		Total 127,530 kWh (7.9 %)		

Al igual que en el consumo se realizó el comparativo de la demanda facturable, ahorro que se obtiene a partir de prescindir de equipos del sistema de aire acondicionado en horario punta, solo durante el periodo fuera de verano (facturaciones de Oct 2012 a Feb. 2013). Como

recordatorio, actualmente varios de los equipos con cargas fuertes del sistema de aire acondicionado se apagan aproximadamente a las 18:30 hrs, lo cual provoca un incremento considerable en la demanda facturable, y se pretende evitar con esta medida. En la Tabla 5.14 se muestra el comparativo de la demanda proyectada con la propuesta de ahorro, con las demandas originalmente registradas en las facturaciones de marzo 2012 a febrero 2013.

Tabla 5.14 Comparativo entre demandas originales, y proyectadas con base al ahorro

Mes	Demanda Base [kW]	Demanda Inter. [kW]	Demanda Punta [kW]	Demanda Punta c/ ahorro [kW]	Demanda facturable [kW]	Demanda facturable c/ Ahorro [kW]	Ahorro Dem. fact. [kW]
Marzo 2012	378	556	499	253	517	344	173
Abril 2012	84	664	149	149	304	304	0
Mayo 2012	81	654	126	126	285	285	0
Junio 2012	117	639	149	149	296	296	0
Julio 2012	120	495	160	160	261	261	0
Agosto 2012	70	554	122	122	252	252	0
Sep. 2012	68	549	121	121	250	250	0
Oct. 2012 (verano)	68	542	126	126	251	251	0
Oct. 2012 (no verano)	141	459	412	167	427	255	172
Nov. 2012	336	428	368	122	386	214	172
Dic. 2012	299	501	396	150	428	256	172
Enero 2013	285	566	436	190	475	303	172
Feb. 2013	343	656	487	241	538	366	172

Uno de los aspectos de mayor interés por parte del sector empresarial al implementar las propuestas, es el ahorro económico que se tendría, para ello es necesario realizar el comparativo de las facturaciones respecto a las proyectadas con ahorro. En la Tabla 5.15 se muestran los ahorros económicos (sin IVA) obtenidos a partir de las propuestas de consumo y administración de la demanda.

Tabla 5.15 Ahorro económico por energía consumida y demanda facturable

	Cargo por energía	<i>Cargo por energía con Ahorro</i>	Ahorro en energía \$	Demanda facturable	<i>Demanda facturable con ahorro</i>	Ahorro en demanda \$
Marzo 2012	\$177,991.92	<u>\$158,554.76</u>	\$19,437.16	\$92,439.60	<u>\$61,507.20</u>	\$30,932.40
Abril 2012	\$157,151.20	<u>\$147,512.19</u>	\$9,639.01	\$54,142.40	<u>\$54,142.40</u>	\$0.00
Mayo 2012	\$187,518.75	<u>\$178,388.39</u>	\$9,130.36	\$50,895.30	<u>\$50,895.30</u>	\$0.00
Junio 2012	\$178,659.07	<u>\$169,450.53</u>	\$9,208.54	\$52,948.48	<u>\$52,948.48</u>	\$0.00
Julio 2012	\$175,860.01	<u>\$165,956.08</u>	\$9,903.94	\$46,888.65	<u>\$46,888.65</u>	\$0.00
Ago. 2012	\$173,436.86	<u>\$163,938.55</u>	\$9,498.31	\$45,506.16	<u>\$45,506.16</u>	\$0.00
Sep. 2012	\$147,198.62	<u>\$137,683.03</u>	\$9,515.59	\$44,667.50	<u>\$44,667.50</u>	\$0.00
Oct. 2012)	\$170,861.00	<u>\$162,087.67</u>	\$8,773.33	\$48,745.94	<u>\$44,759.81</u>	\$3,986.13
Nov. 2012	\$154,383.10	<u>\$135,342.75</u>	\$19,040.35	\$68,650.10	<u>\$38,059.90</u>	\$30,590.20
Dic. 2012	\$152,939.18	<u>\$132,991.95</u>	\$19,947.23	\$76,089.84	<u>\$45,511.68</u>	\$30,578.16
Enero 2013	\$162,011.43	<u>\$141,882.26</u>	\$20,129.17	\$84,968.00	<u>\$54,200.64</u>	\$30,767.36
Feb. 2013	\$165,577.28	<u>\$148,117.54</u>	\$17,459.75	\$95,941.54	<u>\$65,268.78</u>	\$30,672.76
Total	\$2,003,588.42	<u>\$1,841,905.68</u>	\$161,682.74	\$761,883.51	<u>\$604,356.50</u>	\$157,527.01
	Ahorro económico anual por energía consumida sin IVA \$161,682.74			Ahorro económico anual por demanda facturable sin IVA \$157,527.01		

El factor de potencia es uno de los principales conceptos de la facturación que impactan de forma considerable. La implementación de bancos de capacitores cumpliría con la función de evitar los cargos innecesarios en la facturación de los servicios comunes del edificio. En la Tabla 5.16 se muestra el ahorro al evitar las penalizaciones que actualmente afectan al caso de estudio, así como las bonificaciones que se obtendrían al mejorar el fp al 95% y 100%

Tabla 5.16 Ahorro económico por mejora del factor de potencia al 90%, 95% y 100%

Mes Facturado	Penalización	Bonificación fp 90%	Bonificación fp 95%	Bonificación fp 100 %
Marzo 2012	\$37,319.55	\$0.00	\$2,860.81	\$5,501.55
Abril 2012	\$23,876.18	\$0.00	\$2,621.51	\$5,041.36
Mayo 2012	\$9,059.73	\$0.00	\$2,980.69	\$5,732.09
Junio 2012	\$8,801.09	\$0.00	\$2,891.19	\$5,559.98
Julio 2012	\$7,350.71	\$0.00	\$2,766.98	\$5,321.12
Ago. 2012	\$8,319.83	\$0.00	\$2,722.78	\$5,236.12
Sep. 2012	\$17,651.68	\$0.00	\$2,370.56	\$4,558.76
Oct. 2012	\$24,617.31	\$0.00	\$2,689.02	\$5,171.19
Nov. 2012	\$31,224.65	\$0.00	\$2,254.23	\$4,335.07
Dic. 2012	\$36,186.59	\$0.00	\$2,320.55	\$4,462.59
Enero 2013	\$39,516.71	\$0.00	\$2,549.08	\$4,902.07
Feb. 2013	\$35,043.52	\$0.00	\$2,774.02	\$5,334.66
Total anual	\$278,967.55	\$0.00	\$31,801.41	\$61,156.55
Ahorro económico anual al mejorar el factor de potencia		\$278,967.55	\$310,768.96	\$371,925.51
Ahorro promedio mensual		\$23,247.30	\$25,897.41	\$30,993.79

Una vez implementadas todas las propuestas de ahorro se obtiene un beneficio económico de grandes magnitudes al considerarse incluso el IVA el cual disminuye al mismo tiempo que disminuyen cada uno de los conceptos de la facturación. En la Tabla 5.17 se muestra el comparativo así como el ahorro total entre las facturaciones originales y las proyectadas con las propuestas de ahorro considerando todos los parámetros de la facturación.

Tabla 5.17 Ahorro económico anual con propuestas de ahorro implementadas en las facturaciones

Mes	Facturación original total (c/IVA)	Facturación total con propuestas de ahorro implementadas					
		FP 90 % / porcentaje de ahorro		FP 95% / porcentaje de ahorro		FP 100% / porcentaje de ahorro	
Marzo 2012	\$356,991.24	\$255,272.00	28.49%	\$251,953.00	29.42%	\$248,890.00	30.28%
Abril 2012	\$272,796.94	\$233,919.00	14.25%	\$230,878.00	15.37%	\$228,071.00	16.40%
Mayo 2012	\$287,069.58	\$265,969.00	7.35%	\$262,511.00	8.55%	\$259,320.00	9.67%
Junio 2012	\$278,874.02	\$257,983.00	7.49%	\$254,629.00	8.69%	\$251,533.00	9.80%
Julio 2012	\$266,915.26	\$246,900.00	7.50%	\$243,690.00	8.70%	\$240,727.00	9.81%
Ago. 2012	\$263,624.90	\$242,956.00	7.84%	\$239,797.00	9.04%	\$236,882.00	10.14%
Sep. 2012	\$243,040.64	\$211,527.00	12.97%	\$208,777.00	14.10%	\$206,238.00	15.14%
Oct. 2012	\$283,300.00	\$239,943.00	15.30%	\$236,824.00	16.41%	\$233,945.00	17.42%
Nov. 2012	\$294,939.10	\$201,147.00	31.80%	\$198,532.00	32.69%	\$196,118.00	33.51%
Dic. 2012	\$307,650.10	\$207,064.00	32.69%	\$204,372.00	33.57%	\$201,888.00	34.38%
Enero 2013	\$332,335.52	\$227,456.00	31.56%	\$224,499.00	32.45%	\$221,770.00	33.27%
Feb. 2013	\$344,012.31	\$247,528.00	28.05%	\$244,310.00	28.98%	\$241,340.00	29.85%
Total anual	<u>\$3,531,549.61</u>	<u>\$2,837,664.0</u>	<u>19.65%</u>	<u>\$2,800,772.0</u>	<u>20.69%</u>	<u>\$2,766,722.0</u>	<u>21.66%</u>
Ahorro anual		<u>\$693,885.61</u>		<u>\$730,777.61</u>		<u>\$764,827.61</u>	

Los ahorros económicos a partir de las propuestas que aquí se exponen llegan a ser en promedio del 19.65% al 21.66%. Estos ahorros pudiesen incluso cubrir al año el importe de dos o tres facturaciones mensuales. Es importante resaltar que algunas de las propuestas ni siquiera requieren de una gran inversión inicial (consumo y administración de la demanda) lo que las hace aun más atractivas y factibles de implementar de forma inmediata. En la Tabla 5.18 se muestra el resumen del ahorro anual en energía consumida, demanda facturable y importe ahorrado.

Tabla 5.18 Ahorro anual en energía, demanda facturable y económico

Concepto	Cantidad			
Ahorro anual energía [kWh]	Base 71,920 kWh	Intermedio 31,963 kWh	Punta 24,277kWh	Total 127,530 kWh
Ahorro mensual [kW]	246 kW en horario punta		172 kW en demanda facturable	
Ahorro total anual	Con FP al 90% \$693,885.61	Con FP al 95% \$730,777.61		Con FP al 100% \$764,827.61

5.2.3 Amortización del costo por implementación de banco de capacitores y filtro de armónicas

La amortización de un banco de capacitores así como del filtro de corrientes armónicas tardaría en promedio de 4 a 6 meses. En la Tabla 5.19 se muestran los costos de cada uno de los sistemas para dicho fin, así como el tiempo de amortización considerándose los ahorros obtenidos del evitar la penalización actual y la bonificación obtenida al mejorar el factor de potencia.

Tabla 5.19 Amortización de costos por adquisición de banco de capacitores y filtro de armónicas

Mejora del FP	Tipo de banco	Costo del banco de capacitores USD / \$ mx	Ahorro mensual promedio	Amortización del Banco	Costo Filtro de armónicas	Amortización del filtro	Tiempo total de amortización
90%	Fijo	USD 1,693.60 mx \$22,016.80	\$26,996.87	25 días	USD \$6,564.44 mx \$85,337.72	3 meses 5 días	4 meses
95%	Fijo	USD \$2,707.44 mx \$35,196.72	\$30,041.00	36 días		2 meses 25 días	4 meses
100%	Auto-mático	USD \$10,083.00 mx \$131,090.44	\$35,952.80	3 meses 20 días		2 meses 12 días	6 meses

La opción de mejora del factor de potencia al 95% así como la adquisición del filtro de corrientes armónicas (50 kVAr) resulta ser la que mayores beneficios proporciona en un tiempo de amortización razonable. Anteriormente ya se habían mencionado las ventajas de los bancos fijos al ser los de menor mantenimiento y fiabilidad así como menor costo, corresponderá al cliente el elegir la opción que más le convenga. Sin embargo desde el aspecto técnico y económico la mejora **al 95%** resulta ser la más ventajosa.

5.2.4 Toneladas de CO₂ que se dejarían de emitir en el caso de estudio

A pesar de que hoy en día existe una promoción constante de las energías renovables, la mayoría de la energía que se genera en México proviene de fuentes del petróleo. Es por ello que se ha evaluado la cantidad de kWh totales ahorrados (127,530 kWh) para diferentes tipos de combustibles a fin de determinar la cantidad de emisiones que se evitarían emitir a la atmósfera. En la Tabla 5.20 se muestra el resultado de aplicar cada factor de kg de CO₂ por los kWh ahorrados en el caso de estudio.

Tabla 5.20 Toneladas de CO₂ anuales que se dejarían de emitir a la atmósfera para diferentes fuentes de energía (Carbon Trust, 2012)

Procedencia	kg de CO ₂ emitidos por kWh	kWh ahorrados	Toneladas de CO ₂ anuales que se dejarían de emitir en la atmósfera.
Red eléctrica (caso de estudio)	0.5246	127,530	66.9048
Gas Natural	0.1836	127,530	23.4145
LPG Gas Licuado	0.2147	127,530	27.3769
Gasóleo	0.2786	127,530	35.5260
Aceite combustible	0.2674	127,530	34.1066
Quema de petróleo	0.2468	127,530	31.4757
Diésel	0.2517	127,530	32.1044
Gasolina	0.2407	127,530	30.6914
Carbón Industrial	0.3325	127,530	42.4076
Pellets de madera	0.0390	127,530	4.9673

5.3 Proyección de resultados

Para determinar el impacto a futuro de los ahorros que se esperan obtener en el edificio, es necesario realizar una proyección con el propósito de visualizar el alcance de los mismos. En la Tabla 5.21 se muestran los ahorros de energía, en la facturación total así como las toneladas de CO₂ que se evitaría emitir a la atmósfera, al realizar las propuestas de ahorro para el caso de estudio en los próximos 5, 8, y 10 años.

Tabla 5.21 Proyección del ahorro energético, económico y toneladas de CO₂ no emitidas al ambiente a corto mediano y largo plazo

Concepto	Anual	5 años	8 años	10 años
Ahorro Energía	127,530 kWh	637,650 kWh	1,020,240 kWh	1,275,300 kWh
Ahorro económico FP 90%	\$693,885.61	\$3,469,428.05	\$5,551,084.88	\$6,938,856.10
Ahorro económico FP 95%	\$730,777.61	\$3,653,888.05	\$5,846,220.88	\$7,307,776.10
Ahorro económico FP 100%	\$764,827.61	\$3,824,138.05	\$6,118,620.88	\$7,648,276.10
Toneladas de CO ₂ no emitidas en la atmósfera	66.90	334.50	535.20	669.00

Es evidente que la proyección a largo plazo genera grandes ahorros económicos. Es de suma importancia la disciplina así como la cooperación del personal a llevar dichas acciones para que los resultados esperados sean lo más cercanos a los que aquí se proyectan.

Capítulo 6. Conclusiones

A través del perfil de ahorro energético realizado en el caso de estudio, se pudieron implementar propuestas de ahorro de energía, que al mismo tiempo no contemplan un gasto considerable. Fue imprescindible el uso del equipo analizador de redes para poder cuantificar y determinar el perfil de algunos parámetros energéticos, además del apoyo del personal técnico quienes fueron una de las fuentes principales de información para poder tener un mayor campo visual de la situación actual del servicio.

La reducción en la operación de luminarias en horario no laborable, propicia un ahorro al dejar de consumir aproximadamente 127,530 kWh al año equivalente al consumo de aproximadamente 86 casas familiares. Si se proyecta a gran escala esta medida en todos los edificios de la ciudad el resultado sería de grandes magnitudes, de ahí la importancia de este estudio como modelo a seguir. Otra de las propuestas desarrolladas fue el control de la demanda a través del sistema de aire acondicionado. Las unidades generadoras de agua helada (Chillers) así como las unidades manejadoras de aire (uma) y sus bombas, a menudo suelen demandar una cantidad considerable de kW. Fue a través de las mediciones realizadas que se pudo apreciar que los equipos de aire operaban hasta las 18:30 hrs invadiendo de forma innecesaria el periodo punta, quedando por tan solo media hora dentro de esta. Por ello, se hizo la recomendación del apagado de todo el sistema de aire acondicionado a partir de las 17:45 hrs, permitiendo un rango de 15 minutos en caso de descuido. Con lo anterior se puede reducir hasta en 172 kW, la demanda facturable durante el periodo fuera de verano lo que se traduce anualmente en aproximadamente \$157,527 pesos.

A menudo muchas empresas desconocen algunos de los cargos en la facturación eléctrica. El factor de potencia suele ser motivo de penalizaciones que se pagan sin saber la razón de este. En nuestro caso de estudio no fue la excepción, para ello el registro de los parámetros obtenidos por el analizador de redes sirvió de apoyo para determinar la forma más viable de corregir el factor de potencia por encima del 90%, y así evitar las penalizaciones que van desde los \$7,000.00 a los \$39,000.00 pesos mensuales. La corrección del FP al 95% resultó, ser la que mayores beneficios y ventajas presentó, debido a su bajo costo así como su mantenimiento sencillo. Además se obtendría una bonificación mensual del 1.31% de la facturación normal, con un tiempo de amortización menor a 2 meses. Para la corrección al 100% del factor de potencia es necesario equipo más sofisticado como son los bancos de capacitores automáticos. Los cuales poseen como desventaja un costo casi 5 veces mayor que los fijos así como un mantenimiento más continuo. El tiempo de amortización sería de aproximadamente 3 meses, el cual a pesar de no ser muy largo no refleja los costos futuros que se pudiesen generar en caso de una falla fuera de garantía, sin embargo se estaría alcanzando una bonificación alrededor de los \$5000 pesos mensuales, equivalente al 2.5% de la facturación normal.

La calidad en la energía actual del inmueble es relativamente buena, presentando únicamente el problema de los niveles elevados de distorsión armónica, la cual es generada por los variadores de velocidad de los 6 elevadores y el montacargas. Se propuso implementar un

filtro de armónicas con capacidad máxima de 50 kVAr que mitigue la 5^{ta} armónica. Con esta medida se reducirían los niveles de distorsión para el sistema de elevadores. En conjunto con los bancos de capacitores los tiempos de amortización contemplados serían de 4 a 6 meses según el nivel de corrección del factor de potencia que se desee alcanzar (90%, 95% y 100%).

Se estimó un consumo constante en los próximos cinco años con las propuestas de ahorro implementadas y llevadas a cabo tal como se explican. La proyección contempla un ahorro energético de 637,650 kWh en 5 años lo que es igual a evitar emitir 334.5 toneladas de CO₂ en la atmósfera. De igual forma el ahorro económico calculado sería de \$3,469,428.05 a \$3,824,138.05 pesos (dependiendo de la mejora del factor de potencia), lo que sería equivalente a la facturación total anual que actualmente se tiene. Los recursos generados de las acciones de ahorro pudiesen ser invertidos para la implementación de equipo de iluminación de alta eficiencia como son los led, o bien sustitución de motores por unos de alta eficiencia, siempre y cuando se evalúe el estado de los equipos, así como el ahorro generado y el tiempo de amortización de los mismos. Comúnmente los costos llegan a ser bastante elevados en cuanto a equipos de alta eficiencia se refiere, por lo cual es necesario un análisis profundo de las características y funciones de los mismos antes de realizar una nueva adquisición.

Es indispensable la cooperación del usuario así como del personal a cargo para llevar a cabo las propuestas de ahorro que aquí se exponen, además de disciplina y constancia para que el resultado sea satisfactorio. Es importante que el sector empresarial mexicano este cada día más informado para realizar este tipo de estudios así como las ventajas que conlleva. De igual forma es imprescindible que cada vez se esté más informado sobre la estructura tarifaria que compete a cada lugar o empresa. La generación de electricidad depende aún de gran parte de los combustibles fósiles, cualquier ahorro energético es benéfico para el planeta, y mejor aún cuando conlleva un ahorro económico.

Referencias

- Alpes Technologies México S.A. de C.V. 2013. Cotización para el suministro de banco de capacitores automáticos y fijos Ref. ATM-325-REEDF-13. México D.F. México.
- Arrillaga, J., Bradley, D. y Bodger, P. 1985. Power system harmonics. John Wiley & Sons. Pág 110 -123. New York, EE. UU.
- Baghini, A. 2008. Handbook of power quality. John Wiley & Sons. New Jersey, EE. UU.
- Barcón, S., Guerrero, R. y Martínez, I. 2013. Calidad de la energía factor de potencia y filtrado de armónicos. Mc Graw Hill. Pág. 26. Naucalpan, México.
- Betancourt, F. y Sotelo, E. 2006. Implementación de balastro con corrección de factor de potencia pasivo. *Ingenierías*, 9(33):50-59.
- Blanc, A. 1995. Evaluación del programa de ahorro de energía como una alternativa para liberar inversiones y reducir la demanda de energía del sector eléctrico. Tesis de Licenciatura en Economía. Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. México.
- Boylestad, R. 2002. Análisis introductorio de circuitos. Pearson Educación. México D.F. México.
- Campos, L. 2005. La electricidad en la ciudad de México y área conurbada. Siglo XXI. Pág. 125. México.
- Carbon Trust, 2008. Energy and carbon conversions fact sheet– 2008 updateIn: Factsheet CTL018. Carbon Trust. London, UK.
- Carranza, E. 2000. Desarrollo del alumbrado público en el siglo XX ciudad de México. Talento y Esfuerzo. Pág. 9. México.
- CFE, 2004. Instructivo para la interpretación y aplicación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica. Publicación de la Subdirección de Distribución, Gerencia comercial, Comisión Federal de Electricidad. México, D.F. México.
- 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. Publicación de Comisión Federal de Electricidad. México, D.F. México.
- CFE, 2009. Calidad de la energía: Características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica, guía CFE L0000-70. Publicación de Comisión Federal de Electricidad. México, D.F. México.
- CFE, 2013. Informe de labores primer semestre 2013. Publicación de Comisión Federal de Electricidad. México

- Chapman, S. 1997. Máquinas eléctricas. McGraw-Hill. México D.F. México.
- De la Rosa, F. 2006. Harmonics and power systems. CRC Press Taylor and Francis Group. Pág 39-48. Hazelwood, Missouri, EE. UU.
- Diram S.A. de CV. 2013. Cotización para el suministro de filtros y banco de capacitores automáticos y fijos. San Pedro Garza García, Nuevo León, México.
- Elektrotek Concepts, Inc. 2002. Industrial power factor analysis guidebook. Bonneville Power Administration. Portland, Oregon, EE. UU.
- Espinoza y Lara, R. 1990. Sistemas de distribución. Limusa. Pág. 55-90. 1^{ra} Ed. México D.F. México.
- FIDE, 2008. Programas de ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, modelo mexicano. Publicación del Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica. México, D.F. México.
- FIDE, 2009. El ahorro de energía eléctrica en México, prospectiva 2009-2012. Publicación del Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica. México, D.F. México.
- FIDE, 2010. Apoyo del FIDE al sector productivo. Publicación de la Subdirección de Proyectos, Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica. México, D.F. México.
- Figueroa, R. 2010. Entrevista. México, D.F. México.
- Fraile, J. 2003. Máquinas eléctricas. McGraw-Hill. Pág. 725-730. 5ta Ed. Aravaca, Madrid, España.
- Fuentes, A. 2012. Facturación CFE. Comisión Federal de Electricidad. Coordinación Comercial. México, D.F. México.
- Fuentes, J. 1998. Historia ilustrada de México. Desde los Orígenes Hasta Ernesto Zedillo. Oceano. México.
- García, E. 2010. Tarifas eléctricas en México. Notas para curso. Fideicomiso para el ahorro de energía. México, D.F. México.
- Grainger, J. y Stevenson, W. 1996. Análisis de sistemas de potencia. McGraw-Hill. Pág 5-10. Naucalpan de Juárez, Edo. de México, México.
- Gussow, M., 1985. Fundamentos de Electricidad. Mc Graw Hill. Pág. 42-43. Naucalpan de Juárez, Edo. de México, México.
- Hayt, W. y Kemmerly, J. 1993. Analisis de circuitos en ingeniería. McGraw-Hill. Naucalpan de Juárez, Edo. de México, México.

- Herrera, D. 2011. Curso de medición y facturación de servicios en media tensión CFE. Comisión Federal de Electricidad. Coordinación Comercial. México. D.F. México.
- Irwin, J.D. 1997. Análisis básico de circuitos en ingeniería. Prentice Hall. México D.F. México.
- Llamas, A., Acevedo, S., Baez, J. 2004. Armónicas en sistemas eléctricos industriales. Innovación editorial lagares de México. Monterrey, Nuevo León, México.
- Montanari, G. Mazzanti, G., y Simón, L. 2002. Progress in electrothermal life modeling of electrical insulation during the last decades. IEEE Dielectrics and electrical insulation. Pág 730- 742.
- Peña, E. 1992. La Industria eléctrica en México en CFE hacia el siglo XXI. Fernández Cueto Editores. Pág. 12- 20. México.
- Peretz, D. 1988a. The Middle East Today. New York. Pág. 20-73. London.
- Peretz, D. 1990b. Intifada: The Palestinian uprising boulder. Colo. London.
- Posada, E. 2010. 20 años ahorrando energía eléctrica. Antonio Makhoulouf Akl. México, D.F. México.
- Protocolo de Montreal. 1986. Montreal, Canada.
- Ras, E. 1991. Transformadores de potencia de media y de protección. Alfaomega. México D.F México.
- Reséndiz, D. 1994. El sector eléctrico de México. FCE-CFE. México.
- Rogers, P. 1939. Power-factor economics. John Wiley & Sons. Nueva York, EE. UU.
- SEGOB, 2000. Manual de Disposiciones Relativas al Suministro y Venta de Energía Eléctrica, primera sección. Publicación del Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Gobernación. México.
- SEGOB, 2000. Manual de Disposiciones Relativas al Suministro y Venta de Energía Eléctrica, segunda sección. Publicación del Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Gobernación. México.
- SEGOB, 1993. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, última reforma DOF 22-12-1993. Publicación del Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Gobernación. México.
- SEGOB, 2001. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, última reforma DOF 24-05-2001. Publicación del Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Gobernación. México.

- SEGOB, 2010. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, última reforma DOF 29-07-2010. Publicación de la Secretaría de Gobernación. México.
- Samuelson, R. 2005. The dawn of a new oil era. Newsweek. Pág. 5-21. Washington.
- Viqueira, J. 1992. Generación y transmisión de energía eléctrica. Fernández Cueto Editores. Pág. 58. México.

ANEXO

Memoria de cálculo de las facturaciones con propuestas de ahorro energético.

A.1 Facturación marzo del 2012.

Fecha desde: 29-Feb-12	Ahorro consumo base:	5,937 kWh
Fecha hasta: 31-mar-12	Ahorro consumo intermedio:	2,628 kWh
Días: 30	Ahorro consumo punta:	4,971 kWh

Consumo base	(19,200 – 5,937) kWh = 13,264 kWh
Consumo intermedio	(104,100 – 2,628) kWh = 101,473 kWh
Consumo punta	(15,600 – 4,971) kWh = 10,630 kWh

Demanda base	378 kW	Ahorro demanda punta	246 kW
Demanda intermedio	556 kW	Demanda punta con ahorro	
Demanda punta	499 kW	(499 – 246) kW =	253kW

Cuota por energía base	\$ 1.0151		
Cuota por energía intermedia	\$ 1.2144	Cuota por demanda facturable	\$178.80
Cuota por energía punta	\$ 2.0566		

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

$$\text{Cargo por Energía} = (13264) (\$1,0151) + (101473)(\$1,2144) + (10630)(\$2.0566) = \mathbf{\$158,554.75}$$

Cálculos para obtener la demanda facturable:

DP = Demanda punta con ahorro

DI = Demanda intermedia

DB = Demanda base

DF = Demanda facturable

FRI = Factor de reducción intermedio (0.3)

FRB = Factor de reducción base (0.15)

CDF = Cargo por demanda facturable

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

$$DF = 253 \text{ kW} + (0.3)(556 \text{ kW} - 253 \text{ kW},0) + (0.15)(378 \text{ kW} - 556 \text{ kW},0)$$

$$DF = 253 \text{ kW} + 90.9 + 0 = 343.9 \text{ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)}$$

$$DF = \mathbf{344 \text{ kW}}$$

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

Cargo por demanda facturable = (344 kW x \$178.80) = **\$61,507.20**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

Facturación base = \$158,554.75 + \$61,507.20 = **\$220,061.95**

Facturación normal = **\$220,061.95 al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)**

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$220,061.95 x 0.16) = **\$35,209.91**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$220,061.95 + 35,209.91) = **\$255,271.87 → \$255,272.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$220,061.95 = **\$2,860.81**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$220,061.95 - \$2,860.80 = **\$217,201.15**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$217,201.15 x 0.16) = **\$34,752.18**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$217,201.15 + \$34,752.18) = \$251,953.33 → **\$251,953.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$220,061.95 = **\$5,501.55**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$220,061.95 - \$5,501.55 = **\$214,560.41**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$214,560.41 x 0.16) = **\$34,329.67**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$214,560.41 + \$34,329.67) = \$248,890.07 → **\$248,890.00**

A.2 Facturación abril 2012.

Fecha desde: 31-Mar-12	Ahorro consumo Base	6,351 kWh
Fecha hasta: 30-Abr-12	Ahorro consumo Intermedio	2,798 kWh
Días: 30	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (16,600 – 6,351) kWh = 10,250 kWh
Consumo Intermedio (110,400 – 2,798) kWh = 107,603 kWh
Consumo Punta (4,600 – 0) kWh = 4,600 kWh

Demanda Base: 84 kW
Demanda Intermedio: 664 kW
Demanda Punta: 149 kW

Cuota por energía base \$0.9941
Cuota por energía intermedia \$1.1893 Cuota por demanda facturable \$178.10
Cuota por energía punta \$2.0327

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (10,250)(\$0.9941) + (107,603)(\$1.1893) + (4,600)(\$2.0327) = **\$147,512.19**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 149 \text{ kW} + (0.3)(664 \text{ kW} - 149 \text{ kW}, 0) + (0.15)(84 \text{ kW} - 664 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 149 \text{ kW} + 154.5 \text{ kW} + 0 = 303.5$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 304 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (304 kW x \$178.80) = **\$54,142.40**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = (\$147,512.19 + \$54,142.40) = **\$201,654.59**
Facturación normal = **\$201,654.59** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$201,654.59 \times 0.16) = \mathbf{\$32,264.73}$$

$$\text{Importe total} = (\text{facturación neta} + \text{IVA})$$

$$\text{Importe total} = (\$201,654.59 + 32,264.73) = \mathbf{\$233,919.33} \rightarrow \mathbf{\underline{\$255,272.00}}$$

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{F.P}\right) \times \text{facturación normal}$$

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{0.95}\right) \times \$201,654.59 = \mathbf{\$2,621.51}$$

$$\text{Facturación neta} = (\text{facturación normal} - \text{bonificación}) = \$201,654.59 - \$2,621.51 = \mathbf{\$199,033.08}$$

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$199,033.08 \times 0.16) = \mathbf{\$31,845.29}$$

$$\text{Importe total} = (\text{facturación neta} + \text{IVA})$$

$$\text{Importe total} = (\$199,033.08 + \$31,845.29) = \$230,878.38 \rightarrow \mathbf{\underline{\$230,878.00}}$$

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{F.P}\right) \times \text{facturación normal}$$

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{1}\right) \times \$201,654.59 = \mathbf{\$5,041.36}$$

$$\text{Facturación neta} = (\text{facturación normal} - \text{bonificación}) = \$201,654.59 - \$5,041.36 = \mathbf{\$196,613.23}$$

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$196,613.23 \times 0.16) = \mathbf{\$31,458.12}$$

$$\text{Importe total} = (\text{facturación neta} + \text{IVA})$$

$$\text{Importe total} = (\$196,613.23 + \$31,458.12) = \$228,071.34 \rightarrow \mathbf{\underline{\$228,071.34}}$$

A.3 Facturación mayo 2012.

Fecha desde: 30-Abr-12	Ahorro consumo Base	5888 kWh
Fecha hasta: 31-May-12	Ahorro consumo Intermedio	2677 kWh
Días: 31	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (15,900 – 5,888) kWh = 10,013 kWh
Consumo Intermedio (134,900 – 2,677) kWh = 132,224 kWh
Consumo Punta (4600 – 0) kWh = 4,600 kWh

Demanda Base 81 kW
Demanda Intermedio 654 kW
Demanda Punta 126 kW

Cuota por energía base \$ 1.0046
Cuota por energía intermedia \$ 1.2019 Cuota por demanda facturable \$178.58
Cuota por energía punta \$ 2.0455

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (10,013)(\$1.0046) + (132,224)(\$1.2019) + (4,600)(\$2.0455) = **\$178,388.38**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 126 \text{ kW} + (0.3)(654 \text{ kW} - 126 \text{ kW}, 0) + (0.15)(81 \text{ kW} - 654 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 126 \text{ kW} + 158.4 \text{ kW} + 0 = 284.4$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 285 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (285 kW x \$178.58) = **\$50,895.30**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = (\$178,388.38 + \$50,895.30) = **\$229,283.69**

Facturación normal = **\$229,283.69** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$229,283.69 x 0.16) = **\$36,685.39**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$229,283.69 + \$36,685.39) = **\$265,969.08 → \$265,969.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$229,283.69 = **\$2,980.69**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = 229,283.69 - \$2,980.69 = **\$226,303.00**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$226,303.00 x 0.16) = **\$36,208.48**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$226,303.00 + \$36,208.48) = \$262,511.48 → **\$262,511.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$229,283.69 = **\$5,732.09**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$229,283.69 - \$5,732.09 = **\$223,551.59**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$223,551.59 x 0.16) = **\$35,768.25**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$223,551.59 + \$35,768.25) = \$259,319.85 → **\$259,320.00**

A.4 Facturación junio 2012.

Fecha desde: 31-May12	Ahorro consumo Base	5,767 kWh
Fecha hasta: 30-Jun-12	Ahorro consumo Intermedio	2,847 kWh
Días: 30	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (16,300 – 5,767) kWh = 10,534 kWh
Consumo Intermedio (127,600 – 2,847) kWh = 124,754 kWh
Consumo Punta (4,400 – 0) kWh = 4,400 kWh

Demanda Base 117 kW
Demanda Intermedio 639 kW
Demanda Punta 149 kW

Cuota por energía base \$ 1.0041
Cuota por energía intermedio \$ 1.2013 Cuota por demanda facturable \$178.88
Cuota por energía punta \$ 2.0469

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (10,534)(\$1.0041) + (124,754)(\$1.2013) + (4,400)(\$2.0469) = **\$169,450.52**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 149 \text{ kW} + (0.3)(639 \text{ kW} - 149 \text{ kW}, 0) + (0.15)(117 \text{ kW} - 639 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 149 \text{ kW} + 147 + 0 = 296 \text{ kW}$
DF = 296 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (296 kW x \$178.88) = **\$52,948.48**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = \$169,450.52 + \$52,948.48) = **\$222,399.01**

Facturación normal = **\$222,399.01 al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)**

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$222,399.01 x 0.16) = **\$35,583.84**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$222,399.01 + \$35,583.84) = \$257,982.85 → **\$257,983.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$222,399.01 = **\$2,891.19**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$222,399.01 - \$2,891.19 = **\$219,507.82**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$219,507.82 x 0.16) = **\$35,121.25**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$219,507.82 + \$35,121.25) = \$254,629.07 → **\$254,629.07**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$222,399.01 = **\$5,559.98**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$222,399.01 - \$5,559.98 = **\$216,839.03**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$216,839.03 x 0.16) = **\$34,694.25**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$216,839.03 + \$34,694.25) = \$251,533.28 → **\$251,533.00**

A.5 Facturación julio 2012.

Fecha desde: 30-Jun12	Ahorro consumo Base	6,205 kWh
Fecha hasta: 31-Jul-12	Ahorro consumo Intermedio	2,750 kWh
Días: 31	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (18,100 – 6,205) kWh = 11,896 kWh
Consumo Intermedio (118,400 – 2,750) kWh = 115,651 kWh
Consumo Punta (4,400 – 0) kWh = 4,400 kWh

Demanda Base: 120 kW
Demanda Intermedio 495 kW
Demanda Punta 160 kW

Cuota por energía base \$ 1.0433
Cuota por energía intermedia \$ 1.2482 Cuota por demanda facturable \$179.65
Cuota por energía punta \$ 2.0885

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (11,896)(\$1.0433) + (115,651)(\$1.2482) + (4,400)(\$2.0885) = **\$165,956.07**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 160 \text{ kW} + (0.3)(495 \text{ kW} - 160 \text{ kW}, 0) + (0.15)(120 \text{ kW} - 495 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 160 + 100.5 + 0 = 260.5$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 261 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (261 kW x \$179,65) = **\$46,888.65**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = (\$165,956.07 + \$46,888.65) = **\$212,844.73**

Facturación normal = **\$212,844.73** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$212,844.73 x 0.16) = **\$34,055.16**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$212,844.73 + \$34,055.16) = \$246,899.88 → **\$246,900.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$212,844.73 = **\$2,766.98**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$212,844.73 - \$2,766.98 = **\$210,077.74**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$210,077.74 x 0.16) = **\$33,612.44**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$210,077.74 + \$33,612.44) = \$243,690.18 → **\$243,690.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$212,844.73 = **\$5,321.12**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$212,844.73 - \$5,321.12 = **\$207,523.61**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$207,523.61 x 0.16) = **\$33,203.78**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$207,523.61 + \$33,203.78) = \$240,727.38 → **\$240,727.00**

A.6 Facturación agosto 2012.

Fecha desde: 31-Jul-12	Ahorro consumo Base	5,888 kWh
Fecha hasta: 31-Ago-12	Ahorro consumo Intermedio	2,677 kWh
Días: 31	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (18,100 – 6,205) kWh = 11,896 kWh
Consumo Intermedio (118,400 – 2,750) kWh = 115,651 kWh
Consumo Punta (4,400 – 0) kWh = 4,400 kWh

Demanda Base 70 kW
Demanda Intermedio 554 kW
Demanda Punta 122 kW

Cuota por energía base \$1.0451
Cuota por energía intermedia \$1.2503 Cuota por demanda facturable \$180.58
Cuota por energía punta \$2.0960

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (8,313)(\$1.0451) + (116,124)(\$1.2503) + (4,800)(\$2.0960) = **\$163,938.55**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 122 \text{ kW} + (0.3)(554 \text{ kW} - 122 \text{ kW}, 0) + (0.15)(70 \text{ kW} - 554 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 122 + 129.6 + 0 = 251.6$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 252 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (252 kW x \$180.58) = **\$45,506.16**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = \$163,938.55 + \$45,506.16) = **\$209,444.71**

Facturación normal = **\$209,444.71** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$209,444.71 x 0.16) = **\$33,511.15**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$209,444.71 + \$33,511.15) = \$242,955.87 → **\$242,956.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$209,444.71 = **\$2,722.78**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$209,444.71 - \$2,722.78 = **\$206,721.93**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$206,721.93 x 0.16) = **\$33,075.51**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$206,721.93 + \$33,075.51) = \$239,797.44 → **\$239,797.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$209,444.71 = **\$5,236.12**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$209,444.71 - \$5,236.12 = **\$204,208.60**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$204,208.60 x 0.16) = **\$32,673.38**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$204,208.60 + \$32,673.38) = \$236,881.97 → **\$236,882.00**

A.7 Facturación septiembre 2012.

Fecha desde: 31-Ago-12	Ahorro consumo Base	6,083 kWh
Fecha hasta: 30-Sep-12	Ahorro consumo Intermedi:	2,920 kWh
Días: 30	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base (13,900 – 6,083) kWh = 7,818 kWh
Consumo Intermedio (105500 – 2,920) kWh = 102,581 kWh
Consumo Punta (4,400 – 0) kWh = 3,900 kWh

Demanda Base 68 kW
Demanda Intermedio 549 kW
Demanda Punta 121 kW

Cuota por energía base \$0.9939
Cuota por energía intermedia \$1.1890 Cuota por demanda facturable \$178.67
Cuota por energía punta \$2.0369

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (7,818)(\$0.9939) + (102,581)(\$1.1890) + (3,900)(\$2.0369) = **\$137,683.02**

Cálculos para obtener la demanda facturable:

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 121 \text{ kW} + (0.3)(549 \text{ kW} - 121 \text{ kW}, 0) + (0.15)(68 \text{ kW} - 549 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 121 + 128.4 + 0 = 249.4$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 250 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)
Cargo por demanda facturable = (250 kW x \$178.67) = **\$44,667.50**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)
Facturación base = \$137,683.02 + \$44,667.50 = **\$182,350.53**

Facturación normal = **\$182,350.53** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$182,350.53 x 0.16) = **\$29,176.08**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$182,350.53 + \$29,176.08) = \$211,526.61 → **\$211,527.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$182,350.53 = **\$2,370.56**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$182,350.53 - \$2,370.56 = **\$179,979.97**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$179,979.97 x 0.16) = **\$28,796.80**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$179,979.97 + \$28,796.80) = \$208,776.77 → **\$208,777.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$182,350.53 = **\$4,558.76**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$182,350.53 - \$4,558.76 = **\$177,791.77**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$177,791.77 x 0.16) = **\$28,446.68**

Importe total = (facturación neta + IVA)

Importe total = (\$177,791.77 + \$28,446.68) = \$206,238.45 → **\$206,238.00**

A.8 Facturación: Octubre 2012 verano.

En este periodo ocurre el cambio de horario de verano, es por eso que esta facturación se divide en dos partes, una dentro y otra fuera del horario de verano, ya que el cambio de horario es el último domingo del mes de octubre.

Fecha desde: 30-Sep-12	Ahorro consumo Base	4,997 kWh
Fecha hasta: 27-Oct-12	Ahorro consumo Intermedio	2,408 kWh
Días: 27	Ahorro consumo Punta	0 kWh

Consumo Base	(12,000 – 4,997) kWh = 7,003 kWh
Consumo Intermedio	(111,400 – 2,408) kWh = 108,992 kWh
Consumo Punta	(3,900 – 0) kWh = 3,900 kWh

Demanda Base	68 kW
Demanda Intermedio	542 kW
Demanda Punta	126 kW

Cuota por energía base	\$0.9641	
Cuota por energía intermedia	\$1.1533	Cuota por demanda facturable \$177.96
Cuota por energía punta	\$2.0043	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

$$\text{Cargo por Energía} = (7,003)(\$0.9641) + (108,992)(\$1.1533) + (3,900)(\$2.0043) = \mathbf{\$140,268.83}$$

Cálculos para obtener la demanda facturable:

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

$$DF = 126 \text{ kW} + (0.3)(542 \text{ kW} - 126 \text{ kW}, 0) + (0.15)(68 \text{ kW} - 542 \text{ kW}, 0)$$

$$DF = 126 + 124.8 + 0 = 250.8 \text{ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)}$$

$$DF = \mathbf{251 \text{ kW}}$$

Al ser solo 27 días de octubre para el periodo de verano, el cargo por demanda facturable se multiplica por un factor de proporción igual a los 27 días de verano entre la cantidad de días del mes de octubre que son 31 quedando como 27/31 el factor de proporción

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable x factor de proporción)

$$\text{Cargo por demanda facturable} = (251 \text{ kW} \times \$177.96 \times (27/31)) = \mathbf{\$38,904.35}$$

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

$$\text{Facturación base} = \$140,268.83 + \$38,904.35 = \mathbf{\$179,173.19}$$

Facturación normal = $\mathbf{\$179,173.19}$ al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$179,173.19 \times 0.16) = \mathbf{\$28,667.71}$$

Importe total = (facturación neta + IVA)

$$\text{Importe total} = (\$179,173.19 + \$28,667.71) = \$207,840.90 \rightarrow \mathbf{\underline{\$207,841.00}}$$

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{F.P}\right) \times \text{facturación normal}$$

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{0.95}\right) \times \$179,173.19 = \mathbf{\$2,329.25}$$

$$\text{Facturación neta} = (\text{facturación normal} - \text{bonificación}) = \$179,173.19 - \$2,329.25 = \mathbf{\$176,843.94}$$

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$176,843.94 \times 0.16) = \mathbf{\$28,295.03}$$

Importe total = (facturación neta + IVA)

$$\text{Importe total} = (\$176,843.94 + \$28,295.03) = \$205,138.97 \rightarrow \mathbf{\underline{\$205,139.00}}$$

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{F.P}\right) \times \text{facturación normal}$$

$$\text{Bonificación} = \left(\frac{1}{4}\right) \left(1 - \frac{0.9}{1}\right) \times \$179,173.19 = \mathbf{\$4,479.33}$$

$$\text{Facturación neta} = (\text{facturación normal} - \text{bonificación}) = \$179,173.19 - \$4,479.33 = \mathbf{\$174,693.86}$$

$$\text{IVA} = (\text{facturación neta} \times 0.16) = (\$174,693.86 \times 0.16) = \mathbf{\$27,951.02}$$

Importe total = (facturación neta + IVA)

$$\text{Importe total} = (\$174,693.86 + \$27,951.02) = \$202,644.88 \rightarrow \mathbf{\underline{\$202,644.00}}$$

A.9 Facturación octubre del 2012 fuera de verano.

Fecha desde: 27-Oct-12	Ahorro consumo base	875 kWh
Fecha hasta: 31-Oct-12	Ahorro consumo intermedio	291 kWh
Días: 4	Ahorro consumo punta	0 kWh

Consumo base (2,200 – 875) kWh = 1,325 kWh
Consumo intermedio (14,800 – 291) kWh = 14,509 kWh
Consumo punta (1,900 – 0) kWh = 1,900 kWh

Demanda base	141 kW	Ahorro demanda punta = 245 kW
Demanda intermedio	459 kW	Demanda punta con ahorro
Demanda punta	412 kW	(412 – 245) kW = 167 kW

Cuota por energía base	\$ 0.9641	
Cuota por energía intermedia	\$ 1.1533	Cuota por demanda facturable \$177.96
Cuota por energía punta	\$ 2.0043	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (1,375) (\$0.9641) + (14,509)(\$1.1533) + (1,900)(\$2.0566) = **\$21,818.83**

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 167 \text{ kW} + (0.3)(459 \text{ kW} - 167 \text{ kW}, 0) + (0.15)(141 \text{ kW} - 459 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 167 \text{ kW} + 87.6 + 0 = 254.6$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 255 kW

Al ser solo 4 días de octubre para el periodo fuera de verano, el cargo por demanda facturable se multiplica por un factor de proporción igual a los 4 días de verano entre la cantidad de días del mes de octubre que son 31 quedando como 4/31 el factor de proporción.

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

Cargo por demanda facturable = (255 kW x \$178.80 x (4/31)) = **\$5,855.46**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

Facturación base = \$21,818.83 + \$5,855.46 = **\$27,674.29**

Facturación normal = \$27,674.29 al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$27,674.29 x 0.16) = \$4,427.89

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$27,674.29 + \$4,427.89) = \$32,102.18 → \$32,102.00

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$27,674.29 = \$359.77

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$27,674.29 - \$359.77 = \$27,314.52

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$27,314.52 x 0.16) = \$4,370.32

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$27,314.52 + \$4,370.32) = \$31,684.85 → \$31,685.00

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$27,674.29 = \$691.86

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$27,674.29 - \$691.86 = \$26,982.43

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$26,982.43 x 0.16) = \$4,317.19

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$26,982.43 + \$4,317.19) = \$31,299.62 → \$31,300.00

A.10 Facturación noviembre del 2012

Fecha desde: 31-Oct-12	Ahorro consumo Base	5,742 kWh
Fecha hasta: 30-Nov-12	Ahorro consumo Intermedio	2,434 kWh
Días: 30	Ahorro consumo Punta	4,923 kWh

Consumo Base	(19,800 – 5,742) kWh = 14,059 kWh
Consumo Intermedio	(87,800 – 2,434) kWh = 85,367 kWh
Consumo Punta	(12,700 – 4,923) kWh = 7,778 kWh

Demanda Base	336 kW	Ahorro demanda punta = 246 kW
Demanda Intermedio	428 kW	Demanda punta con ahorro
Demanda Punta	368 kW	(368 – 246) kW = 122 kW

Cuota por energía base	\$1.0268	
Cuota por energía intermedia	\$1.2283	Cuota por demanda facturable \$177.85
Cuota por energía punta	\$2.0636	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (14,059)(\$1.0268) + (85,367)(\$1.2283) + (7,778)(\$2.0636) = **\$135,342.74**

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

$DF = 122 \text{ kW} + (0.3)(428 \text{ kW} - 122 \text{ kW}, 0) + (0.15)(336 \text{ kW} - 428 \text{ kW}, 0)$

$DF = 122 \text{ kW} + 91.8 + 0 = 213.8$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)

DF = 214 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

Cargo por demanda facturable = (214 kW x \$177.85) = **\$38,059.90**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

Facturación base = \$135,342.74 + \$38,059.90 = **\$173,402.65**

Facturación normal = \$173,402.65 al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$173,402.65 x 0.16) = **\$27,744.42**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$173,402.65 + \$27,744.42) = \$201,147.07 → **\$201,147.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$173,402.65 = **\$2,254.23**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$173,402.65 - \$2,254.23 = **\$171,148.41**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$171,148.41 x 0.16) = **\$27,383.75**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$171,148.41 + \$27,383.75) = \$198,532.16 → **\$198,532.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$173,402.65 = **\$4,335.07**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$173,402.65 - \$4,335.07 = **\$169,067.58**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$169,067.58 x 0.16) = **\$27,050.81**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$169,067.58 + \$27,050.81) = \$196,118.40 → **\$196,118.40**

A.11 Facturación diciembre del 2012

Fecha desde: 30-Nov-12	Ahorro consumo Base	6,229 kWh
Fecha hasta: 31-Dic-12	Ahorro consumo Intermedio	2,725 kWh
Días: 31	Ahorro consumo Punta	4,756 kWh

Consumo Base (19,000 – 6,229) kWh = 12,772 kWh
Consumo Intermedio (85,900 – 2,725) kWh = 83,176 kWh
Consumo Punta (11,700 – 4,756) kWh = 6,945 kWh

Demanda Base	299 kW	Ahorro demanda punta = 246 kW
Demanda Intermedio	501 kW	Demanda punta con ahorro
Demanda Punta	396 kW	(396 – 246) kW = 150 kW

Cuota por energía base	\$1.0553	
Cuota por energía intermedia	\$1.2624	Cuota por demanda facturable: \$177.78
Cuota por energía punta	\$2.0896	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

Cargo por Energía = (12,772)(\$1.0553) + (83,176)(\$1.2624) + (6,945)(\$2.0896) = **\$132,991.96**

$DF = DP + FRI (DI - DP, 0) + FRB (DB - DPI, 0)$
 $DF = 150 \text{ kW} + (0.3)(501 \text{ kW} - 150 \text{ kW}, 0) + (0.15)(299 \text{ kW} - 501 \text{ kW}, 0)$
 $DF = 150 \text{ kW} + 91.8 + 0 = 255.3$ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)
DF = 256 kW

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

Cargo por demanda facturable = (256 kW x \$177.78) = **\$45,511.68**

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

Facturación base = \$132,991.96 + \$45,511.68 = **\$178,503.63**

Facturación normal = **\$178,503.63** al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$178,503.63 x 0.16) = **\$ 28,560.58**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$178,503.63 + \$28,560.58) = \$207,064.21 → **\$207,064.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$178,503.63 = **\$2,320.55**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$178,503.63 - \$2,320.55 = \$176,183.08

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$176,183.08 x 0.16) = **\$28,189.29**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$176,183.08 + \$28,189.29) = \$204,372.37 → **\$204,372.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$178,503.63 = **\$4,462.59**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$178,503.63 - \$4,462.59 = \$174,041.04

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$174,041.04 x 0.16) = **\$27,846.57**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$174,041.04 + \$27,846.57) = \$201,887.60 → **\$201,888.00**

A.12 Facturación enero del 2013

Fecha desde: 31-Dic-12	Ahorro consumo Base	5,888 kWh
Fecha hasta: 31-Ene-13	Ahorro consumo Intermedio	2,482 kWh
Días: 31	Ahorro consumo Punta	5,138 kWh

Consumo Base	(19,200 – 5,888) kWh = 13,313 kWh
Consumo Intermedio	(92,200 – 2,482) kWh = 89,718 kWh
Consumo Punta	(15,600 – 5,138) kWh = 10,463 kWh

Demanda Base	285 kW	Ahorro demanda punta = 246 kW
Demanda Intermedio	566 kW	Demanda punta con ahorro
Demanda Punta	436 kW	(436 – 246) kW = 190 kW

Cuota por energía base	\$1.0560	
Cuota por energía intermedia	\$1.2633	Cuota por demanda facturable \$178.88
Cuota por energía punta	\$2.0973	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

$$\text{Cargo por Energía} = (13,313)(\$1.0560) + (89,718)(\$1.2633) + (10,463)(\$2.0973) = \mathbf{\$164,377.86}$$

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

$$DF = 190 \text{ kW} + (0.3)(566 \text{ kW} - 190 \text{ kW}, 0) + (0.15)(285 \text{ kW} - 566 \text{ kW}, 0)$$

$$DF = 190 \text{ kW} + 112.8 + 0 = 302.8 \text{ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)}$$

$$DF = \mathbf{303 \text{ kW}}$$

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

$$\text{Cargo por demanda facturable} = (303 \text{ kW} \times \$178.88) = \mathbf{\$54,200.64}$$

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

$$\text{Facturación base} = \$164,377.86 + \$54,200.64 = \mathbf{\$196,082.90}$$

Facturación normal = $\mathbf{\$196,082.90}$ al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$196,082.90 x 0.16) = **\$ 31,373.26**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$196,082.90 + \$31,373.26) = \$227,456.17 → **\$227,456.17**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$196,082.90 = **\$2,549.08**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$196,082.90 - \$2,549.08 = \$193,533.83

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$193,533.83 x 0.16) = **\$30,965.41**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$193,533.83 + \$30,965.41) = \$224,499.24 → **\$224,499.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$196,082.90 = **\$4,902.07**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$196,082.90 - \$4,902.07 = **\$191,180.83**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$191,180.83 x 0.16) = **\$30,588.93**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$191,180.83 + \$30,588.93) = \$221,769.76 → **\$221,770.00**

A.13 Facturación febrero del 2013

Fecha desde: 31-Ene-13	Ahorro consumo Base	5,450 kWh
Fecha hasta: 28-Feb-13	Ahorro consumo Intermedio	2,336 kWh
Días: 28	Ahorro consumo Punta	4,493 kWh

Consumo Base	(17,900 – 5,450) kWh = 12,451 kWh
Consumo Intermedio	(101,500 – 2,336) kWh = 99,165 kWh
Consumo Punta	(12,600 – 4,493) kWh = 8,108 kWh

Demanda Base	343 kW	Ahorro demanda punta = 246 kW
Demanda Intermedio	656 kW	Demanda punta con ahorro
Demanda Punta	487 kW	(487 – 246) kW = 241 kW

Cuota por energía base	\$1.0034	
Cuota por energía intermedia	\$1.2004	Cuota por demanda facturable \$178.33
Cuota por energía punta	\$2.0457	

Cargo por Energía = (consumo base x cuota base) + (consumo intermedio x cuota Intermedio)
+ (consumo punta x cuota punta)

$$\text{Cargo por Energía} = (12,451)(\$1.0034) + (99,165)(\$1.2004) + (8,108)(\$2.0457) = \mathbf{\$148,117.53}$$

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

$$DF = 241 \text{ kW} + (0.3)(656 \text{ kW} - 241 \text{ kW}, 0) + (0.15)(343 \text{ kW} - 656 \text{ kW}, 0)$$

$$DF = 241 \text{ kW} + 124.5 + 0 = 365.5 \text{ (cualquier fracción de kW sube al inmediato superior)}$$

$$DF = \mathbf{366 \text{ kW}}$$

Cargo por demanda facturable = (demanda facturable x cuota por demanda facturable)

$$\text{Cargo por demanda facturable} = (366 \text{ kW} \times \$178.33) = \mathbf{\$65,268.78}$$

Facturación base = (cargo por energía + cargo por demanda facturable)

$$\text{Facturación base} = \$148,117.53 + \$65,268.78 = \mathbf{\$213,386.32}$$

Facturación normal = $\mathbf{\$213,386.32}$ al tener tipo de suministro 1 (no se cobra 2% adicional)

Facturación con factor de potencia igual a 0.90 (sin cargo ni bonificación)

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$213,386.32 x 0.16) = **\$ 34,141.81**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$213,386.32 + \$34,141.81) = \$247,528.13 → **\$247,528.00**

Facturación con factor de potencia igual a 0.95 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{0.95})$ x \$213,386.32 = **\$2,774.02**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$213,386.32 - \$2,774.02 = **\$210,612.29**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$210,612.29 x 0.16) = **\$33,697.97**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$210,612.29 + \$33,697.97) = \$244,310.26 → **\$244,310.00**

Facturación con factor de potencia igual a 1 (bonificación)

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{F.P})$ x facturación normal

Bonificación = $(\frac{1}{4}) (1 - \frac{0.9}{1})$ x \$213,386.32 = **\$5,334.66**

Facturación neta = (facturación normal – bonificación) = \$213,386.32 - \$5,334.66 = **\$208,051.66**

IVA = (facturación neta x 0.16) = (\$208,051.66 x 0.16) = **\$33,288.27**

Importe total = (facturación normal + IVA)

Importe total = (\$208,051.66 + \$33,288.27) = \$241,339.92 → **\$241,340.00**