



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EQUIPOS
ELÉCTRICOS”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ÁREA: INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTA:

LUIS ENRIQUE JURADO PEREZ

ASESOR:

ING. FRANCISCO RAUL ORTIZ GONZALEZ

SAN JUAN DE ARAGÓN, EDO. DE MÉXICO, 2011.





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.

RECONOCIMIENTOS

A mi madre Sra. Martha Pérez Díaz que siempre estuvo y está conmigo, por el apoyo incondicional que me brinda y siempre creyó en mí.

A mí padre Sr. Enrique Jurado Vázquez, porque a pesar de todo, siempre estuvo y está conmigo apoyándome en todo.

A mi esposa, Sra. María del Carmen Jiménez Camarena, que me motivo a concluir este trabajo.

A mi hijo José Luis Jurado Jiménez por la alegría y motivación que ha traído a mi vida.

A mis hermanos, Fco. Javier Jurado y Julio Cesar Jurado que han sido importantes en mi vida.

A mi asesor, el Ing. Francisco Raúl Ortiz González, que me guio y apoyo en la realización de este trabajo.

Al Ing. Marco A. Félix y al Ing. Pavel C. Moreno por el apoyo brindado

A todos mis profesores de carrera.

A la UNAM, por haberme brindado esta gran oportunidad.

A mi compañero Ing. Daniel Salazar Lucero, que siempre me insistió para concluir y terminar este trabajo.

¡QUE DIOS LOS BENDIGA SIEMPRE!

INTRODUCCIÓN	pag. II
--------------------	---------

CAPÍTULO 1 CONCEPTOS DE ELECTRICIDAD

Introducción	pag.1
1.1 Campo eléctrico	pag.2
1.1.1 Corriente eléctrica	pag.3
1.1.2 Tensión	pag.3
1.2 Impedancia	pag.4
1.2.1 Resistencia	pag.6
1.2.2 Reactancia inductiva (Inductancia)	pag.7
1.2.3 Reactancia Capacitiva (Capacitancia)	pag.9
1.2.4 Corriente activa y reactiva	pag.11
1.3 Potencia eléctrica	pag.12
1.3.1 Potencia activa, reactiva y aparente	pag.13
1.3.2 Triangulo de potencias	pag.16
1.3.3 Potencias en sistemas trifásicos	pag.18
1.3.4 Factor de potencia	pag.19
1.4 Cargas lineales y no lineales en los circuitos de ca	pag.21
1.4.1 Cargas lineales	pag.21
1.4.2 Cargas no lineales	pag.22

CAPÍTULO 2 CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Introducción	pag.23
2.1 Concepto de calidad de energía eléctrica.....	pag.25
2.1.1 Significado de una buena o mala calidad de la energía ..	pag.27
2.2 Perturbaciones en la red	pag.28
2.2.1 Clasificación de las perturbaciones de red	pag.29
2.2.2 Definiciones	pag.29
2.2.3 Variaciones en la frecuencia (f)	pag.33
2.2.4 Perturbaciones de la amplitud	pag.34

2.2.5	Desequilibrio del sistema trifásico	pag.35
2.3	Armónicos	pag.38
2.3.1	Origen de los armónicos: Cargas no lineales	pag.38
2.3.2	Definiciones y parámetros de medida de armónicos	pag.43
2.3.3	Potencias en sistemas desequilibrados con armónicos ...	pag.45
2.4	Principales equipos que generan perturbaciones	pag.54
2.4.1	Dispositivos ferromagnéticos	pag.54
2.4.2	Dispositivos electrónicos de potencia	pag.60
2.4.3	Dispositivos productores de arcos eléctricos	pag.62
2.5	Factor de potencia	pag.63
2.5.1	Cargos y bonificaciones por factor de potencia	pag.65
2.5.2	Compensación del factor de potencia	pag.67
2.5.3	Formas de compensación mediante capacitores	pag.68
2.5.3.1	Individual	pag.68
2.5.3.2	Por grupos	pag.72
2.5.3.3	Compensación central con sistema automático de regulación	pag.75
2.5.3.4	Determinación del rango del capacitor	pag.73
2.6	Tecnologías disponibles para implantar soluciones a las principales perturbaciones	pag.77
2.7	Eficiencia energética	pag.80
2.8	Pérdidas económicas	pag.82

CAPÍTULO 3 FACTURACIÓN Y MEDICIÓN ELÉCTRICA

	Introducción	pag.84
3.1	Facturación, costo y medición de la energía eléctrica	pag.84
3.1.1	Regionalización de las tarifas eléctricas en México	pag.85
3.1.2	Tipos de tarifas	pag.87
3.1.3	Tarifas vigentes	pag.88
3.1.4	Demanda eléctrica	pag.100

3.1.4.1	Relación entre potencia, energía y demanda	pag.101
3.1.4.2	Medición de la demanda	pag.104
3.1.4.3	Factor de demanda	pag.105
3.1.4.4	Factor de carga.....	pag.106
3.1.5	Consumo eléctrico	pag.107
3.2	Mediciones eléctricas	pag.108
3.2.1	Planeación de las mediciones	pag.109
3.2.2	Determinación de los equipos a medir	pag.110
3.2.3	Mediciones puntuales	pag.110
3.2.4	Mediciones continuas	pag.111
3.2.5	Análisis de las mediciones	pag.112
3.2.6	Presentación de mediciones, comentarios y propuestas .	pag.113
3.3	Administración de la demanda	pag.113
3.3.1	Curvas de demanda	pag.113
3.3.2	Equipos de medición	pag.116
3.3.3	Identificación de las cargas	pag.117
3.3.4	Métodos de control de Demanda	pag.118
3.3.4.1	Control de demanda manual	pag.118
3.3.4.2	Control de demanda automático	pag.119
3.3.4.3	Controlador de demanda	pag.120
3.3.4.4	Controles Lógicos programables	pag.121
3.3.4.5	Sistema de administración de Energía	pag.122
3.3.4.6	Operación de los controles de demanda	pag.123

CAPÍTULO 4 PROYECTOS DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

	Introducción	pag.129
4.1	Metodología del Diagnostico Energético	pag. 130
4.1.1	Definición	Pag. 130
4.1.2	Tipo de diagnóstico	Pag. 131
4.1.3	Equipo de medición empleado	pag. 131

4.1.4	Etapas del diagnóstico	pag. 132
4.2	Implementación de filtros de absorción de armónicos en planta metalúrgica	pag.134
4.2.1	Antecedentes	pag.134
4.2.2	Facturación eléctrica	pag.136
4.2.3	Situación actual	pag.138
4.2.3.1	Efectos específicos en la empresa.....	pag.138
4.2.3.2	Mediciones	pag.138
4.2.4	Situación propuesta	pag.147
4.2.4.1	Beneficio	pag.147
4.2.4.2	Pruebas	pag. 147
4.2.5	Situación propuesta	pag.150
4.3	Reemplazo de motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia NEMA Premium.....	Pag. 155
4.3.1	Antecedentes	pag.155
4.3.2	Facturación eléctrica	pag.155
4.3.3	Situación actual	pag.156
4.3.3.1	Procedimiento	pag.157
4.3.3.2	Cálculo energético	pag.158
4.3.3.3	Datos y mediciones	pag.167
4.3.4	Situación propuesta	pag.171
4.3.5	Ahorros propuestos	pag.173
4.3.6	Tiempo de recuperación	pag.175
4.3.7	Anexo 1	pag.176
4.3.8	Anexo 2	Pag.181
	CONCLUSIONES	pag.185
	BIBLIOGRAFIA	pag.187
	MESOGRAFÍA	pag.188
	REVISTAS TÉCNICAS	pag.189

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, se ha incrementado de manera importante, la demanda de energía eléctrica por parte de consumidores residenciales e industriales, con la imperiosa necesidad de satisfacer sus requerimientos.

En consecuencia, el estado se enfrenta a un crecimiento no previsto en la demanda eléctrica, lo cual obliga a disponer, ya sea, de inversiones en nuevas plantas generadoras o a eficientar a las actuales, con el inconveniente daño ecológico, lo cual implica, generar aumentos continuos en los precios de los energéticos para obligar a los consumidores a regular su consumo por medio de la eficiencia energética¹.

Aunado al incremento de la demanda eléctrica, el estado ha establecido como organismo público descentralizado FIDE (Fideicomiso Para El Ahorro De Energía Eléctrica) el cual promueve un uso más eficiente de la energía eléctrica, tanto en el ámbito residencial, comercial e industrial; Una de sus actividades de gran importancia es el de realizar proyectos, dónde el fin principal, es el de identificar puntos críticos de consumo eléctrico (motores eléctricos, refrigeración, aire acondicionado, iluminación, etc.), dónde puedan existir oportunidades de ahorro de energía.

Para ello, existen destinas metodologías que ayudan a identificar concretamente las aéreas o puntos de oportunidad de ahorro, dependiendo de las características de los equipos eléctricos del usuario.

Por lo que en este trabajo se presenta el análisis cuantitativo y cualitativo de dos casos reales en el ámbito industrial en lo referente al ahorro energético.

Se ha considerado importante, una visión general de los conceptos teóricos involucrados, para contar con las herramientas necesarias en el desarrollo del proyecto, por ejemplo, en el primer capítulo, se describen los conceptos de electricidad aplicados a la industria.

En el segundo capítulo, se mencionan los aspectos necesarios referentes a la calidad y ahorro de la energía eléctrica.

Por otra parte, en el capítulo tres se indica la forma de interpretar la facturación eléctrica que lleva a cabo la compañía suministradora para poder llevar a cabo el análisis relativo a la demanda y consumo de energía eléctrica, tarifas que aplica, horarios, costos, principalmente.

Y en el cuarto capítulo se presenta la aplicación a dos empresas industriales: la primera es una metalúrgica dedicada a la fabricación de vigas de acero y trefilados, dónde la mayoría de sus cargas son motores de corriente directa de gran capacidad. La segunda empresa se dedica a la elaboración de grenetina, que emplea una gran cantidad de motores de corriente alterna.

CAPÍTULO 1

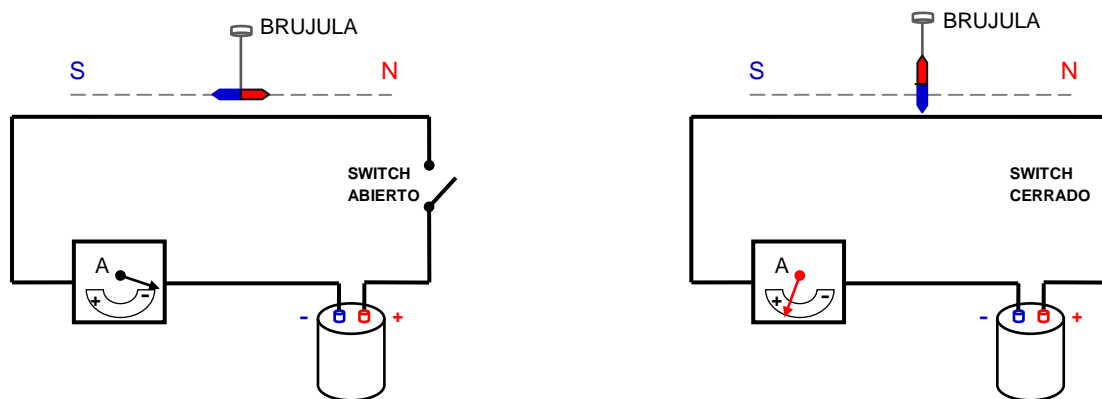
CONCEPTOS DE ELÉCTRICIDAD

Para comprender de manera más sencilla este trabajo, se citan los conceptos de electricidad considerados los más importantes en el área de la electricidad.

En la ciencia de la electricidad nació con la observación, Tales de Mileto observó que al frotar un pedazo de ámbar, este, atraía pedacitos de paja.

La ciencia del magnetismo nace también con la observación de que “piedras” que se encuentran en la naturaleza (magnetita) atraen al hierro.

Ambas ciencias se desarrollaron independientemente pero Hans Christian Oersted; observó una relación entre ambas ciencias, que la corriente eléctrica a través de un alambre conductor, puede afectar la aguja magnética de una brújula, llamándose a esta nueva ciencia “ELECTROMAGNETISMO” la figura 1.1 muestra el esquema del experimento de Oersted.



- a) con el switch abierto, la aguja de la brújula no experimenta desviación alguna. b) con el switch cerrado, la aguja experimenta una desviación perpendicular al cable de corriente

Fig. 1.1 Experimento de Oersted

Michael Faraday impulsó a la ciencia del electromagnetismo, James Clerk Maxwell establece las leyes del electromagnetismo, llamadas las ecuaciones de Maxwell.

Las leyes de Maxwell, juegan en el electromagnetismo el mismo papel que las leyes de Newton del movimiento gravitacional en mecánica.

1.1. Campo eléctrico

El campo eléctrico, en física, es un ente físico que es representado mediante un modelo que describe la interacción entre cuerpos y sistemas con propiedades de naturaleza eléctrica. Matemáticamente se describe como un campo vectorial en el cual una carga eléctrica puntual de valor q sufre los efectos de una fuerza eléctrica \vec{F} dada por la ecuación 1.1

$$\vec{F} = q\vec{E} \dots\dots\dots (1.1)$$

Por lo tanto, la intensidad del campo eléctrico (\vec{E}), considerando una carga de prueba (q_0) supuestamente positiva en un punto del espacio y midiendo la fuerza eléctrica (si es que la hay) y que actúa sobre ese cuerpo (Figura 1.2)

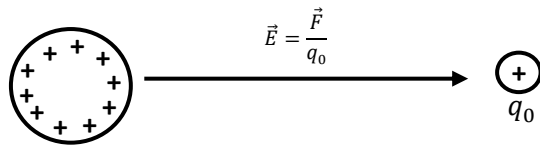


Fig. 1.2 *Intensidad del campo eléctrico*

La intensidad del campo eléctrico es:

$$\vec{E} = \frac{\vec{F}}{q_0} \dots\dots\dots (1.2)$$

En dónde si (\vec{F}) es un vector dado en Newtons; (\vec{E}) también es otro vector; y, (q_0) es un escalar. La dirección de (\vec{E}) es la misma que la de (\vec{F})

$$\text{Las unidades de } (\vec{E}) \text{ son: } \vec{E} \left(\frac{Nw}{Coul} \right) = \frac{\vec{F}(Nw)}{q_0(Coul)}$$

1.1.1. Corriente eléctrica

De la definición de campo eléctrico, que se ocupa del comportamiento de las cargas eléctricas en reposo. Es el punto de partida y resulta útil para definir la corriente eléctrica.

Al mover una carga eléctrica de un lugar a otro, también se puede transferir energía de un punto a otro. Las líneas de transmisión de energía eléctrica en corriente alterna son un claro ejemplo.

La carga en movimiento representa una corriente eléctrica, la cual se definirá con mejor detalle enseguida. La corriente eléctrica presente en una trayectoria cualquiera, como en un conductor, tiene asociada a ella tanto una dirección como una magnitud; es una medida de la rapidez con que la carga (i) se está moviendo al pasar por un punto dado de referencia en una dirección específica.

$$i = \frac{dq}{dt} \dots\dots\dots (1.3)$$

La unidad de corriente es el Amper (Amp), dónde 1 Amp corresponde a una carga que se mueve con una rapidez de 1 $Coul/seg$.

1.1.2. Tensión

La tensión, también conocida como diferencia de potencial o voltaje que en términos de trabajo y energía aplicados al campo eléctrico se define como sigue: En una trayectoria cualquiera, el trabajo realizado por una fuerza en cualquier desplazamiento de un cuerpo (a) hasta (b) es:

$$W_{a \rightarrow b} = U_a - U_b \dots\dots\dots(1.4)$$

- Dónde: $W_{a \rightarrow b}$ = Trabajo
 U_a = Energía potencial en el punto (a)
 U_b = Energía potencial en el punto (b)

El potencial eléctrico es la capacidad, en cualquier punto de un campo eléctrico de realizar un trabajo, como la energía potencial por unidad de carga en dicho punto y se representa por (V)

$$V = \frac{U}{q_0} \quad \text{Ó} \quad U = q_0 V \dots\dots\dots (1.5)$$

Sus unidades: $V = \frac{\text{Joule}}{\text{Coulumb}} = \text{VOLT}$

En función del trabajo por unidad de carga, la ecuación (1.4) queda:

$$\frac{w_{a \rightarrow b}}{q_0} = \frac{U_a}{q_0} - \frac{U_b}{q_0} = V_a - V_b \dots\dots\dots(1.6)$$

- Siendo: $V_a = \frac{U_a}{q_0}$ (Energía potencial por unidad de carga en el punto a)
 $V_b = \frac{U_b}{q_0}$ (Energía potencial por unidad de carga en el punto b)

1.2. Impedancia

Hablando de corriente alterna, la reactancia es el valor de la oposición al paso de la corriente que tienen los condensadores (capacitores) y las bobinas (inductores). En este caso existe la reactancia capacitiva debido a los condensadores y la reactancia inductiva debido a las bobinas. Ver figura 1.3.



Fig. 1.3 Condensador y Bobina

Cuando en un mismo circuito se tienen estos elementos combinados (resistencias, condensadores y bobinas) y por ellas circula corriente alterna la oposición de este conjunto de elementos al paso de la corriente alterna se llama: impedancia.

La impedancia tiene unidades de Ohms (Ω). Y es la suma de una componente resistiva (debido a las resistencias) y una componente reactiva (debido a las bobinas y los condensadores) la ecuación (1.7) es la forma como se representa la impedancia.

$$Z = R + jX \dots\dots\dots(1.7)$$

- Dónde: Z = Impedancia
 R = Resistencia
 j = Unidad imaginaria
 X = Reactancia

La jota (j) que precede a la X , nos indica que ésta (la X) es la unidad imaginaria. No es una suma directa, es una suma fasorial (suma de fasores). Lo que sucede es que estos elementos (la bobina y el condensador) causan una oposición al paso de la corriente alterna (además de un desfase), pero idealmente no causa ninguna disipación de potencia, como lo hace la resistencia (La Ley de Joule)

En la bobina, la corriente se atrasa con respecto al voltaje y en el capacitor la corriente se adelanta con respecto al voltaje, es decir, existe un desfase de los vectores de corriente y voltaje en cada caso,

El desfase que ofrece una bobina y un condensador es opuesto y si cada uno de estos llegara a ser de la misma magnitud, se cancelarían y la impedancia total del circuito sería igual al valor de la resistencia.

1.2.1. Resistencia

La resistencia es el valor de oposición al paso de la corriente (sea corriente directa o corriente alterna) que tiene todo material conductor por el cual circula una corriente eléctrica. La unidad de resistencia se denomina Ohm y su símbolo es la letra mayúscula griega omega (Ω). Se llama así debido a que fue el físico alemán Georg Ohm (1787-1854) quien descubrió que si un resistor R tiene un voltaje $v(t)$ que lo recorre, entonces si uno es la causa, el otro es el efecto. Además, si la polaridad de voltaje y la dirección de la corriente eléctrica son como las que se muestran en la figura 1.4

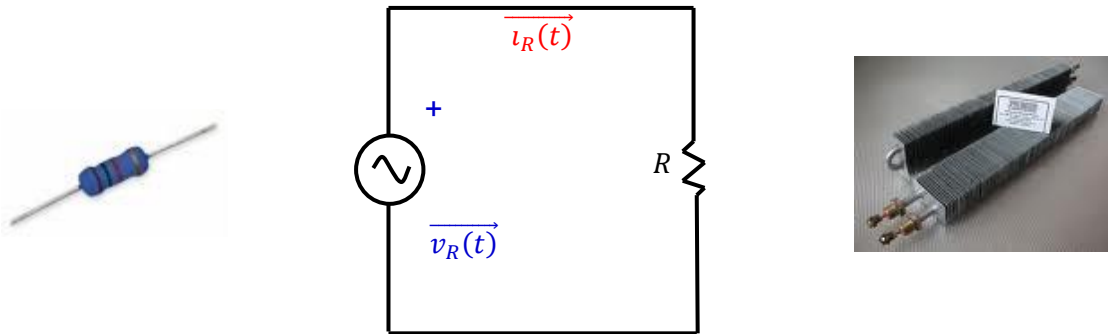


Fig. 1.4 Circuito resistivo

Entonces se cumple que:

$$v(t) = R \times i(t) \dots\dots\dots (1.8)$$

En la figura 1.5 se muestra el voltaje y corriente en fase, además la señales en fase cuando se trata de la resistencia en corriente alterna.

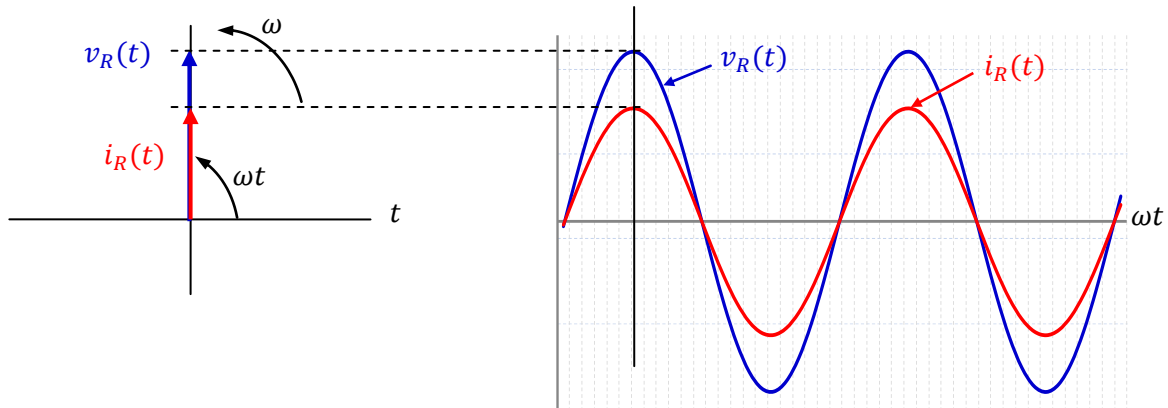


Fig. 1.5 Diagrama fasorial y señal de $v_R(t)$ y $i_R(t)$ en fase del circuito resistivo

1.2.2. Reactancia inductiva (Inductancia)

Como se dijo anteriormente la reactancia inductiva (Inductancia) consumida exclusivamente por una bobina, existirá una concentración de los efectos calóricos y principalmente magnéticos dentro de la bobina, ahora bien, siendo el efecto magnético el que nos interesa en este asunto. La ley de Lenz dice que todo conductor sometido a un campo magnético variable, crea en sí una corriente inducida que tiende a oponer sus efectos a la causa que la produce. Por lo tanto, llamamos a la oposición de la circulación; reactancia inductiva para una bobina o inductancia.

Pues bien, si la reactancia inductiva es lo que se opone a la circulación de una corriente variable y justamente aparece por la circulación de esta corriente variable, ya sea alterna o continua pulsante, es de esperar que sus efectos sean más acentuados cuanto mayor sea la concentración de magnetismo en el inductor.

Como sabemos que el magnetismo aparece cuando circula una corriente eléctrica, es de suponerse que este magnetismo (y por ende su reacción), sea mayor cuanto mayor sea esta corriente circulante y que del mismo modo, mayor será la concentración del magnetismo cuanto más veces la corriente pase por el mismo lugar

dónde creará el campo magnético o sea cuanto mayor sea la cantidad de las espiras o vueltas que la bobina inductora o inductor posea.

Un campo magnético variable puede inducir un voltaje en un circuito cercano como un conductor de cobre, este voltaje es proporcional a la variación en el tiempo de la corriente eléctrica que produce el campo magnético. A la constante de proporcionalidad se le llama inductancia y se le denota por la letra L , entonces;

$$v(t) = L \frac{di}{dt} \dots\dots\dots (1.9)$$

Dónde se observa que v e i son ambas funciones del tiempo.

Las inductancias son denotadas por la letra L y expresadas en unidades de Henry (Hy), la inductancia (bobina) se representa por el símbolo de la figura 1.6.

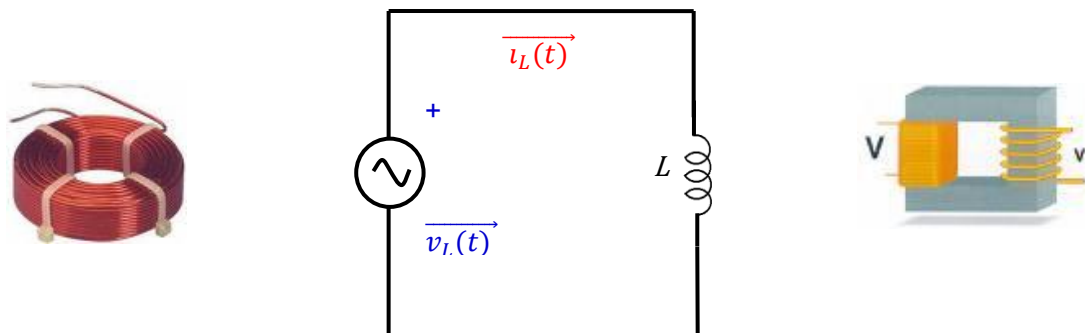


Fig. 1.6 Circuito inductivo

En un circuito puramente inductivo y de corriente alterna, la corriente no está en fase con el voltaje ya que va retrasada en 90° eléctricos, en la gráfica de la figura 1.7 se aprecia este defasamiento.

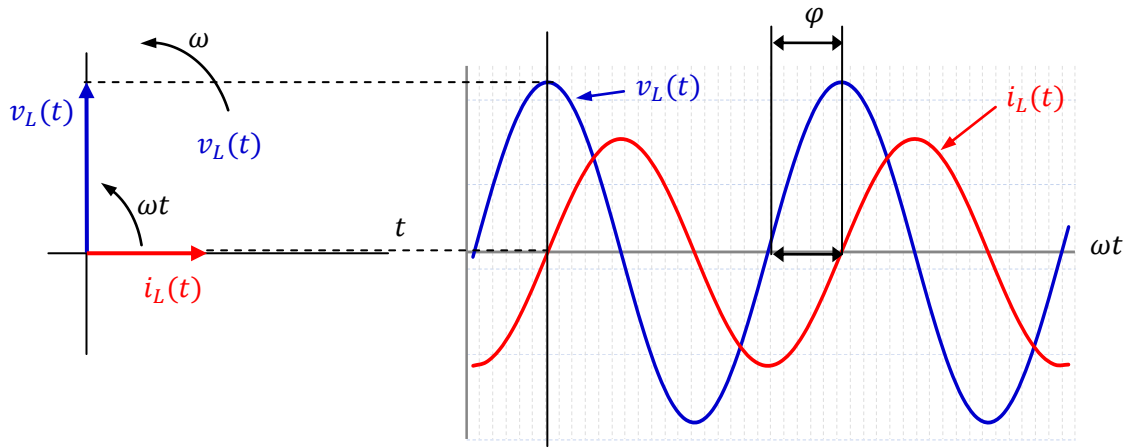


Fig. 1.7 Diagrama fasorial y señal de $i_L(t)$ atrasada 90° de $v_L(t)$ en circuito inductivo

1.2.3. Reactancia capacitiva (Capacitancia)

La reactancia capacitiva es parte de la impedancia, en este caso, es la capacidad del elemento eléctrico pasivo llamado capacitor para almacenar carga. Si cuando el capacitor está conectado a través de una fuente de diferencial de potencial (v), aparece una carga de magnitud (q) sobre los bornes del capacitor, esta carga esta expresada en unidades de Faraday (F)

La Capacitancia C está dada por:

$$C = \frac{Q(t)}{V(t)} \dots\dots\dots (1.10)$$

Dónde: $C = \text{Farad (F)}$

$Q = \text{Coulomb}$

$V = \text{volts}$

El símbolo eléctrico del capacitor es como el que se muestra en la figura 1.8

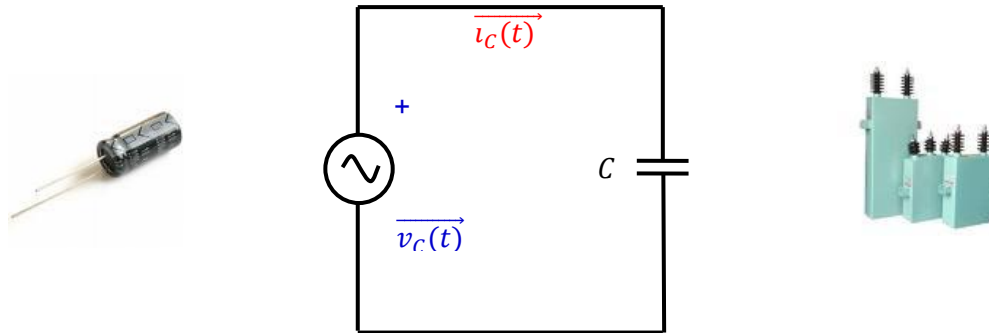


Fig. 1.8 *Circuito capacitivo*

Cabe destacar que la capacidad es siempre una cantidad positiva y que depende de la geometría del capacitor considerado (de placas paralelas, cilíndrico, esférico). Otro factor del que depende es del dieléctrico que se introduzca entre las dos superficies del condensador. Cuanto mayor sea la constante dieléctrica del material no conductor introducido, mayor es la capacidad.

En la práctica, la dinámica eléctrica del condensador se expresa gracias a la siguiente ecuación diferencial, que se obtiene derivando respecto al tiempo la ecuación anterior.

$$i = \frac{dQ}{dt} = C \frac{dV}{dt} \dots\dots\dots (1.11)$$

Dónde: i representa la corriente eléctrica, medida en amperios.

En un circuito puramente capacitivo y de corriente alterna, la corriente no está en fase con el voltaje ya que va adelantada en 90° eléctricos, en la figura 1.9 se observa este defasamiento.

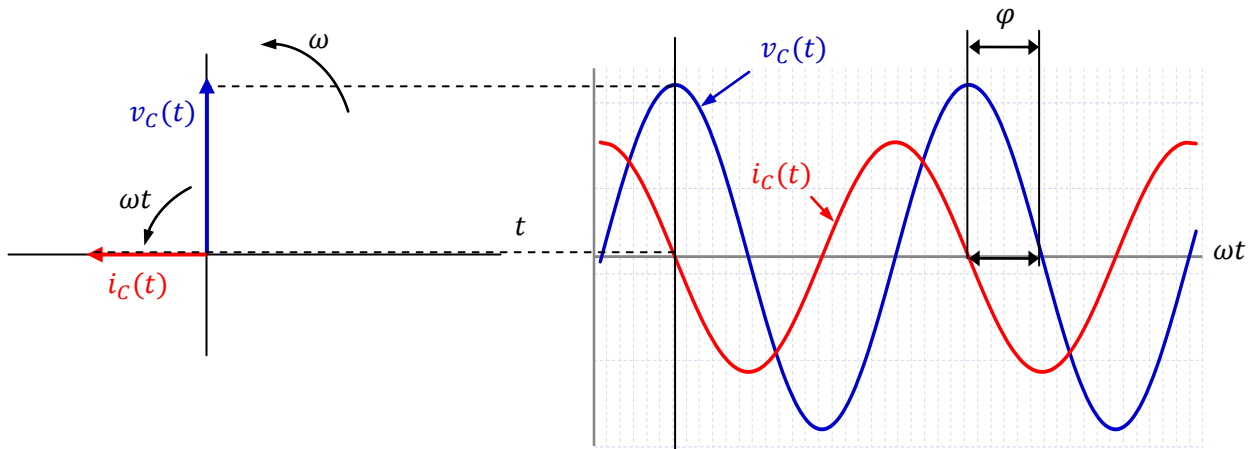


Fig. 1.9 Diagrama fasorial y señal de $i_c(t)$ adelantada 90° de $v_c(t)$ en circuito capacitivo

1.2.4. Corriente activa y reactiva

Del apartado 1.3.1 al 1.3.3, se explica cómo un circuito lineal alimentado por la tensión alterna senoidal, es una corriente también senoidal, de igual frecuencia que la tensión y con un cierto ángulo de retraso o adelanto con respecto a dicha tensión, dependiendo de qué tipo de carga sea; inductivo o capacitivo. En cualquiera de estos casos el vector corriente puede descomponerse en dos componentes:

Corriente activa, i_a en fase con la tensión.

Corriente reactiva i_r , defasada 90° con respecto a la tensión.

Según el convenio de signos, el defase es negativo (retraso para cargas inductivas y positivo (adelanto) para cargas capacitivas.

Por lo que las relaciones entre corriente total i , llamada aparente y sus componentes son las siguientes:

$$i_a = |i| \cdot \cos \varphi \quad (\text{Componente ACTIVA}) \quad \dots\dots\dots (1.11)$$

$$i_r = |i| \cdot \sin \varphi \quad (\text{Componente REACTIVA}) \quad \dots\dots\dots (1.12)$$

$$\vec{i} = i_a + j i_r \quad (\text{Corriente APARENTE, forma vertical}) \quad \dots\dots\dots (1.13)$$

$$|i| = \sqrt{i_a^2 + i_r^2} \quad (\text{Corriente APARENTE, módulo}) \quad \dots\dots\dots (1.14)$$

1.3. Potencia eléctrica

Casi todos los problemas en el análisis de circuitos eléctricos, consisten en aplicar una o más fuentes de energía eléctrica a un circuito y luego determinar cuantitativamente una o más respuestas del circuito. La respuesta puede ser una corriente o un voltaje, pero también se tiene interés en la cantidad de energía suministrada por las fuentes, la energía disipada o almacenada en el circuito, y la forma en que se entrega la energía a los puntos en los cuales se calculan las respuestas. Sin embargo, el interés está dirigido inicialmente a la tasa con la que se genera o absorbe la energía; ahora se prestará atención a la potencia eléctrica.

Se empezara por considerar la potencia instantánea, que es el producto del voltaje y la corriente como se muestra en la ecuación (1.15). Esta expresión resulta simple de aplicar a los circuitos de corriente directa, ya que los valores de V é I son constantes, pero en los circuitos de corriente alterna V é I varían en cada instante y por lo tanto la potencia varía también.

$$P = VI \quad \dots\dots\dots (1.15)$$

Tomando en cuenta la resistencia únicamente y que el consumo de corriente está en fase con el voltaje, la potencia se puede obtener de la expresión.

$$P(t) = R \times [i(t)]^2 = \frac{[v(t)]^2}{R} \dots\dots\dots (1.16)$$

Cuando se trata de corriente alterna (AC) sinusoidal, el promedio de potencia eléctrica desarrollada por un dispositivo de dos terminales es una función de los valores eficaces o valores cuadráticos medios, de la diferencia de potencial entre los terminales y de la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo.

1.3.1. Potencia activa, reactiva y aparente

En el caso de un circuito de carácter inductivo (caso más común) al que se aplica una tensión sinusoidal $v(t)$ con velocidad angular ω y valor pico v_0 resulta:

$$v(t) = v_0 \cdot \sin(\omega t) \dots\dots\dots (1.17)$$

Esto provocará una corriente $i(t)$, retrasada un ángulo φ respecto de la tensión aplicada:

$$i(t) = i_0 \cdot \sin(\omega t - \varphi) \dots\dots\dots (1.18)$$

La potencia instantánea vendrá dada como el producto de las expresiones (1.17) y (1.18)

$$p(t) = v_0 \cdot i_0 \sin(\omega t) \cdot \sin(\omega t - \varphi) \dots\dots\dots (1.19)$$

Mediante trigonometría, la expresión (1.19) puede transformarse en la siguiente:

$$p(t) = v_0 i_0 \frac{\cos(\varphi) - \cos(2\omega t - \varphi)}{2} \dots\dots\dots (1.20)$$

Sustituyendo los valores de pico por los eficaces:

$$p(t) = v \cdot i \cos(\varphi) - v \cdot i \cos(2\omega t - \varphi) \dots\dots\dots (1.21)$$

Se obtiene así para la potencia un valor constante,

$$vi \cos \varphi \dots\dots\dots (1.22)$$

Y otra variable con el tiempo,

$$vi \cos(2\omega t - \varphi) \dots\dots\dots (1.23)$$

Al primer valor se le denomina potencia activa y al segundo reactiva.

Al término $vi \cos(2\omega t + \varphi)$, tiene intervalos positivos que representan un consumo de energía, y otros negativos que representan una devolución de energía, ya que su valor medio es nulo como corresponde a cualquier función de tipo seno o coseno, lo cual significa que al cabo de un periodo, la energía consumida y la devuelta son iguales. Sin embargo, es energía que circula por la red y como tal produce pérdidas en las líneas y hay que tenerla en cuenta para el dimensionado de las mismas.

A la amplitud vi de la potencia instantánea se le denomina potencia aparente (S) y está relacionada con la potencia activa por la expresión (1.24)

$$P = vi \cos \varphi = S \cos \varphi \dots\dots\dots(1.24)$$

Resulta interesante representar gráficamente la potencia instantánea para distintos tipos de carga, para carga resistiva, v e i están en fase. Sus valores instantáneos coinciden siempre en signo (ambos son positivos o ambos negativos) y por tanto, la potencia instantánea es siempre positiva, tal y como se muestra en la figura 1.10, aunque llega a anularse. El valor medio o potencia activa es, en este caso, igual a la potencia aparente vi , ya que el factor φ es igual a la unidad.

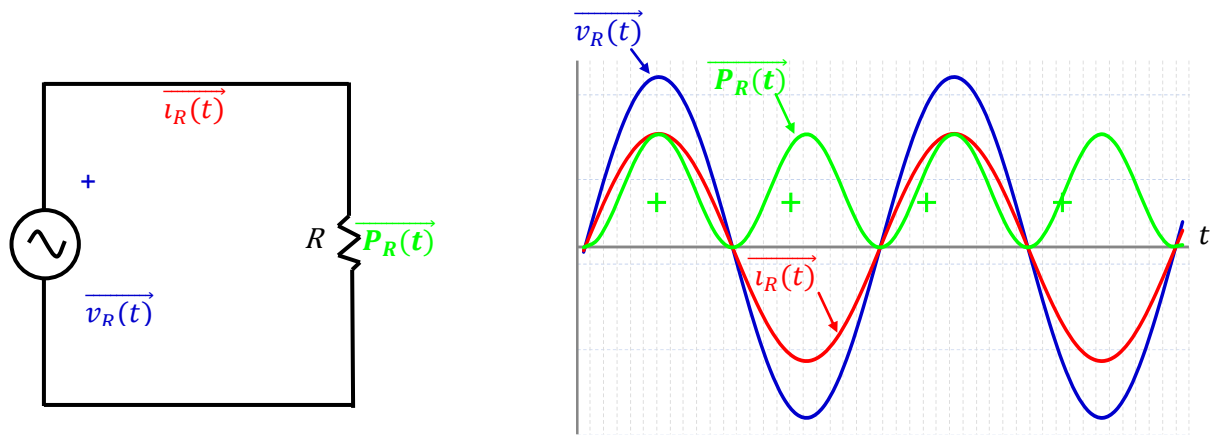


Fig. 1.10 Gráfica de $v_R(t)$, $i_R(t)$ y $P_R(t)$ en circuito resistivo

En las figuras 1.11 y 1.12, se observa la potencia para cargas inductivas y capacitivas respectivamente, la potencia es pulsante y de valor medio nulo. Por tanto, en tales casos, la potencia activa es nula ($\cos \varphi = 0$), pero el término pulsante o potencia aparente, sigue teniendo amplitud vi . Observese además que los valores instantáneos de la potencia reactiva son de signo contrario según se trate, de carga inductiva o capacitiva.

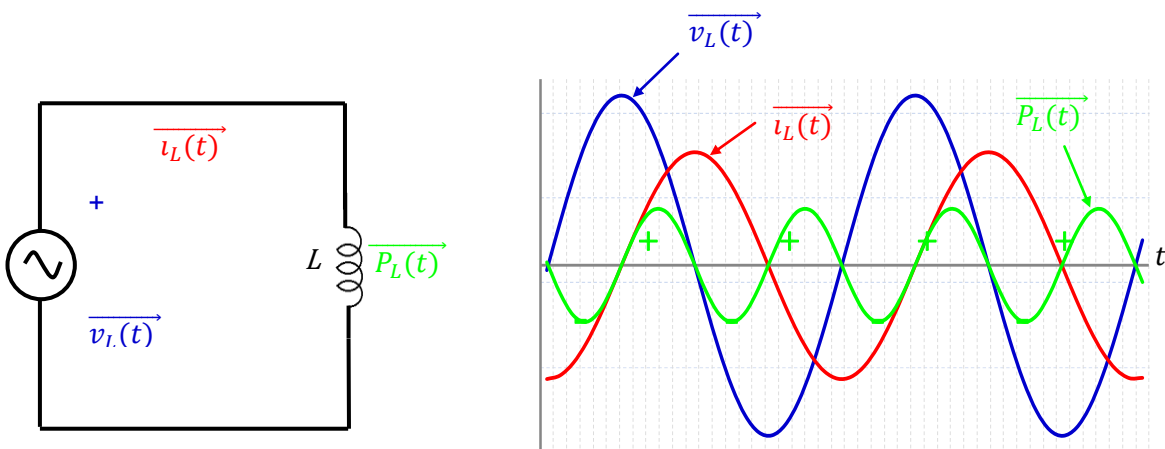


Fig. 1.11 Gráfica de $v(t)$, $i(t)$ y $P(t)$ en circuito inductivo

Nótese que cuando la señal $v(t)$ y $i(t)$ son positivas o negativas en el mismo instante, la potencia es positiva y cuando alguna de ellas es positiva pero la otra negativa en el mismo instante, la potencia es negativa y también que cuando alguna de las señales de voltaje o de corriente se encuentra en cero, la potencia también es cero, cumpliéndose con la ley de los signos.

La figura 1.12 muestra las señales de $v(t)$, $i(t)$ y $p(t)$ para una carga capacitiva C pura.

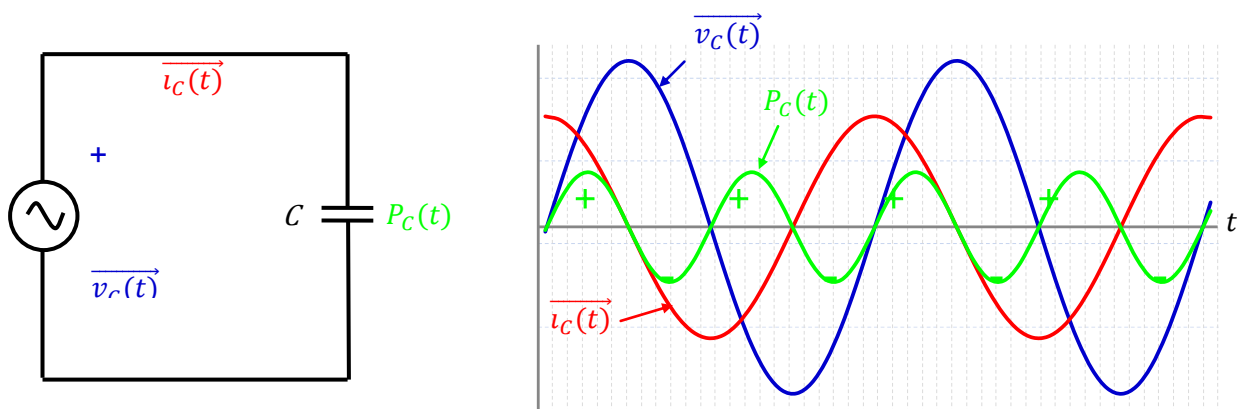


Fig. 1.12 Gráfica de $v(t)$, $i(t)$ y $P_C(t)$ en circuito capacitivo

1.3.2. Triángulo de potencias

Recordando la descomposición de corriente, estudiada en el apartado 1.3.4 vemos que la potencia activa es precisamente la que se produce como consecuencia de la corriente activa ($i \cos \varphi$, en la fase con la tensión).

Podemos por tanto descomponer la potencia aparente en dos componentes, al igual que se hizo con la corriente y construir un triángulo de potencias, separando las potencias producidas por la componente activa y reactiva, como se indica en la figura (1.13)

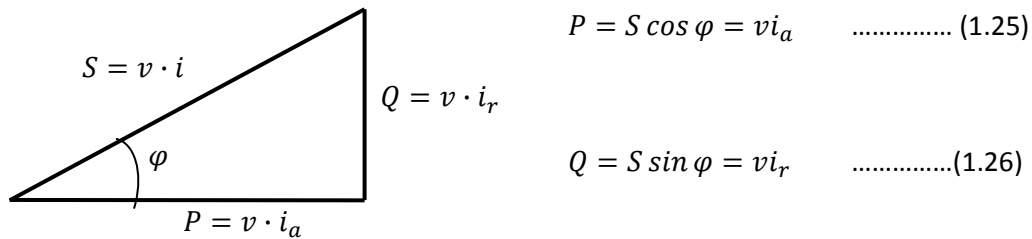


Fig. 1.13 Triángulo de potencias

A la relación entre la potencia activa y la potencia aparente se le denomina **FACTOR DE POTENCIA (FP)** y en régimen senoidal, sin armónicos, coincide con el seno del ángulo de desfase entre tensión y corriente ($FP = \cos \varphi$). Como se ha dicho, la potencia activa es la única componente que produce trabajo útil, mientras que la potencia reactiva es pulsante, con valor medio nulo y se utiliza sólo en la creación de campos eléctricos y magnéticos en algunos receptores.

Así, por ejemplo, la creación de campos magnéticos es imprescindible para el funcionamiento de diversos receptores industriales como; motores, transformadores y otros. Esto exige que haya una determinada potencia reactiva, que habrá que transportar y que contribuirá, por tanto, a empeorar el factor de potencia.

Para distinguir las tres componentes de la potencia, se miden con unidades distintas. La potencia aparente se mide en *VA* (volts - amperes), la activa en *W* (Watts) y la reactiva en *VAR's* (Volt – amperes reactivos). Existen también los múltiplos o submúltiplos, de forma que en instalaciones industriales se suelen manejar los *kVA*, *kW* y *kVAR*.

1.3.3. Potencias en sistemas trifásicos

Nos referiremos en el caso más general a sistemas trifásicos de cuatro hilos; es decir con neutro, con tensiones equilibradas, pero con corrientes en general desbalanceadas, debido al consumo desigual en las fases o incluso a consumos monofásicos entre fase y neutro. Volviendo a considerar que la tensión tiene una forma de onda poco distorsionada; es decir, prácticamente senoidal. A efectos de cálculo de la potencia aparente y de las componentes activa y reactiva, este sistema puede tratarse como tres sistemas monofásicos. Designando las fases como *R.S.T.*, La definición de la potencia aparente es la indicada en la ecuación 1.28

$$S = S_R + S_S + S_T = v_R i_R + v_S i_S + v_T i_T \dots\dots\dots(1.28)$$

En la ecuación anterior, *S*, tiene carácter escalar y por tanto las sumas son siempre sumas entre escalares. No obstante, imaginemos una instalación eléctrica dónde existan generadores y receptores, además de cargas inductivas y cargas capacitivas, No parece lógico sumar las potencias como escalares, sino que las potencias activas de un generador y de un receptor se restan y por tanto, a efectos de potencia aparente, la potencia a transportar es la diferencia entre ellas.

De igual forma, las potencias reactivas de una inductancia y de un condensador se restan y hay que transportar sólo la diferencia. Por otro lado, una potencia activa no puede compensar una reactiva y viceversa. Esto sugiere pues que en el computo de potencias aparentes, activas y reactivas, las sumas y restas deben hacerse al nivel de cada fase, con lo cual los sistemas trifásicos se tratan como tres sistemas monofásicos de forma análoga a lo explicado en los apartados anteriores.

Solo en el caso de redes trifásicas balanceadas y sin neutro, se habla de potencias del sistema trifásico en forma global. En cambio, el tratamiento como tres sistemas monofásicos pierde un poco de sentido ya que las tensiones entre fase y neutro no son medibles en el sistema. Para este caso las ecuaciones de las potencias; aparente, activa y reactiva, son respectivamente la 1.29, 1.30 y la 1.31

$$S = \sqrt{3}v_c i_L \quad \dots\dots\dots (1.29)$$

$$P = \sqrt{3}v_c i_L \cos \varphi \quad \dots\dots\dots (1.30)$$

$$Q = \sqrt{3}v_c i_L \sin \varphi \quad \dots\dots\dots (1.31)$$

Dónde v_c es la tensión compuesta (entre fases), i_L es la corriente de línea, y φ es el ángulo entre la corriente de línea y la supuesta tensión simple (de hecho no medible en un sistema sin neutro). Dado que el sistema se supuso balanceado, los tres parámetros se consideran iguales para cualquiera de las fases. Consecuentemente, las relaciones entre potencia activa, reactiva y aparente, son válidas para los sistemas trifásicos balanceados.

No obstante, para sistemas desbalanceados y con armónicos estas expresiones no son válidas.

1.3.4. Factor de Potencia

Como se vio en los tres apartados anteriores, los equipos eléctricos como motores, transformadores, etc. son equipos formados por la combinación de resistencias, inductancias e impedancias, por lo tanto el consumo es de potencia activa, reactiva o capacitiva y estas a su vez, determinan la potencia aparente, la cual es la base para el dimensionamiento de los alimentadores y cableados.

Al utilizar cualquier equipo eléctrico, la potencia (o energía) real o activa es la que en el proceso de transformación se puede aprovechar como trabajo (mecánico, lumínico, calorífico, etc.) haciendo que está sea productiva y utilizable.

El estudio y aplicación de las tres potencias se realiza mediante el triángulo de potencias que se mostró en el apartado 1.4.2., y por definición, el factor de potencia (F.P.) indica la cantidad de energía total que se ha convertido en trabajo, dado por la relación:

$$FACTOR DE POTENCIA = \frac{kW}{kVA} = \cos \varphi \dots\dots\dots (1.32)$$

El valor ideal del factor de potencia es la unidad, ya que implica que no existen pérdidas o que toda la energía consumida ha sido transformada en trabajo. A medida que el ángulo φ es menor, se reduce la potencia reactiva. Tal situación permite que toda la energía suministra se convierta íntegramente en trabajo productivo.

En términos eléctricos y electrónicos del IEEE-1977, el factor de potencia (*FP*) se define como el cociente de la relación de, el total de Watts (potencia activa) entre el total de Volts-Amperes (potencia aparente). El factor de potencia también puede ser expresado en términos de; potencia activa, reactiva tal y como se muestra en la ecuación 1.33

$$FP = \cos \varphi = \frac{kW}{\sqrt{kW^2 + kVAR^2}} \dots\dots\dots (1.33)$$

La carga de una instalación está constituida por equipos eléctricos fabricados a base de bobinas, por esta razón es normal encontrar que predomine la carga inductiva sobre la capacitiva, es decir, generalmente la corriente está atrasada con respecto al voltaje, por lo que es más común escuchar hablar del factor de potencia atrasado.

1.4. Cargas lineales y no lineales en circuitos de corriente alterna (ca)

1.4.1. Cargas lineales

En términos muy simples, diremos que una carga es lineal si al alimentarla con una tensión senoidal da lugar a una corriente senoidal de igual frecuencia, aunque puede existir un desfase entre tensión y corriente. Así pues, en una carga lineal, la tensión aplicada y la corriente, están relacionadas por un factor constante. Se admite que dicho factor puede ser real o un número complejo, dependiente de la frecuencia. Es decir, las inductancias y los condensadores se consideran elementos lineales, aunque provocan un desfase entre tensión y corriente, esto es válido cuando se analiza de una forma ideal. La figura 1.14 muestra esta relación.

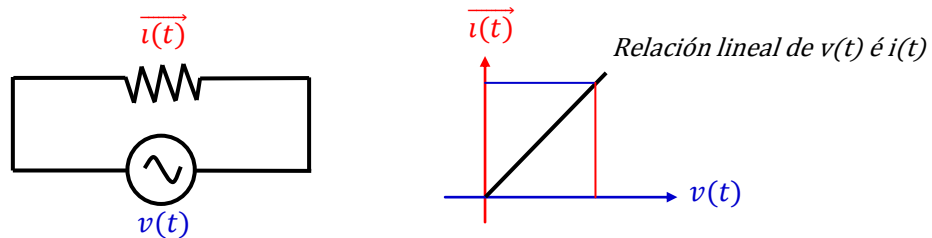


Fig. 1.14 Carga lineal

Las cargas lineales están formadas por combinaciones de tres tipos de elementos básicos siguientes:

Fuentes de tensión.

Fuentes de corriente.

Elementos pasivos R , L , C .

1.4.2. Cargas no lineales

Por el contrario, diremos que una carga es no lineal cuando la relación tensión-corriente no es una constante, sino que depende del punto de trabajo (v, i) en un gráfico, los elementos no lineales presentan una relación curvilínea. La figura 1.15 muestra la curva del elemento electrónico Diodo.

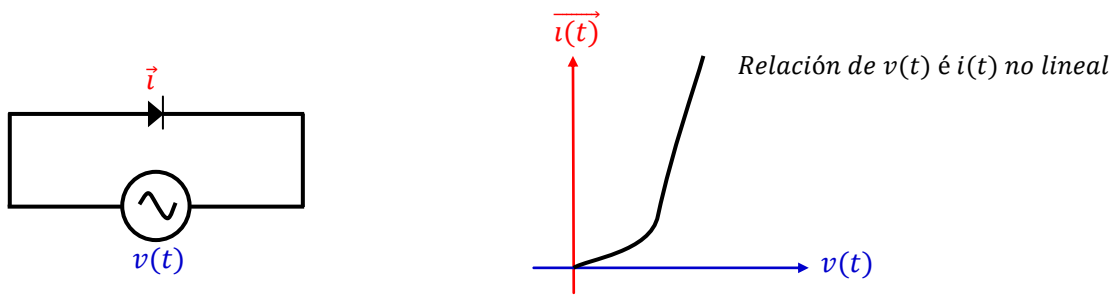


Fig. 1.15 Carga no lineal

CAPÍTULO 2

CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La electricidad es una de las formas de energía de mayor consumo, de tal forma que su costo influye sobre todos y cada uno de los sectores de la industria, servicios y a la propia economía doméstica. A partir de este hecho, es fácil deducir que cualquier acción que tienda a un uso más racional de dicha energía, tendrá repercusiones importantes sobre la economía de todos y cada uno de los sectores implicados.

Cabe preguntarse, sin embargo, ¿qué debe entenderse por *calidad de la energía eléctrica*? Pues bien, a grandes rasgos, calidad de la energía eléctrica quiere decir obtener el máximo rendimiento de la energía consumida y de las instalaciones necesarias para su generación, transporte y utilización, garantizando un funcionamiento óptimo, sin interferencias, incluyendo a los mismos consumidores conectados a la red de distribución.

La electricidad tiene, como se sabe, un grave inconveniente con respecto a otros tipos de energía, y es que no permite su almacenamiento en cantidades significativas, lo cual implica que hay que generarla y transportarla en el preciso momento de su utilización.

Esto obliga a dimensionar las instalaciones para prever la demanda máxima y por consiguiente implica la infrautilización de tales instalaciones en los momentos de menor demanda. Así pues, uno de los aspectos fundamentales para el uso racional, estriba en generar y transportar en todo momento sólo la energía útil (activa), compensando en las cargas otros tipos de energía fluctuantes como son la energía reactiva y la energía de distorsión, y además el concepto de eficiencia energética que se explicara más adelante.

Otro aspecto a considerar es el de la distorsión causada por algunos equipos con componentes no lineales (convertidores con tiristores o transistores de potencia, dispositivos de arco, etc.) Dichas perturbaciones denominadas genéricamente EMI, (*Electromagnetic interferences: interferencia electromagnética*), ocasionan una pérdida de rendimiento en la mayor parte de cargas convencionales que sobrecargan innecesariamente las redes de transporte y distribución. No obstante, el mayor

problema no es muchas veces la pérdida de rendimiento sino el deterioro que producen en la calidad de onda de tensión, superponiendo perturbaciones, algunas de carácter periódico y otras de carácter transitorio.

Dichas perturbaciones ponen muchas veces en peligro el buen funcionamiento de una serie de equipos eléctricos, electrónicos, informáticos y de comunicaciones, originando un problema.

La figura 2.1 muestra esquemáticamente los principales factores que contribuyen al costo total del suministro de energía y deja entrever cuales son los conceptos sobre los que habrá que actuar para conseguir un uso racional de la energía eléctrica con calidad en el consumo y eficiencia energética sustentable.

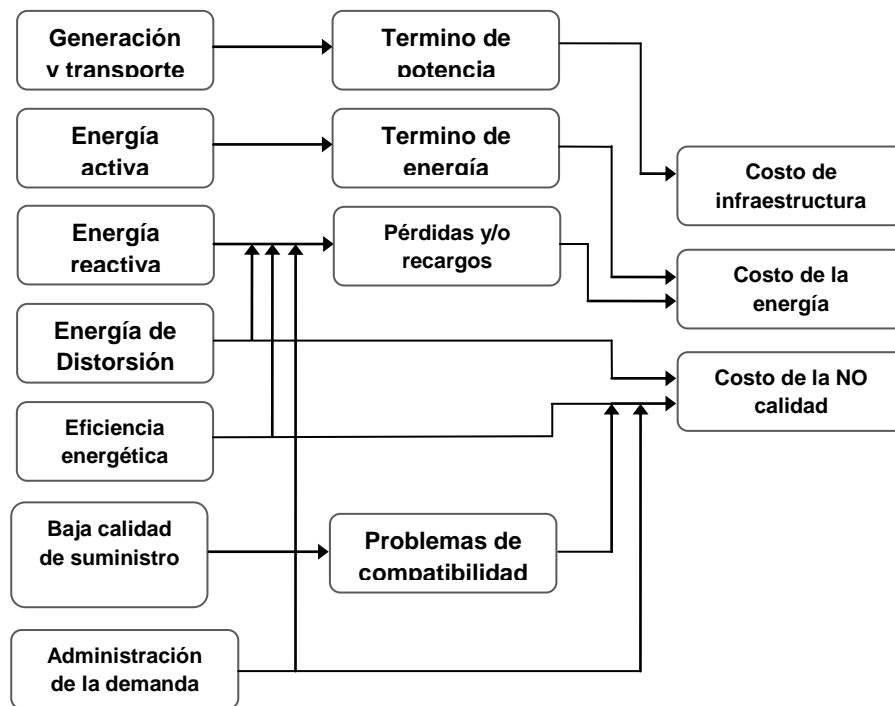


Fig. 2.1 Costo total del suministro de energía eléctrica

También es de suma importancia, en el tema de la calidad de la energía eléctrica, las condiciones físicas de operación actual de cada equipo eléctrico y que es conocido como EFICIENCIA ENERGETICA, dónde se involucran diversos conceptos, tan importantes, que es necesario considerar en este trabajo, aunque no todos tienen relación directa con la electricidad pero si con el funcionamiento del equipo y por lo tanto de su aprovechamiento y que consecuentemente con la calidad y forma de aprovechar la energía eléctrica.

Por nombrar algunos de estos conceptos, se enlistan los más importantes y de los cuales dependen otros.

- La tecnología utilizada en su diseño, y construcción
- Dimensionamiento y aplicación.
- Estado de su instalación eléctrica
- El tiempo de operación y servicio del equipo
- Cuidados y mantenimiento

Conforme se vaya avanzando, se irán estudiando cada uno de estos conceptos tan importantes a considerar en el estudio de la calidad de la energía eléctrica.

2.1. Concepto de calidad de energía eléctrica

En la actualidad, el concepto de calidad de la energía es manejado extensamente en la industria y el comercio, aunque no siempre es bien entendido su significado, y menos aún, sus implicaciones económicas.

Si bien es verdad que existe ya una gran cantidad de artículos, publicaciones técnicas, libros y normas relacionados con este tema, lo cierto es que especialmente a nivel usuario final, hace falta una especie de “divulgación técnica práctica” que le permita aclarar conceptos tales como:

- Significado de una buena o mala calidad de la energía eléctrica.
- Eficiencia energética
- Origen de las perturbaciones que caracterizan a una mala calidad de la energía eléctrica.
- Problemas que puede ocasionar en el proceso productivo, o en la presentación eléctrica esperada, una mala calidad de energía.
- Pérdidas económicas originadas por la mala calidad de la energía eléctrica.
- Tecnologías y servicios eficientes disponibles para implantar soluciones y evaluar resultados.

Una mala calidad de la energía eléctrica afecta económicamente tanto al proveedor como al usuario de la misma. Se producen calentamientos de equipos y máquinas eléctricas, fallos, pérdidas excesivas de energía. Gastos extras de mantenimiento, disminución de vida media de los equipos, desaprovechamiento de la capacidad instalada y oportunidades pérdidas de suministro o de servicio. Que en muchas ocasiones pasan desapercibidos, pero que con frecuencia significan costos elevados, tanto para el proveedor como para el usuario.

Las interrupciones del servicio, paradas de maquinaria o de proceso, pérdidas de información en sistemas de cómputo, interrupciones en un proceso de energía eléctrica, se traducen en deficiencias de productividad y altos costos de producción por tiempos perdidos, mano de obra adicional, producto dañado, calidad reducida, retraso en las entregas... etc. A veces, estos costos no se perciben en su significado real y se toman como incidentes propios de la producción, cosa totalmente falsa; en ocasiones, la situación toma tal valor de gravedad, que se convierte en insostenible.

La definiciones en la calidad de la energía eléctrica pueden estar originadas tanto por el proveedor como por el usuario, y es frecuente que el proveedor actúe de medio de transporte para llevar los problemas provocados por un usuario a otros usuarios vecinos conectados a la red, Esto hace evidente la necesidad de que todos se sientan

involucrados en la problemática del uso racional y eficiencia de utilización de la energía, y la importancia de crear una normatividad inteligente que tienda a resolver los problemas con la mejor relación costo/beneficio posible, para todos los involucrados.

El propósito de este trabajo, es asumir ese papel de divulgación de un tema con tantas ramificaciones técnicas y consecuencias económicas como es éste, y tratar de dejar claras algunas ideas básicas que permitan acometer a fondo la gran diversidad de problemas relacionados con la calidad de la energía eléctrica, tanto el usuario final como el proveedor de la misma, se vienen encontrando más y más cada día en la práctica.

2.1.1. Significado de una buena o mala calidad de la energía eléctrica.

El modelo ideal de un sistema eléctrico de potencia implica la existencia de una o tres fases, alimentadas con fuentes de tensión perfectamente senoidales, cuyos hilos de fase fluyen corrientes también perfectamente senoidales, de frecuencia y amplitudes constantes, iguales para las tres fases, tanto en caso de ondas de tensión como de corriente, y defasadas exactamente 120° en el caso de un sistema trifásico.

Cualquier desviación de alguna de estas condiciones ideales, puede interpretarse como una deficiencia en la calidad de la energía eléctrica que fluye por la red. Esta deficiencia de calidad será más notoria y posiblemente de peores consecuencias, cuanto más grande sea la perturbación que esté sacando a la red de sus condiciones de calidad ideal o perfecta.

La calidad de energía eléctrica también depende la forma en que se consume la energía eléctrica de un equipo eléctrico específico, dependiendo de su estado físico, es decir, de su eficiencia eléctrica.

2.2. Perturbaciones en la red

La red de alimentación ideal debería comportarse como una fuente de tensión sin impedancia interna, con salida senoidal y tensión constante en todos los puntos de suministro.

La causa principal de la distorsión de la tensión de la red son las propias cargas, por su propia forma de funcionar durante los arranques y paradas, por la conmutación de corrientes importantes entre diversos circuitos, ocasionando todo ello caídas de tensión en las impedancias del sistema. Otras veces las causas de perturbación son externas, las más comunes son las perturbaciones atmosféricas y las elevaciones del potencial de tierra en condiciones de defecto.

En este apartado, nos interesaremos por perturbaciones de alta frecuencia y perturbaciones generadas y propagadas por la red de alimentación. Básicamente nos concentraremos en las que afectan a la amplitud y a la forma de onda de las tensiones de red, definiremos los parámetros utilizados para medirlas y presentaremos algunas soluciones para corregirlas.

Es muy importante tener en cuenta que el primer paso para resolver un problema generado por perturbaciones es hacer un buen diagnóstico del problema. Es habitual que aparezcan diversos tipos de perturbaciones juntos y sus efectos mezclados, lo cual hace que a veces se atribuyan determinados efectos a determinado tipo de perturbación sin haber estudiado suficientemente el caso.

Un mal diagnóstico lleva consigo que medidas correctoras que se apliquen, tampoco serán acertadas. Para realizar dicho diagnóstico de forma correcta es importante conocer los posibles problemas producidos por los diversos tipos de perturbaciones, pero resulta fundamental disponer de instrumentos de medida que ayuden a detectar y a cuantificar el fenómeno.

2.2.1. Clasificación de las perturbaciones de red

Los principales parámetros de la red, que pueden verse alterados por algún tipo de perturbación son los siguientes:

- a) Frecuencia
- b) Amplitud
- c) Forma de onda
- d) Simetría del sistema trifásico

Todos ellos pueden verse afectados de forma transitoria, es decir, sin ninguna cadencia de repetición determinada, o de forma periódica. Por otro lado la duración puede ser de fracciones de ciclo o de varios ciclos o incluso períodos de varios segundos o minutos. En virtud de esta variedad de posibilidades las perturbaciones reciben distintos nombres que definiremos a continuación.

2.2.2. Definiciones

Perturbación / conducida: Fenómeno electromagnético propagado a través de las líneas de distribución.

Variaciones de frecuencia: Alteración de la frecuencia de la red, generalmente medida en promedios de 10 segundos.

Variaciones de tensión (lentas): Aumento o disminución del valor eficaz debido a las fluctuaciones de carga. Suelen medirse en promedios de 3 segundos. En general, en distribución, se exige mantener la tensión dentro de un, ± 10 segundos¹.

¹ Balcells Sendra, Josep, CALIDAD Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, circutor

Variaciones rápidas de tensión: Cambio del valor eficaz, mantenido durante un tiempo indefinido y sin ninguna cadencia conocida de repetición. Se trata de escalones provocados habitualmente por la inserción de cargas cuyas consecuencias más perniciosas suelen depender de la rapidez de cambio de la tensión, que llamaremos dv/dt (concepto ilustrado en la figura 2.2. Este tipo de perturbaciones puede encuadrarse mejor dentro de los fenómenos EMI y las consecuencias suelen ser los fallos intempestivos de la electrónica de control.

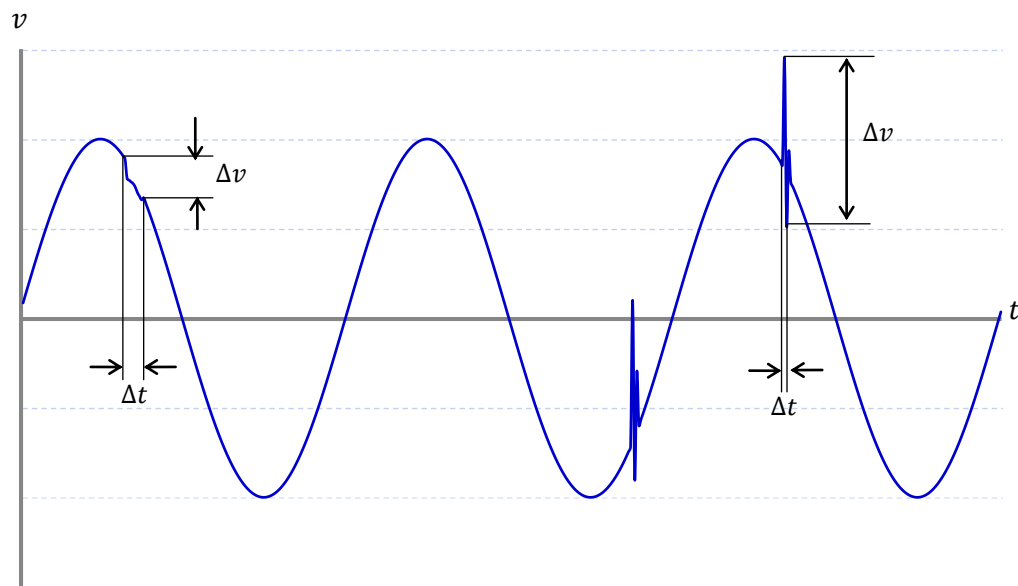


Fig. 2.2 Ejemplos de variación rápida de tensión y de transitorios

Transitorios (Picos y huecos): Perturbaciones, generalmente picos con oscilación, causadas por conexión-desconexión de cargas inductivas o capacitivas o por descargas atmosféricas.

Este tipo de perturbaciones, a veces denominadas “parásitos” o con mayor propiedad “EMI” sólo son medibles con osciloscopios o registradores que permitan ver la forma de onda. Su correcta cuantificación debe hacerse midiendo su espectro de amplitudes entre 10 kHz (kiloHertz) y 30 MHz (MegaHertz) con analizadores de espectro dedicados.

Huecos: Son disminuciones del valor eficaz, comprendidos entre el 90% y el 1%, que pueden durar desde medio ciclo hasta 1 minuto, en la figura 2.3 se muestra un ejemplo de este tipo de perturbación.

Interrupción corta: Son bajadas de tensión hasta un valor inferior al 1% de la tensión nominal y con duración entre medio ciclo y un minuto, en la figura 2.3 se puede observar este tipo de perturbación.

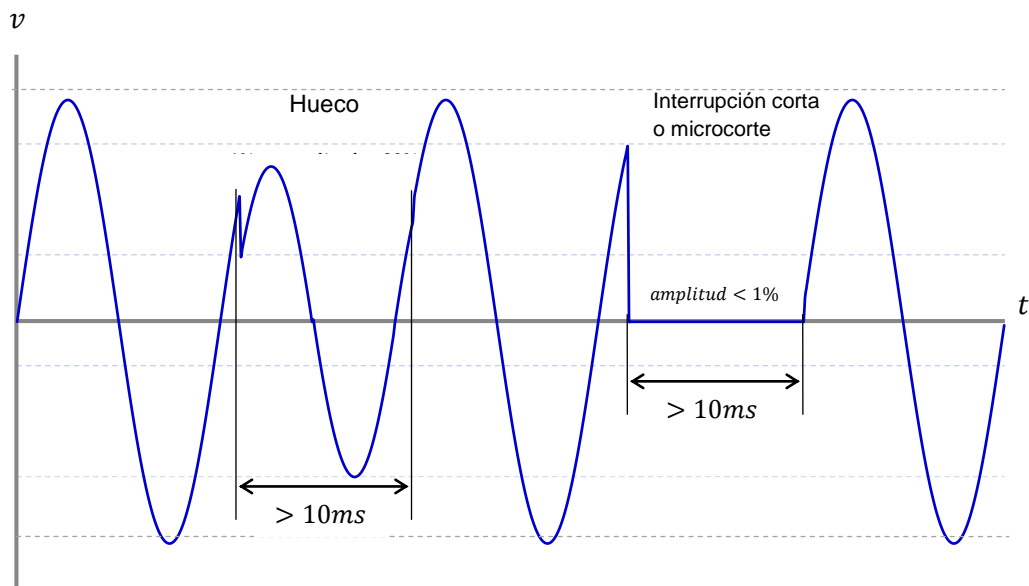


Fig. 2.3 Huecos e interrupciones cortas (microcortes)

Fluctuaciones de tensión: Cambios del valor eficaz (envolvente de la amplitud que es repiten de forma periódica, figura 2.4.

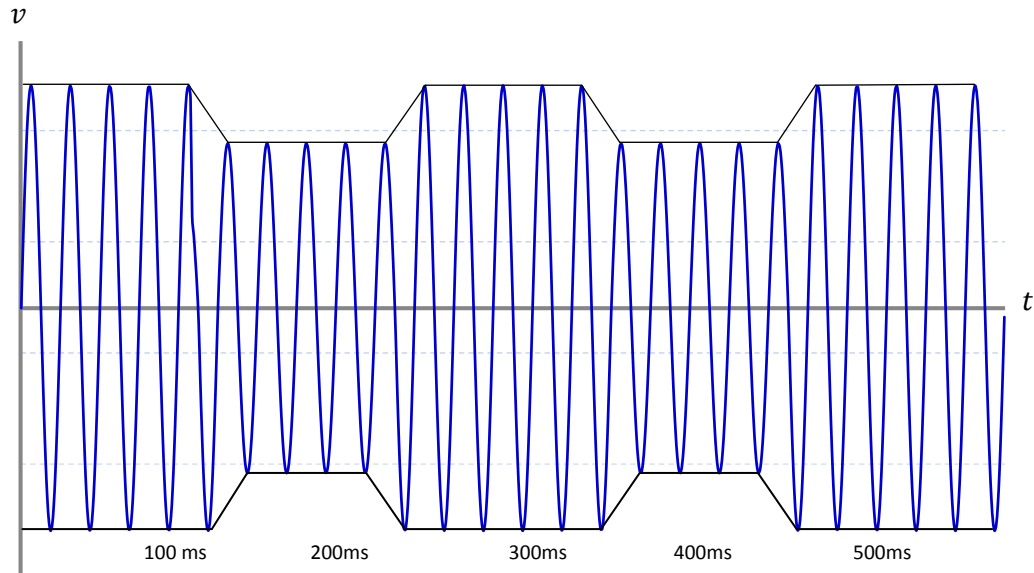


Fig. 2.4 *Fluctuaciones de tensión*

Microcorte: Este término suele aplicarse como sinónimo de interrupción corta con duración de algunos milisegundos. Este tipo de perturbación aparece típicamente en los disparos de protecciones con reenganche automático.

Flicker: Sensación de parpadeo del alumbrado, debido a las fluctuaciones de la tensión entre 0.5Hz y 25Hz . La medida se realiza mediante un parámetro llamado perceptibilidad, P para tiempos cortos (10 minutos) el parámetro se llama P_{st} y para tiempos largos (2 horas) el parámetro se llama P_{it} .

Armónicos: Variaciones de amplitud periódicas con frecuencias múltiplos de la fundamental de 50 ó 60Hz (Hertz).

Interarmónicos: Variaciones de amplitud periódicas con frecuencias no múltiplos de la fundamental.

Desequilibrio de tensiones: En un sistema trifásico, condición en la que los valores eficaces de tensión de las tres fases no son iguales o los ángulos entre fases consecutivas no son iguales.

2.2.3. Variaciones de la frecuencia (f)

Las variaciones de frecuencia se suelen producir por la conexión o desconexión de cargas importantes en el sistema de distribución, lo cual puede producir ligeros descensos de la velocidad en los generadores. Los límites de variación aceptados para promedios de 10 seg. Son pequeños:

- Para sistemas interconectados: Desviación máxima entre +4% y -6% (47 a 52 Hz). Desviación normal $\pm 1\%$ durante el 95% del tiempo (49.5 a 50.5 Hz).
- Para sistemas aislados: Desviación máxima entre $\pm 15\%$ (42.5 a 57.5 Hz). Desviación normal $\pm 2\%$ durante el 95% del tiempo (49 a 51 Hz).

Las consecuencias más importantes de la variación de frecuencia se dan en industrias dónde exista cogeneración acoplada a la red, dónde el generador propio seguirá las variaciones impuestas por el sistema eléctrico, generalmente mucho más potente. En el caso de generadores aislados, las variaciones de frecuencia deben prevenirse con un adecuado sistema de acoplamiento y desacoplo de cargas. No obstante el principal problema de los sistemas con grupos de emergencia suele ser la elevada impedancia de cortocircuito, más que las variaciones de frecuencia².

² Balcells Sendra, Josep, CALIDAD Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Circutor

2.2.4. Perturbaciones de la amplitud

Debemos distinguir claramente dos tipos de perturbaciones de amplitud conducidas por la red eléctrica, aunque muchas veces aparecen mezcladas. El error en el diagnóstico de estas perturbaciones causa muchas confusiones en cuanto a la forma de solucionar determinados problemas originados por perturbaciones en la alimentación. Los grandes tipos a distinguir son:

- a) Perturbaciones de baja frecuencia ($f < 2,500 \text{ Hz}$): Los tipos más importantes, dentro de éstas, son los armónicos y el flicker.

- b) Perturbaciones de alta frecuencia o EMI conducidas ($10 \text{ kHz} < f < 30 \text{ MHz}$)

El principal efecto de las perturbaciones de baja frecuencia (sobre todo los armónicos) es el aumento de pérdidas en el sistema de distribución, causando calentamiento de cables y transformadores y haciendo que el sistema de distribución resulte insuficiente.

Las perturbaciones de alta frecuencia suelen producir los típicos fallos de funcionamiento errático en sistemas electrónicos (errores de programa, “reset” intempestivos, etc.)

Las técnicas de medida y los medios de protección y filtrado de estos dos tipos de perturbaciones son completamente distintos. Por ello, cuando se tiene un problema, es fundamental saber el origen del mismo y por tanto la posible efectividad de diferentes técnicas de corrección³.

³ Balcells Sendra, Josep, CALIDAD Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, circutor

2.2.5. Desequilibrio del sistema trifásico

Un sistema trifásico de tensiones o corrientes perfectamente equilibrado puede representarse por tres fasores defasados entre sí 120° (eléctricos), tal y como se muestra en la figura 2.5.a, pero en caso de sistemas desequilibrados, como en la figura 2.5.b, se tienen fasores o bien con módulos distintos o con defases distintos de 120° o ambas cosas a la vez.

Para el análisis de sistemas desequilibrados, Fortescue y Stokvis, idearon un método conocido como método de las componentes simétricas. Dicho método dice esencialmente que cualquier sistema trifásico desequilibrado puede ser descompuesto en suma de tres sistemas: Uno de secuencia directa, otro de secuencia inversa y otro de secuencia cero, llamado también homopolar.

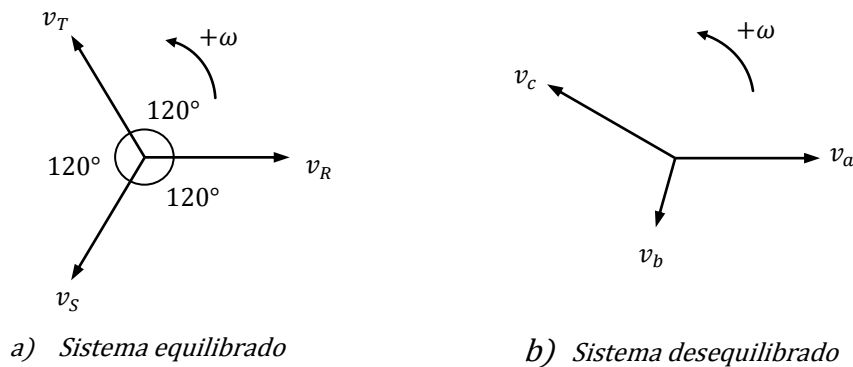


Fig. 2.5 *Sistemas de tensiones*

Entendemos por sistema de secuencia directa un sistema simétrico de vectores iguales entre sí, desfasados 120° , en el que la sucesión de fases es *RST*, por secuencia inversa aquel sistema de vectores iguales entre sí, con desfase de 120° y secuencia *RST* y por secuencia cero aquel sistema formado por tres vectores iguales entre sí y en fase.

La figura 2.6 muestra los tres sistemas.

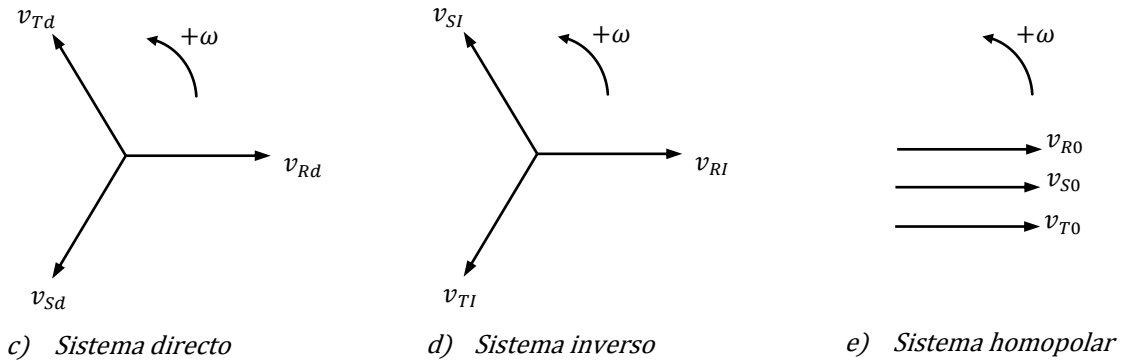


Fig. 2.6 *Sistemas de secuencias*

El método de descomposición es válido para sistemas trifásicos cualesquiera, de tres hilos o de cuatro hilos, es decir, con o sin neutro y sirve tanto para el estudio de tensiones como para corrientes.

En la descomposición de Fortescue, las componentes directa, inversa y homopolar son valores que deben calcularse mediante un cálculo vectorial a partir de los vectores, del sistema desequilibrado, tal como se indica en las ecuaciones siguientes:

$$\vec{v}_d = \frac{1}{3}(\vec{v}_a + \vec{a}\vec{v}_b + \vec{a}^2\vec{v}_c) \dots\dots\dots(2.1)$$

$$\vec{v}_i = \frac{1}{3}(\vec{v}_a + \vec{a}^2\vec{v}_b + \vec{a}\vec{v}_c) \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\vec{v}_0 = \frac{1}{3}(\vec{v}_a + \vec{v}_b + \vec{v}_c) \dots\dots\dots(2.3)$$

Dónde \vec{a} es un vector de módulo unidad y fase 120° y \vec{v}_d , \vec{v}_i y \vec{v}_0 , son los vectores de secuencia directa, inversa y homopolar de la fase R . (Los vectores de las otras fases en sistemas simétricos quedan perfectamente determinados).

En la figura 2.7 se han representado los vectores unitarios de la descomposición de Fortescue-Stokvis, el vector unidad, el vector \vec{a} y el vector \vec{a}^2 . Para el tratamiento analítico de los sistemas desequilibrados, los vectores \vec{a} y \vec{a}^2 se expresan en forma de números complejos con los valores indicados en las ecuaciones (2.4) y (2.5).

$$\vec{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1_{L\ 120^\circ} \dots\dots\dots (2.4)$$

$$\vec{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1_{L\ 240^\circ} \dots\dots\dots (2.5)$$

Obsérvese por la ecuación (2.3) que si los vectores de las tres tensiones suman cero no hay componente homopolar. Tal es el caso de sistemas de tres hilos, sin neutro, dónde la suma de las tres tensiones compuestas y de las tres corrientes suman cero. En tal caso el sistema se descompone sólo en uno de secuencia directa y uno de secuencia inversa, y el sistema homopolar es nulo.

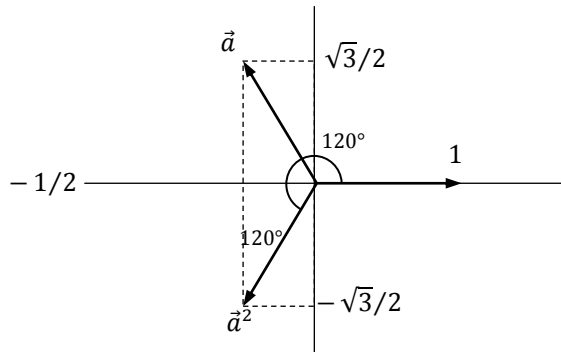


Fig. 2.7 *Vectores unitarios del sistema trifásico*

Para indicar el grado de desequilibrio de un sistema se usan dos coeficientes: *Coefficiente de desequilibrio*, K_d Relación entre las amplitudes de las componentes inversa y directa.

$$K_d\% = \frac{|v_i|}{|v_d|} \cdot 100 \dots\dots\dots (2.6)$$

Coefficiente de asimetría K_a Relación entre las amplitudes de las componentes homopolar y directa.

$$K_a \% = \frac{|v_o|}{|v_d|} \cdot 100 \dots\dots\dots(2.7)$$

En los sistemas sin neutro la componente homopolar es siempre nula y por tanto la simetría de la red de distribución suele medirse por el coeficiente de desequilibrio. Dicho coeficiente medido en promedios de 10 segundos, debe ser menor a 2% durante el 95% del tiempo.

2.3. Armónicos

Las perturbaciones más importantes que afectan a la forma de onda son los armónicos. Se trata de perturbaciones de frecuencia relativamente baja. Sus efectos se presentan hasta un máximo de 2500 Hz y son responsables de sobrecalentamiento de transformadores y líneas de distribución, originan corrientes y pérdidas elevadas en el neutro de algunas instalaciones, disparos por sobre corriente de algunas protecciones, disparo de relés diferenciales, etc.

Este concepto proviene del teorema de Fourier y define que, bajo ciertas condiciones analíticas, una función periódica cualquiera puede considerarse integrada por una suma de funciones senoidales. Estas componentes son denominadas armónicas de la función periódica original.

2.3.1. Origen de los armónicos: Cargas no lineales

En el apartado 1.5 se definió lo que eran las cargas lineales y las no lineales. De forma muy resumida y práctica podemos decir que una carga es lineal si al ser alimentada por una tensión senoidal responde con una corriente senoidal. Por el contrario, las cargas no lineales conectadas a la red de corriente alterna senoidal absorben corrientes que no son sinusoidales, aunque por lo general sí son periódicas.

Como ejemplos más típicos de tales cargas podemos citar:

- Los convertidores estáticos (grupos rectificadores, reguladores de velocidad, arrancadores estáticos, cargadores de baterías, etc.
- Equipos electrónicos monofásicos, que internamente trabajan en corriente continua y que disponen de un rectificador y condensador de filtro a la entrada (computadores, impresoras, autómatas programables, etc.)
- Instalaciones de iluminación con lámparas de descarga.
- Hornos de arco y equipos de soldadura.
- Transformadores, reactancias con núcleo de hierro, etc., cuya curva de magnetización es no lineal.

Para el estudio de tales corrientes no senoidales y de los circuitos no lineales debe recurrirse a métodos algo distintos de los de la teoría de circuitos clásica. Incluso la respuesta de ciertos componentes como reactancias y condensadores que pueden considerarse lineales a frecuencia constante, dejan de serlo cuando se superponen varias frecuencias.

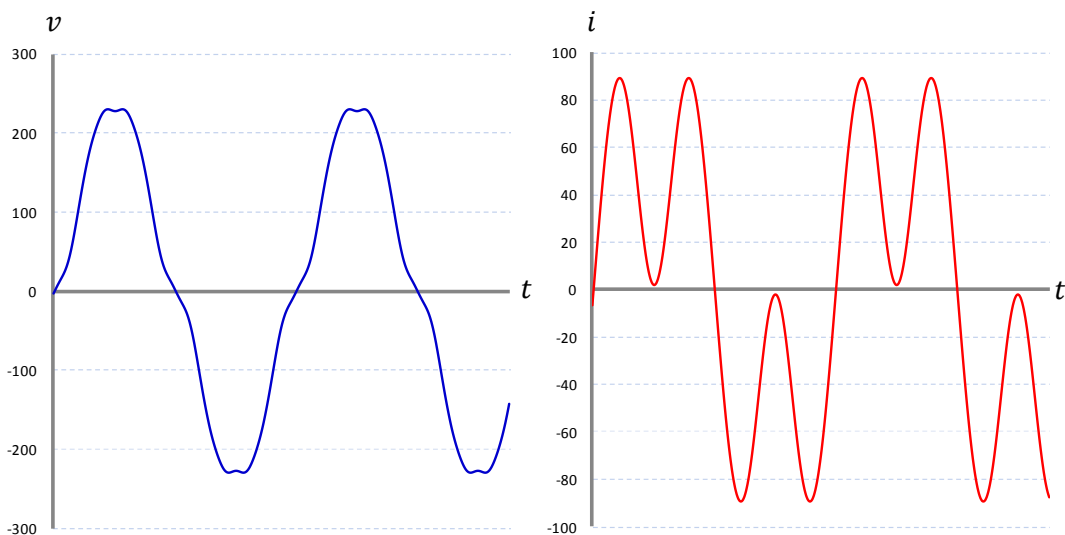


Fig. 2.8 Forma típica de la tensión y corriente de un rectificador trifásico de doble onda.

El método de estudio para tratar las corrientes periódicas de forma no senoidal fue propuesto por Jean Babtiste J. Fourier, que demostró que cualquier función periódica acotada, puede descomponerse en una suma de funciones seno y coseno con frecuencias múltiplos enteros de la fundamental.

Así pues si $f(t)$ es una función periódica del período T , su frecuencia fundamental es $f = 1/T$ y su pulsación $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$. La función puede expresarse como:

$$f(t) = A_0 + A_1 \cdot \cos(\omega t + \varphi_1) + A_2 \cdot \cos(2\omega t + \varphi_2) + A_3 \cdot \cos(\omega t + \varphi_3) + \dots \dots \dots (2.8)$$

Obsérvese que en la descomposición aparecen tres tipos de términos:

Un término constante A_0 , que indica el valor medio o componente continuo de la magnitud periódica.

Un término de amplitud A_1 y frecuencia f , igual a la onda periódica original, que se denomina componente fundamental.

Una serie de términos de amplitudes $A_2, A_3 \dots A_n$ con frecuencia $2f, 3f, 4f \dots nf$, que se denominan componentes armónicas o simplemente ARMÓNICOS.

Es importante resaltar que cada armónico queda caracterizado por su número de orden n , que determina su frecuencia; por su amplitud A_n y por su fase φ_n .

En la práctica, estos cálculos están programados en el microprocesador de los instrumentos de medición y por tanto no es necesario que el usuario los realice.

A manera de ejemplo, para una función periódica cualquiera $f(t)$, los valores de A_n y φ_n son los que se indican a continuación:

$$a_n = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot \cos(n\omega t) \cdot dt \dots\dots\dots(2.9)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot \sin(n\omega t) \cdot dt \dots\dots\dots(2.10)$$

Con $n = 0, 1, 2, 3, \dots$

$$A_n = \frac{a_0}{2} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \cdot dt \dots\dots\dots(2.11)$$

$$A_n = \sqrt{(a_n^2 + b_n^2)} \dots\dots\dots(2.12)$$

$$\varphi_n = \arctan \frac{b_n}{a_n} \dots\dots\dots(2.13)$$

La figura 2.9 muestra una descomposición de una onda total, representada en una serie de armónicos.

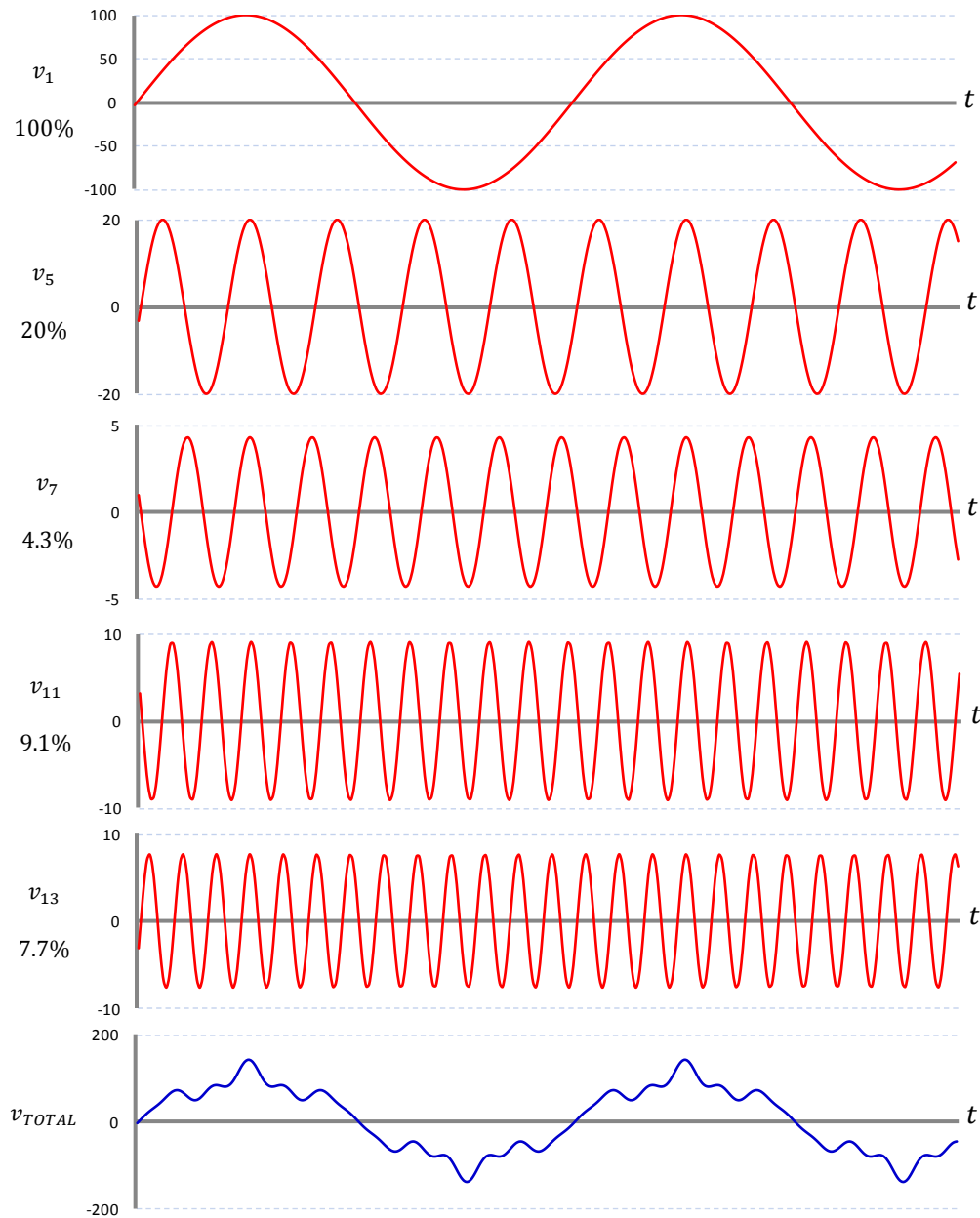


Fig. 2.9 Descomposición de una onda con armónicos

2.3.2. Definiciones y parámetros de medida de armónicos

Conviene definir algunos términos sobre el tema de armónicos que serán útiles para lo que sigue:

Frecuencia fundamental (f_1): frecuencia de la onda periódica original. En el caso de tensiones y corrientes de red, esta frecuencia es de 50 ó 60 Hz.

Componente fundamental de tensión o de la corriente (v_1 ó i_1): Componente senoidal del desarrollo en serie de Fourier de frecuencia igual a la onda periódica original ($n = 1$). Esta componente suele expresarse en valor eficaz.

Componente continua de la tensión o de la corriente (v_0 ó i_0): Componente de orden cero de la serie de armónicos. Aparece sólo si las áreas de los semiciclos positivo y negativo no son iguales.

Orden de un armónico (n): Relación entre la frecuencia del armónico, f_n y la frecuencia fundamental, f_1

$$n = \frac{f_n}{f_1} \dots\dots\dots (2,14)$$

Tasa de distorsión individual ($v_n\%$ ó $i_n\%$): Relación en % entre el valor eficaz de la tensión o corriente armónica (v_n ó i_n) y el valor eficaz de la componente fundamental (v_1 ó i_1)

$$v_n\% = \frac{v_n}{v_1} \cdot 100; i_n\% = i_n/i_1 \cdot 100 \dots\dots\dots (2.15)$$

Residuo armónico: Diferencia entre tensión o corriente total y el correspondiente valor fundamental.

Valor eficaz total: El valor eficaz de la onda total (fundamental + armónicos) en función de los valores eficaces de sus componentes armónicas viene dado por:

$$v_{ef(total)} = v_{ef} = \sqrt{\sum_0^n v_n^2} = \sqrt{v_0^2 + v_1^2 + v_2^2 + v_3^2 + \dots} \dots\dots\dots(2.16)$$

$$i_{ef(total)} = i_{ef} = \sqrt{\sum_0^n i_n^2} = \sqrt{i_0^2 + i_1^2 + i_2^2 + i_3^2 + \dots} \dots\dots\dots(2.17)$$

Existen Dos formas de medir la distorsión total, conocidas generalmente por “d%” (*Tasa de distorsión total referida al valor fundamental*)

$$d(v)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} v_n^2}}{v_1}; \quad d(i)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} i_n^2}}{i_1} \dots\dots\dots (2.18)$$

Y “THD%” (Total Harmonic Distorsion; Distorsión Armónica Total), que es la tasa de distorsión total referida al valor eficaz total (THD)

$$THD(v)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} v_n^2}}{v_{ef}}; \quad THD(i)\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_2^{40} i_n^2}}{i_{ef}} \dots\dots\dots (2.19)$$

Ambas se pueden aplicar a tensión o corriente y en general se limitan al armónico de orden 40, en seguida se describe su significado.

Obsérvese que los principales parámetros de interés en la medida de armónicos se refieren a la amplitud y en cambio no se dice nada de la fase. Esto tiene su explicación dado que los efectos de dichos armónicos no dependen de la fase.

La fase tiene sólo interés si se trata de obtener la forma de onda o de sumar corrientes armónicas en un nudo, pero no a efectos de pérdidas o de dimensión del sistema de transporte.

La mayor parte de normas consideran que por encima de un 5% de THD es un valor inadmisibles en redes de baja tensión y que hay que pensar en filtrar. En cambio, los porcentajes de distorsión en corriente en las mismas redes de baja tensión pueden ser significativamente mayores. No es extraño encontrar THD superiores al 30%, sin que ello signifique que la instalación es defectuosa.

2.3.3. Potencias en sistemas desequilibrados con armónicos

En el primer capítulo se describieron los conceptos básicos sobre potencia eléctrica en sistemas con tensiones y corrientes senoidales, en este capítulo se indica la presencia de armónicos y de desequilibrios en las redes eléctricas, lo cual obliga a un replanteo del triángulo de potencias.

POTENCIA EN SISTEMAS CON ARMÓNICOS

Hay muchos estudios y diferentes formas de enfocar las definiciones de potencia aparente y potencia reactiva, o en general de las llamadas "potencias no activas" para los casos de régimen no senoidal y desequilibrado. No obstante solo nos concentraremos en un estudio no riguroso, relativamente simple que fue puesto inicialmente por "*Budeanu*" dentro del enfoque denominado < frecuencial > ya que intenta dividir los términos de la potencia eléctrica entre la componente fundamental y las componentes armónicas.

Supongamos en primera aproximación que la impedancia de cortocircuito de la red es baja. En tal caso, a pesar de que las cargas no lineales consumen corrientes no senoidales, no se produce distorsión significativa de la onda de tensión. Por ello, supondremos pues que la tensión v , no tiene armónicos, sino sólo componente fundamental, mientras que la corriente i , está formada por una componente fundamental y una superposición de armónicos, cuyo valor eficaz se obtendría como indica la ecuación 2.16 y 2.17. La potencia aparente en tal caso vendría dada por la ecuación 2.20.

$$S^2 = v_1^2 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} i_n^2 = v_1^2 \cdot i_1^2 + v_1^2 \cdot \sum_{n=2}^{\infty} i_n^2 = S_1^2 + D^2 \dots\dots\dots(2.20)$$

Dónde S_1 es la potencia aparente debida a la componente fundamental v_1 , i_r y D es la llamada potencia de distorsión, que se obtiene de multiplicar una tensión fundamental (50 Hz) por una serie de corrientes, i_n con $n \neq 1$, de frecuencias múltiplos (los armónicos de corriente).

Puede demostrarse que el promedio de potencia durante un período de cualquiera de los productos $v_1 \cdot i_n$, con $n \neq 1$, es nulo, es decir, que el término D es todo él potencial fluctuante y no contribuye a la potencia activa.

La figura 2.10 muestra un ejemplo gráfico de potencia instantánea con promedio nulo, en el caso de la tensión fundamental y corriente de quinto armónico.

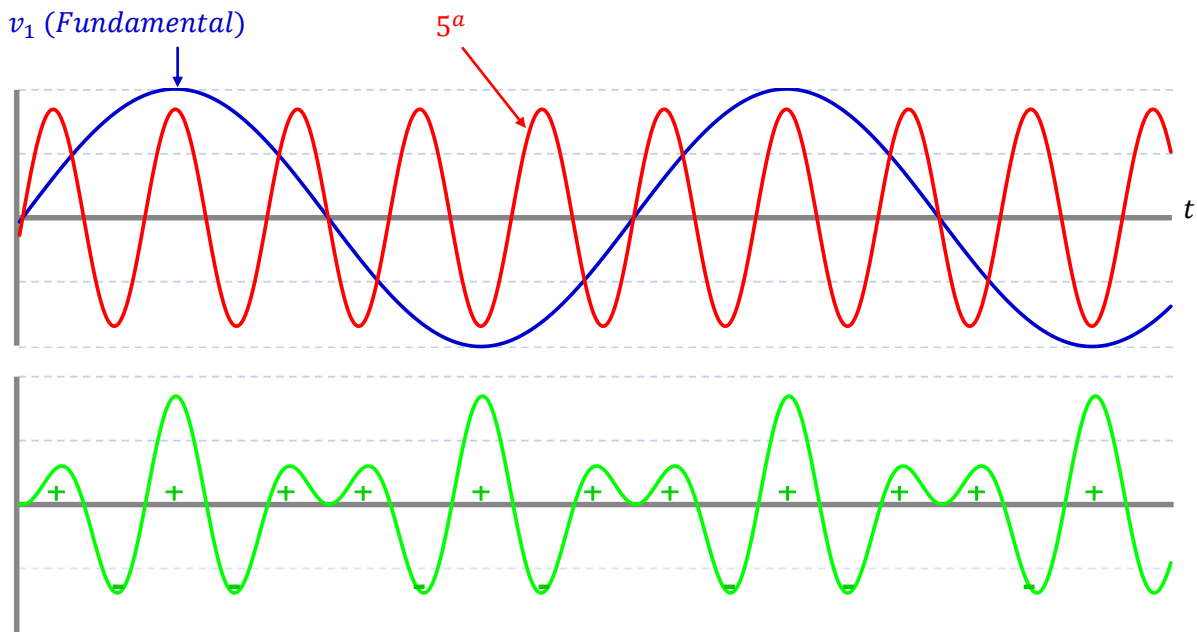


Fig. 2.10 Potencia instantánea aparente debida a $v_1 \cdot i_5$

En la ecuación 2.20, la potencia aparente fundamental S_1 , se puede descomponer en los términos clásicos de activa P_1 , y reactiva Q_1 , debidas a la fundamental y por tanto la potencia aparente total (la que hay que transportar) queda dividida en tres términos: Activa fundamental, reactiva fundamental y potencia de distorsión, relacionadas entre sí por la ecuación 2.22.

$$S_1^2 = v_1^2 \cdot i_1^2 (\cos^2 \varphi + \sin^2 \varphi) = P_1^2 + Q_1^2 \dots\dots\dots (2.21)$$

$$S^2 = P_1^2 + Q_1^2 + D^2 \approx P^2 + Q_1^2 + D^2 \dots\dots\dots (2.22)$$

Obsérvese que en el caso simple que hemos estudiado, el valor medio de la potencia instantánea, (potencia activa), proviene sólo de las componentes fundamentales, de ahí que se haya planteado en la ecuación 2.22 que P y P_1 son aproximadamente iguales. Esta es una conclusión muy importante, ya que nos indica que los armónicos de distinto orden no producen potencia activa entre sí y por tanto si la tensión de red no está distorsionada puede considerarse con gran aproximación que la única potencia activa existente proviene de las componentes fundamentales. En la práctica, la tensión contiene también armónicos y los productos de la forma $v_n \cdot i_n$ con igual n para la tensión y la corriente, dan potencia activa, precisamente la suma de todos los $v_n \cdot i_n$ son las pérdidas a los armónicos.

TRIÁNGULOS DE POTENCIAS Y FACTOR DE POTENCIA EN REDES CON ARMÓNICOS

Considerando la información del primer capítulo, se presentan de forma descriptiva las potencias; aparente, activa y reactiva mediante el triángulo de potencias. De forma análoga, las potencias en sistemas con armónicos, pueden representarse gráficamente mediante varios triángulos relacionados por las ecuaciones 2.23 a 2.26, que en realidad no son más que formas distintas de la 2.21 y 2.22.

La representación gráfica conjunta de todos ellos da lugar a un tetraedro irregular de potencias que ha representado en la figura 2.11.

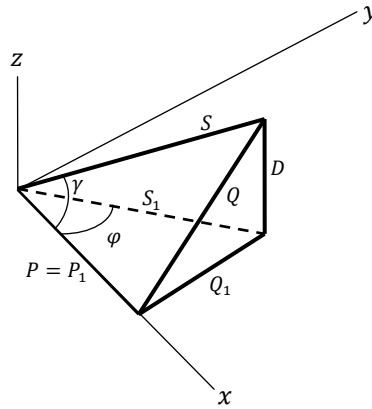
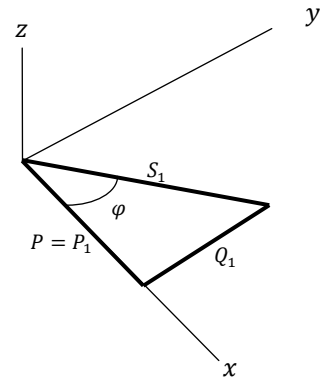


Fig. 2.11 Triángulo de potencias en régimen no senoidal

Cabe distinguir cuatro triángulos:

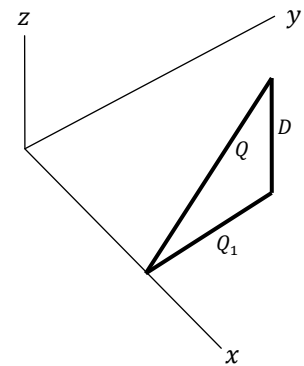
El de potencias fundamentales; P_1, Q_1, S_1 .

$$S_1^2 = P^2 + Q_1^2 \dots\dots\dots (2.23)$$



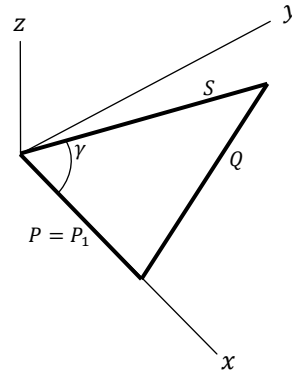
El de potencias fluctuantes; Q_1, D, Q .

$$Q^2 = Q_1^2 + D^2 \dots\dots\dots (2.24)$$



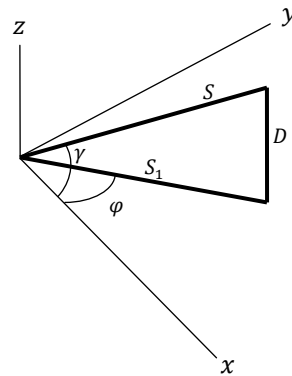
El de potencias totales; S, P, Q .

$$S^2 = P^2 + Q^2 \dots\dots\dots (2.25)$$



El de potencias aparentes; S, S_1, D .

$$S^2 = S_1^2 + D^2 \dots\dots\dots (2.26)$$



En los circuitos con armónicos seguiremos llamando factor de potencia FP , a la relación entre la potencia activa P y la potencia aparente total S , Obsérvese que cuando existen corrientes armónicas, el FP ya no coincide con el coseno del ángulo φ que forman las componentes fundamentales. Las relaciones en este caso son las siguientes:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}} = \cos \gamma \dots\dots\dots(2.27)$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_1} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}} \dots\dots\dots(2.28)$$

Al comparar las ecuaciones 2.27 y 2.28 se observa que el factor de potencia total es siempre menor que el $\cos \varphi$ o factor de potencia de la componente fundamental. El

significado de esto es que para transmitir la misma potencia activa en vatios, en un circuito con armónicos, necesitamos dimensionar la instalación para una potencia aparente (en kVA, kiloVoltsAmperes) mayor.

Potencias en sistemas trifásicos desequilibrados, con neutro y con armónicos

Consideraremos en primer lugar los sistemas trifásicos de cuatro hilos, es decir con neutro. En una primera aproximación supondremos que las tensiones son prácticamente equilibradas y senoidales, pero las corrientes son desequilibradas, debido al consumo desigual en las fases o incluso a consumos monofásicos entre fase y neutro y contienen armónicos.

A efectos de cálculo de la potencia aparente y de las componentes activa, reactiva fundamental y distorsión, este sistema puede tratarse como tres sistemas monofásicos entre cada una de las fases y el neutro. Designando las fases como R, S, T, la definición de la potencia aparente es la indicada en la ecuación 2.29

$$S = S_R + S_S + S_T = v_R \cdot i_R + v_S \cdot i_S + v_T \cdot i_T \dots\dots\dots (2.29)$$

Obsérvese, que cada uno de los términos de la suma anterior admite la misma descomposición indicada en la ecuación 2.20 ó 2.22, resultando la ecuación 2.30.

$$S^2 = P_{1R}^2 + Q_{1R}^2 + D_R^2 + P_{1S}^2 + Q_{1S}^2 + D_S^2 + P_{1T}^2 + Q_{1T}^2 + D_T^2 \dots\dots\dots (2.30)$$

Obsérvese, que las potencias en cada fase pueden dar resultados muy distintos, incluso de signo distinto si una fase es inductiva y otra capacitiva. Pero una potencia capacitiva en una fase no cancela la potencia inductiva de otra fase, lo cual trae como consecuencia que no tenga sentido hablar de potencias del sistema trifásico en su conjunto, sino que hay que considerarlo fase a fase.

En efecto, si consideramos como ejemplo el circuito de la figura 2.12, si sumamos todas las potencias activas y todas las potencias reactivas, resultará que sólo la fase R tiene potencia activa y las fases S y T tienen reactivas iguales y de signo contrario, con lo cual la reactiva en conjunto es nula y el factor de potencia sería la unidad. Pero esto induce a error, porque las fases S y T tienen que transportar cada una su corriente reactiva y la supuesta cancelación entre inductiva y capacitiva no se produce.

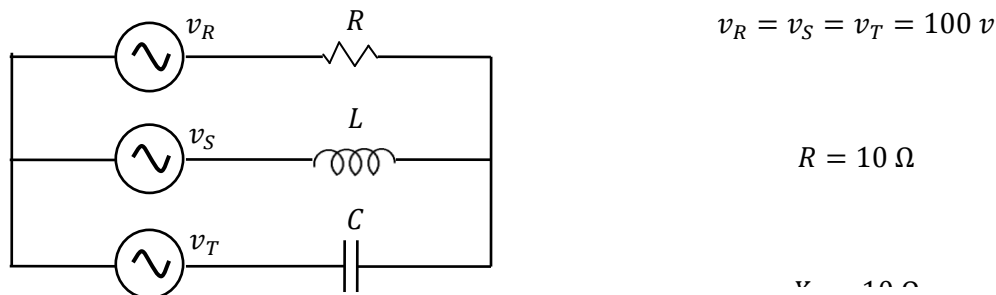


Fig. 2.12 Circuito desequilibrado en corrientes

La conclusión es que los sistemas con neutro deben tratarse como tres sistemas monofásicos independientes y que en caso de existir desequilibrios, no tenga sentido la potencia trifásica, ni la medida o la compensación de factor de potencia en trifásico.

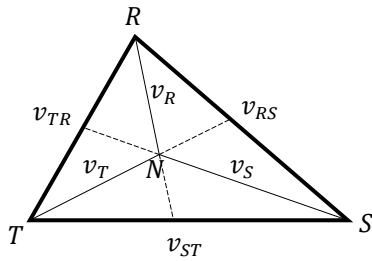
Potencias en sistemas trifásicos desequilibrados, sin neutro y con armónicos

En este tipo de sistemas no tienen sentido las tensiones fase-neutro y por lo tanto el concepto de potencia por fase sólo puede aplicarse si inventamos lo que se llama un neutro artificial.

Si tenemos un sistema de tensiones, incluso desequilibrado, podemos representarlas en un triángulo como el de la figura 2.13 a. En tal caso, el neutro artificial estará situado en el centro de las mediatrices del triángulo.

A efectos de medida, este neutro artificial puede obtenerse formando una estrella con tres resistencias iguales conectadas a cada una de las fases, (ver figura 2.13 b) lo

cual permite medir las tensiones simples del sistema desequilibrado, v_R , v_S , v_T y aplicar los mismos cálculos del apartado anterior.



a) Triangulo de tensiones

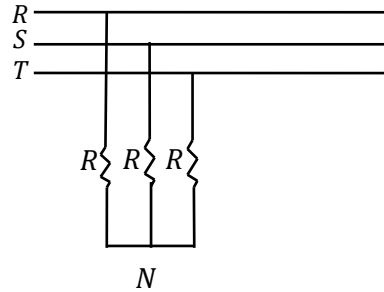


Fig. 2.13 Sistema trifásico desequilibrado

División de potencia en sus componentes simétricas

En el apartado 2.3.5 se presentó una descomposición de los sistemas desequilibrados en tres sistemas con secuencias directa, inversa y homopolar. Se puede también dividir la potencia en estos tres conceptos, es decir, se puede plantear una ecuación análoga a la 2.29, pero ahora el reparto es entre componente directa, inversa y homopolar en vez de ser entre fases.

$$S_n = S_{nd} + S_{ni} + S_{n0} = \sqrt{3} \cdot v_{nd} \cdot i_{nd} + \sqrt{3} \cdot v_{ni} \cdot i_{ni} + \sqrt{3} \cdot v_{n0} \cdot i_{n0} \dots\dots\dots (2.31)$$

Obsérvese, que en la ecuación 2.31 debe plantearse para cada frecuencia. Es decir hay una ecuación para cada índice n de cada armónico, debiéndose considerar además la secuencia que tengan cada uno de dichos armónicos. Cada una de las ecuaciones como la 2.31 puede además subdividirse en potencia activa y potencia reactiva o fluctuante, según lo muestra la ecuación 2.32.

$$S_n = P_{nd} + Q_{nd} + P_{ni} + Q_{ni} + P_{n0} + Q_{n0} \dots\dots\dots (2.32)$$

En definitiva, el tema se complica y se va perdiendo el sentido físico de los términos en que vamos dividiendo la potencia total. En el apartado siguiente daremos tal vez los conceptos prácticos más importantes de todo este tema de división de la potencia eléctrica en distintos términos.

Potencia activa, potencia útil y potencia a transportar en sistemas desequilibrados

En todo este tema de subdividir la potencia total en distintas partes hay un solo punto de interés. Esto es, saber cuál es la potencia útil y cuál es la potencia que debemos transportar.

Hasta ahora hemos empleado el concepto de potencia activa como sinónimo de potencia útil, pero también esto deja de ser cierto en sistemas desequilibrados y con armónicos. Podemos concretar este concepto comparando dos tipos de receptores. Supóngase un sistema desequilibrado en tensiones, sin neutro conectado, alimentando un horno, con resistencias iguales entre cada par de fases, y un motor, tal y como lo muestra la figura 2.14

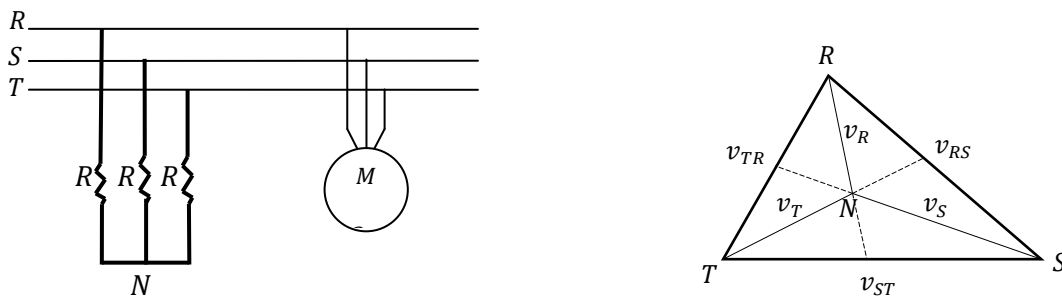


Fig. 2.14 Cargas en un sistema de tensiones desequilibrado

La potencia útil para el horno resistivo es toda la potencia activa, la produzca quien la produzca, el sistema directo, el inverso, el homopolar y el armónico que sea, a fin de cuentas todos calientan. Para el motor en cambio, sólo la componente fundamental y de secuencia directa rea un par acelerador. La componente inversa crea un campo con sentido de giro contrario y por tanto un par antagónico y los armónicos

crean pares pulsatorios que en promedio son nulos. Con este ejemplo se tiene una visión de que en cada caso la potencia útil puede ser una cosa distinta. Así pues, deberíamos analizar en cada caso qué es lo que resulta útil y esto depende del receptor

En cuanto a la potencia que hay que transportar, la respuesta es relativamente sencilla, hay que transportar toda la corriente aparente, sea o no útil al final. Por tanto la potencia a transportar es la aparente con la descomposición fase a fase, propuesta en el apartado anterior, sin que se puedan sumar ni cancelar potencias entre fases a efectos de transporte.

De todas formas, si lo que pretendemos es evaluar pérdidas, éstas no siempre son proporcionales a la potencia aparente. Las pérdidas son en general proporcionales, al cuadrado de la corriente aparente, pero hay que distinguir entre pérdidas en el cobre y pérdidas en el hierro, las últimas dependen además de la frecuencia, por tanto a igualdad de corriente aparente, no se producen las mismas pérdidas si ésta es de 50 Hz ó de 250 Hz, por ejemplo.

2.4. Principales equipos que generan perturbaciones

Existen diversos grupos de equipos consumidores de energía eléctrica, tanto en el comercio, la industria y uso habitacional, responsables de ocasionar perturbaciones en la red, no todos con la misma magnitud, todo depende del tamaño, de la cantidad de estos equipos y las condiciones en que estos operen, por lo que se irán mencionando los equipos más comunes y representativos que generan dichas perturbaciones, que tipos de perturbaciones generan y en su caso por que las generan.

2.4.1. Dispositivos ferromagnéticos

Estos equipos están constituidos principalmente por bobinas inductoras, que como se vio en apartados anteriores, generan bajo factor de potencia y dependiendo de la aplicación, otros tipos de perturbaciones.

MOTORES ELÉCTRICOS AC

Los motores eléctricos, en el arranque e iniciando del reposo, consume una gran cantidad de energía para poder romper la inercia cero, esta energía requerida, en Amperes, es la corriente de arranque y puede llegar a ser hasta 9 veces la corriente nominal del motor en un lapso de tiempo hasta de diez segundos. Esto también sucede aun con un sistema de arranque delta estrella ($\Delta - Y$).

Esta gran demanda de corriente genera una distorsión en la red en forma de CAÍDA DE TENSIÓN EN EL SISTEMA, que es visible en el alumbrado, en la disminución de velocidad de otros motores, parpadeo en pantallas, etc. lo que resulta crítico en las instalaciones con muchos motores y que realizan arranques frecuentes.

La figura 2.15 muestra la gráfica de corriente a plena carga de un motor de corriente alterna⁴, en dos momentos diferentes, Y1 (06:06:54) cuando el motor está apagado y Y2 (06:07:11) que es el momento del arranque. Los datos de placa del motor son: ac, 3 ϕ , 100 hp, 220 V.

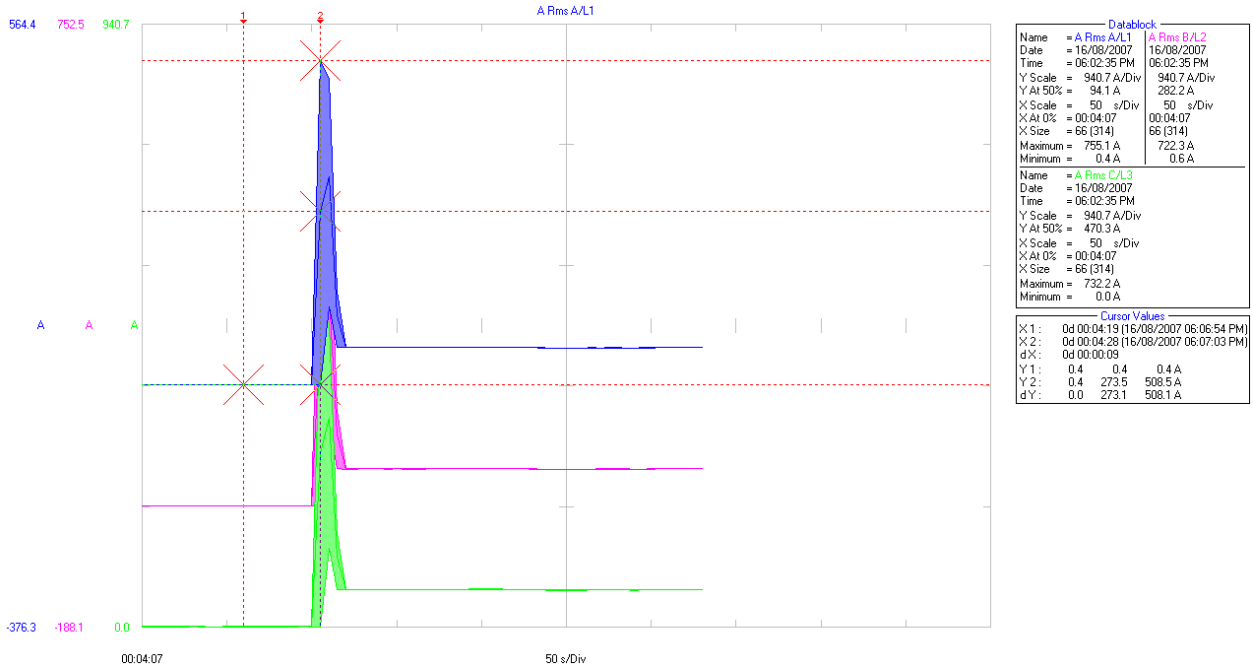


Fig. 2.15 Corriente de motor ac a plena carga.

En la gráfica de la figura 2.16 se observan las mediciones de voltaje en el mismos instantes de tiempo, antes de encender el motor (Y1): 232.49 Volts y en el arranque del motor (Y2): 219.16 Volts, habiendo una caída de voltaje en la línea de 13.33 Volts, representando el 6%.

⁴ Mediciones realizadas a motor ac, 100 hp, 220 Volts, arranque a plena carga, con un analizador de redes trifásico marca FLUKE modelo 434, el motor esta acoplado a reductor de engranes y opera un molino para agave cocido.

Por lo que se puede apreciar claramente la caída de tensión en la red⁵, al momento de conexión del motor, perturbación clásica que provocan los motores de corriente alterna de gran capacidad.

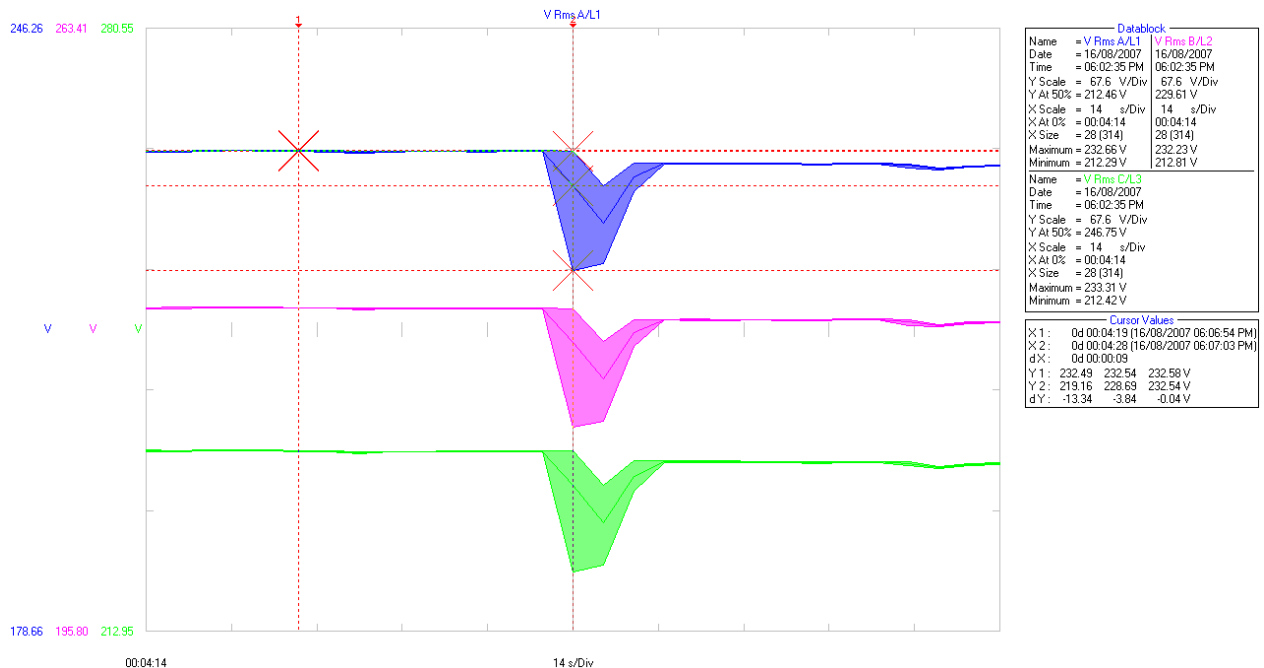


Fig. 2.16 Corriente de motor ac a plena carga

Otro tipo de perturbación que provocan los motores tipo jaula de ardilla es el consumo de reactivos que ocasiona un BAJO FACTOR DE POTENCIA, que como se vio en el apartado anterior, es el consumo de energía reactiva y que es considerable cuando el factor de carga del motor es muy bajo.

Otro punto muy importante es la eficiencia del mismo motor de las condiciones de operación, físicas, mecánicas y eléctricas, que se podrá conocer con más detalle en el capítulo 4.

⁵ Mediciones realizadas a motor ac, 100 hp, 220 Volts, arranque a plena carga, con un analizador de redes trifásico marca FLUKE modelo 434, el motor esta acoplado a reductor de engranes y opera un molino para agave cocido.

ALUMBRADO FLUORESCENTE

El alumbrado fluorescente utiliza comúnmente balastros magnéticos o electrónicos. Las características magnéticas de las balastros magnéticas producen armónicas en la señal de corriente cuya distorsión armónica total (THDi) y dependiendo de la tecnología empleada, está limitada a 32%⁶. Con preponderancia en la tercera armónica.

Al analizar el comportamiento de un equipo fluorescente 2x39 W, T12 con balastro electrónico⁷, se observa en la gráfica de la figura 2.17, que el voltaje aplicado tiene un THD_v de 5.4%, cuya forma de onda es muy cercana a una senoidal pura.

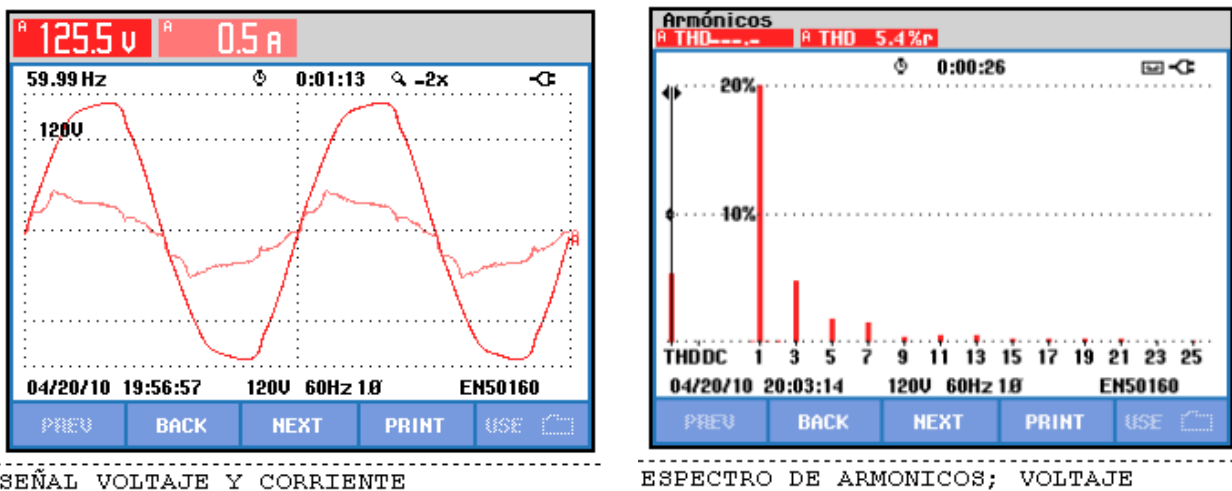
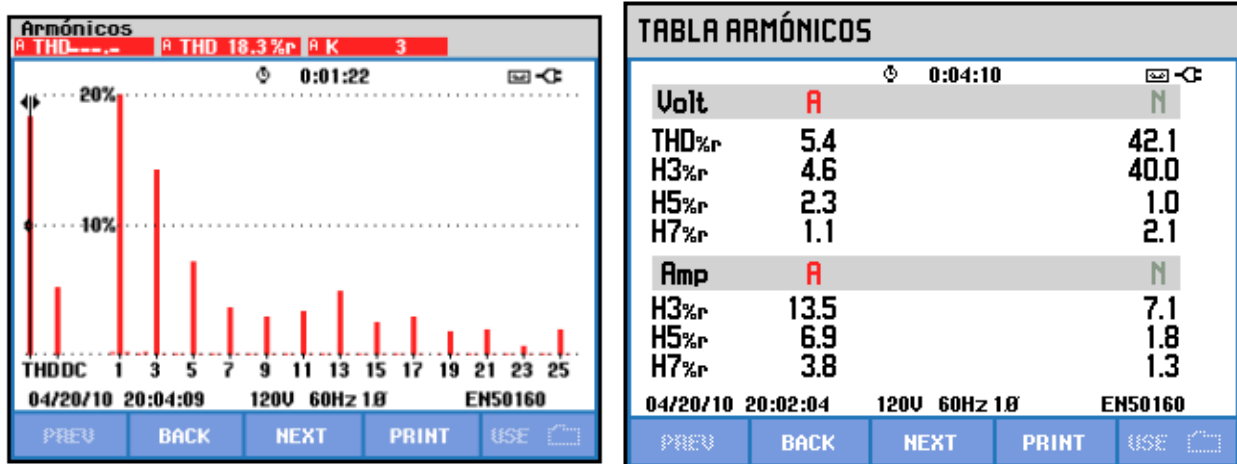


Fig. 2.17 Señal voltaje, corriente y espectro de armónicos de voltaje, balastro 2 x 39 W

⁶ Téllez Ramírez, Eugenio, DISTORCIÓN ARMONICA, Automatización, productividad y calidad S.A. de C.V.

⁷ Mediciones realizadas a lámpara fluorescente balastro electrónico, 2 x 39 Watts, ISB, mod: EI0-239-SC, Alto FP, encendido instantáneo con analizador de redes trifásico, FLUKE mod: 434.

Sin embargo, la corriente tiene deformaciones notorias cuyo THD_i es de 13.5%, siendo la tercera armónica la predominante, lo que ocasiona altas corrientes en el neutro por ser una componente de secuencia cero, como se puede observar en la figura 2.18⁸.



ESPECTRO DE ARMONICOS; CORRIENTE

Fig. 2.18 Espectro de armónicos de corriente y Corriente en neutro, balastro 2 x 39 W

Existe una importante tendencia en reemplazar la tecnología del alumbrado fluorescente por los ahorros de energía que se puedan conseguir al utilizar reflectores especulares, tubos fluorescentes T8 y balastras electrónicas con alto factor de potencia, aunado a que se tiene una vida promedio mayor, son ligeras, no chorrean y su generación de ruido es menor.

HORNOS DE INDUCCION

Los hornos de inducción se emplean en procesos industriales para aplicaciones de fundición, templado y tratamiento térmico en el que el metal se introduce a un crisol o cámara y se calienta al circular la corriente que es inducida electromagnéticamente.

⁸ Mediciones realizadas a lámpara fluorescente balastro electrónico, 2 x 39 Watts, ISB, mod: EI0-239-SC, Alto FP, encendido instantáneo con analizador de redes trifásico, FLUKE mod: 434.

Generalmente se cuenta con un puente de 6 tiristores que generan corrientes armónicas, la figura 2.19 muestra la formas de onda en corriente y voltaje en el lado primario de un transformador con conexión delta – estrella para un horno de 3000 kW.

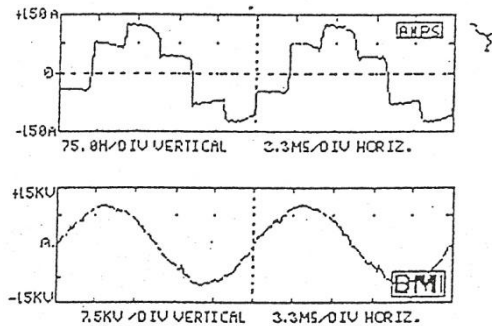


Fig. 2.19 Forma de voltaje y corriente de horno de inducción

El control se realiza regulando los disparos a los tiristores, ocasionando un bajo factor de potencia, equivalente al de los motores de CD.

TRANSFORMADORES SOBREETADADOS

Producen básicamente 3^a y 9^a armónicas en la onda de corriente.

MOLINOS DE LAMINACIÓN Y MOLINOS TRITURADORES

Producen espectros armónicos de forma aleatoria en la onda de corriente.

2.4.2. Dispositivos electrónicos de potencia

Todos estos equipos tienen en común un rectificador de onda alterna a continua y en la que las armónicas típicas son la 3^a, 5^a y 11^a.

CONTROLADORES DE MOTORES CD

Los motores de corriente directa se han utilizado tradicionalmente en la industria siderúrgica, cementera, minera y de plásticos dónde se requiere controlar de forma precisa la velocidad de procesos que deben estar coordinados

Los motores de CD cuentan con un campo que es excitado con corriente directa (CD) a través de un puente rectificador y su armadura se alimenta a través de tiristores, que al controlar el ángulo de disparo de su compuerta, regulan el voltaje promedio de CD que se aplica a la armadura, siendo este proporcional a la velocidad del motor.

En la figura 2.20 se muestra el arreglo de un rectificador de seis pulsos, típico en las aplicaciones de motores de corriente directa, también se muestra la forma de onda de la corriente rectificada que llega al motor.

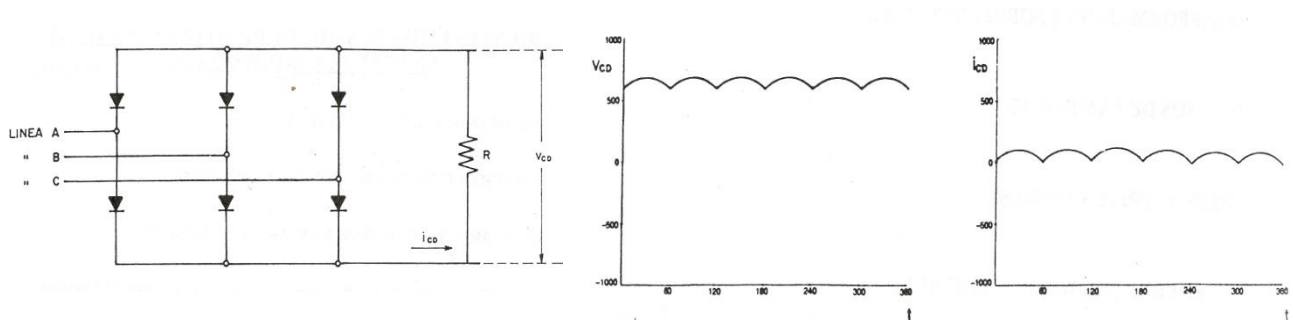


Fig. 2.20 Forma de voltaje y corriente de rectificador de seis pulsos

VARIADORES DE VELOCIDAD

El variador está constituido por un puente rectificador de corriente alterna, un control y un puente inversor o variador de frecuencia, por lo que al contar con un rectificador de voltaje alterno a voltaje directo, genera efectos similares en la onda de corriente a los producidos por los rectificadores que alimentan a motores de corriente directa, aunque la distorsión armónica total producida por variadores suele ser en la

práctica de mayor intensidad que la producida por rectificadores de motores de corriente directa.

ARRANCADORES DE ESTADO SOLIDO

Este equipo sirve para evitar la alta corriente en el arranque de un motor de corriente alterna, y que sus componentes son prácticamente los del variador de velocidad, pero con la diferencia que solo se activan en el arranque.

EQUIPO DE CÓMPUTO

Al igual que los equipos anteriores, los equipos de cómputo emplean un rectificador para proporcionar el voltaje de polarización a sus componentes a partir de la alimentación de corriente alterna (ac).

HORNOS DE ARCO ELÉCTRICO

2.4.3. Dispositivos productores de arcos eléctricos

Las empresas siderúrgicas emplean generalmente hornos de arco eléctrico para producir acero a partir de chatarra o hierro esponja, enfrentando problemas de fluctuaciones de voltaje, bajo factor de potencia y generación de armónicas debido a la naturaleza y magnitud en el consumo de energía de estos equipos.

Las corrientes del arco no son periódicas y las armónicas que se generan presentan un espectro continuo que involucra órdenes fraccionarios y enteros, siendo estos últimos los predominantes en amplitud, mismos que decrecen a mayores frecuencias.

La tabla 2.1 muestra el contenido armónico para una corriente de arco típica, tanto en condiciones de fusión como de refinación que es una situación más estable⁹.

Orden de Armónico	% Distorcion	
	Fusión	Arco estable
2	22%	4%
3	27%	8%
4	12%	-
5	18%	6%
7	6%	-

Tabla 2.1 Forma de voltaje y corriente de un horno de inducción

EQUIPOS DE SOLDADURA

Producen fuertes distorsiones en la onda de corriente, con espectros variables según el modo de operación y la potencia de las máquinas soldadoras.

2.5. Factor de potencia

Como se vio en apartados anteriores, el concepto de factor de potencia no es más que la relación o cociente de la potencia activa que se convierte en trabajo y la potencia reactiva que sirve para magnetizar los embobinados de motores, esta relación, está representada por el coseno del ángulo “phi” (φ).

Por lo que el factor de potencia tiene influencia sobre el valor de la corriente demandada por el sistema.

Este punto en que aumenta la corriente, ocasionara muchas desventajas para el usuario industrial, todo lo cual, tiene repercusiones financieras. Esas costosas desventajas pueden situarse en cuatro categorías.

⁹ Téllez Ramírez, Eugenio, DISTORCIÓN ARMONICA, Automatización, Productividad y Calidad, S.A. de C.V.

- Aumenta las pérdidas por efecto Joule, las cuales son una función del cuadrado de la corriente, por ejemplo:
 - Los cables entre el medidor y el usuario.
 - Los embobinados de los transformadores de distribución
 - Dispositivos de operación y protección

- Aumento en la caída de tensión, resultado en un insuficiente suministro de potencia a las cargas (motores, lámparas, etc.), estas cargas sufren una reducción en su potencia de salida o eficacia.

Esta caída de voltaje afecta a:

- Los embobinados de los transformadores de distribución
 - Los cables de alimentación
 - Sistemas de protección y control
-
- Las instalaciones no pueden ser usadas a toda su capacidad resultando en altos costos de depreciación. Esto es particularmente importante en el caso de transformadores de distribución.

 - Esas desventajas también afectan al productor y al distribuidor de energía eléctrica. Es completamente comprensible, sin embargo, se debe penalizar al usuario “malo” haciendo que el mismo pague más por su electricidad.

Para la misma potencia activa transmitida, una mejora en el factor de potencia significa una reducción en la corriente principal.

El cálculo económico es tan simple como se muestra en el siguiente ejemplo; Supongamos que tenemos una instalación que alimenta a un grupo de bombas.

El motor está clasificado en $3kW$ a $380V$ y tiene un $\cos \varphi = 0.72$

El cable alimentador es tipo aéreo de 35mm^2 con una longitud de 180m . La instalación está en servicio 480 horas/mes .

¿Cuál es el ahorro anual en kWh, cuando el factor de potencia es mejorado de 0.72 a 0.95?

a) Con $\cos \varphi = 0.72$ de $i = \frac{P}{\sqrt{3}v \cos \varphi} \dots\dots\dots (2.33)$

$$i = \frac{37,000}{1.73 \times 380 \times 0.72} = 78 \text{ Amp}$$

b) Con $\cos \varphi = 0.95$

$$i = \frac{37,000}{1.73 \times 380 \times 0.95} = 59 \text{ Amp}$$

2.5.1. Cargos y bonificaciones por factor de potencia

En México las compañías suministradoras de energía eléctrica han establecido que el valor del factor de potencia mínimo aceptable debe ser de 0.90 (90%) en el caso de que los usuarios demanden la potencia eléctrica con un factor de potencia menor al 0.90 (90%) se hacen acreedores a sanción económica que deben pagar en su factura eléctrica, el cobro de este cargo se calcula mediante la multiplicación del factor de carga a los costos energéticos.

$$\% \text{ de recargo} = \frac{3}{5} \times \left[\left(\frac{90}{FP} \right) - 1 \right] \times 100 \text{ (para cuando } FP < 90\%) \dots\dots\dots(2.34)$$

Importe del cargo = Factor de carga x costos energéticos

Se aplicará una bonificación por alto factor de potencia cuando el factor de potencia promedio en el período de facturación sea mayor a 0.9, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\% \text{ de bonificación} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \left(\frac{90}{FP} \right) \right] \times 100 \text{ (para cuando } FP > 90\% \text{)(2.35)}$$

Importe del bono = Factor de Bonificación x costos energéticos

Los valores resultantes de la aplicación de estas fórmulas se redondearán a un solo decimal, por defecto o por exceso. En ningún caso se aplicarán porcentajes de recargo superiores a 120%, ni porcentajes de bonificación superiores a 2.5%

Para el caso de cargos por bajo factor de potencia, suponiendo que se tiene:

Consumo de energía reactiva (kVARh)=269,999

Consumo de energía activa (kWh)=476,419

Costo por conceptos de energía=\$214,432

Para determinar el factor de potencia y el cargo correspondiente se obtiene de la fórmula 1.33 del capítulo uno:

$$FP = \cos \varphi = \frac{kW}{\sqrt{kW^2 + kVAR^2}} = \frac{476,419}{\sqrt{476,419^2 + 269,999^2}} = 0.87$$

Por lo que el factor de cargo se obtiene de la fórmula 2.34

$$\frac{3}{5} \times \left[\left(\frac{90}{87} \right) - 1 \right] \times 100 = 0.02069$$

El importe del cargo = 0.02069 × \$214,432 = 4,436.6

Para el caso de bonificación por factor de potencia mayor a 90 y teniendo los siguientes datos:

Consumo de energía reactiva (kVARh) = 112,485

Consumo de energía activa (kWh) = 325,000

Costo por conceptos de energía (\$) = \$146,279

El factor de potencia se obtiene de la ecuación 1.33, quedando

$$FP = \cos \varphi = \frac{kW}{\sqrt{kW^2 + kVAR^2}} = \frac{325,000}{\sqrt{325,000^2 + 112,385}} = 0.95$$

Como el factor de potencia (FP) es mayor a 90 se aplica la fórmula de bonificación, quedando:

$$\% \text{ de bonificación} = \frac{1}{4} \times \left[1 - \left(\frac{90}{95} \right) \right] \times 100 = 1.31$$

Si el costo de la energía son \$146,279, la bonificación es:

$$\$146,279 \times .0131\% = \$1,916.25$$

2.5.2. Compensación del factor de potencia

Las instalaciones eléctricas cuya carga está compuesta principalmente por motores de inducción, estos tienen un factor de potencia atrasado ya que son cargas inductivas, por esta razón resulta necesario compensar la carga inductiva con carga capacitiva, además de realizar modificaciones o acciones para que los motores operen en condiciones de cargas adecuadas (75 – 100%) para mejorar el factor de carga del mismo y de la instalación total.

La solución sencilla es la colocación de bancos de capacitores que proporcionan los kiloVolts reactivos (kVAR) necesarios para que el factor de potencia esté por encima de lo estipulado en el contrato de suministro. De hecho, las empresas suministradoras de energía eléctrica utilizaran este sistema para compensar el factor de potencia de su red de transmisión y distribución.

Otra forma de compensar el factor de potencia, en el caso de plantas industriales es utilizar motores síncronos y/o de alta eficiencia en lugar de motores estándar de inducción, pero una vez definidos los kVAR necesarios, el problema requiere más bien un análisis más económico que técnico.

2.5.3. Formas de compensación mediante capacitores

Tomando en cuenta la potencia y el lugar de emplazamiento de los capacitores, la compensación de potencia reactiva se puede realizar de la siguiente manera:

- Individual
- Por grupos
- Central con sistema automático de regulación

2.5.3.1. Individual

Consiste en la conexión directa de los capacitores al equipo (motor, transformador, alumbrado, etc.) cuyo factor de potencia se requiere mejorar. El capacitor se ubica directamente en el consumidor y a veces se puede conectar sin aparatos de maniobra ni fusibles, maniobrando y protegiéndose junto con el equipo.

- Desde el punto de vista técnico es la solución óptima, ya que:
- Reduce el costo de la facturación eléctrica
- Permite una potencia adicional, descargando la línea de alimentación del equipo y la red, cuyo factor de potencia se quiere mejorar
- Produce mejoras en los niveles de la tensión dentro de la instalación.
- Reduce las pérdidas en la instalación

Por el contrario tiene como desventajas:

- Un mayor costo de instalación, ya que no tiene en cuenta el factor de simultaneidad

- Al fabricarse los capacitores con potencias normalizadas resulta difícil ajustar exactamente la potencia reactiva para cada equipo
- Un mayor costo de los capacitores

Formas de conexión

Existen básicamente las siguientes formas de conexión:

1. Después de la protección térmica del motor. El capacitor es conectado simultáneamente con el motor. Solo la potencia activa pasará a través de la protección térmica y su valor debe ser reducido adecuadamente. La potencia reactiva necesaria para el motor es directamente alimentada por el capacitor.
2. Antes de la protección térmica del motor y con energización del capacitor y del motor simultáneamente. El valor de la protección térmica del motor no debe ser reducida, este método es el más útil para conseguir compensación en una planta existente a bajo costo.
3. Conexión permanente de capacitores a una red de carga. El valor de la protección térmica para el motor no es reducido. Esta instalación requiere protección con fusibles y un interruptor para el capacitor solo.

Cuando un capacitor se desconecta, puede conservar voltaje suficiente como para que resulte peligroso, lo que debe tener muy en cuenta el personal de mantenimiento. Además, el capacitor todavía cargado se vuelve a conectar a la red, puede suceder que su polaridad sea tal, que el pico de corriente aumente todavía más.

Por estas razones se añaden resistencias o reactancias para descargarlos rápidamente. La figura 2.21 muestra un diagrama de cada una de las formas de conectar los capacitores individuales.

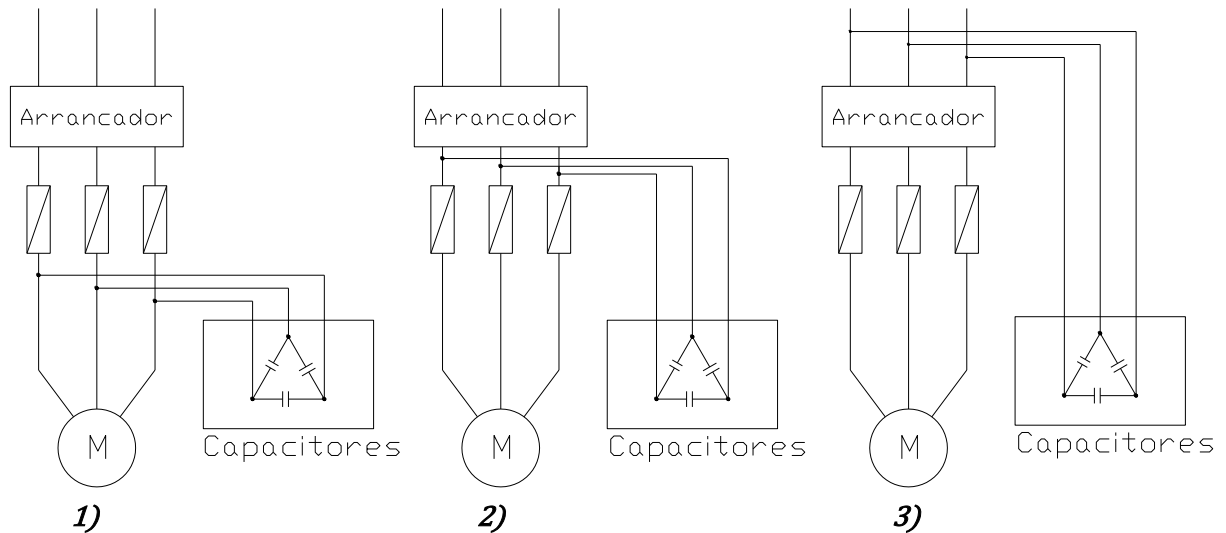


Fig. 2.21 Formas de conexión de los capacitores individuales

2.5.3.2. Por grupos

Cuando hay grupos de pequeños consumidores conectados conjuntamente y situados en emplazamientos diferentes, es más económico compensarlos con un conjunto de varios módulos formados de capacitores y los correspondientes contactores, es lo que se conoce como banco de capacitores. Se necesitará menos potencia reactiva que en el caso de la compensación individual y suele ser más económico.

Los bancos pueden controlarse manualmente o de forma automática.

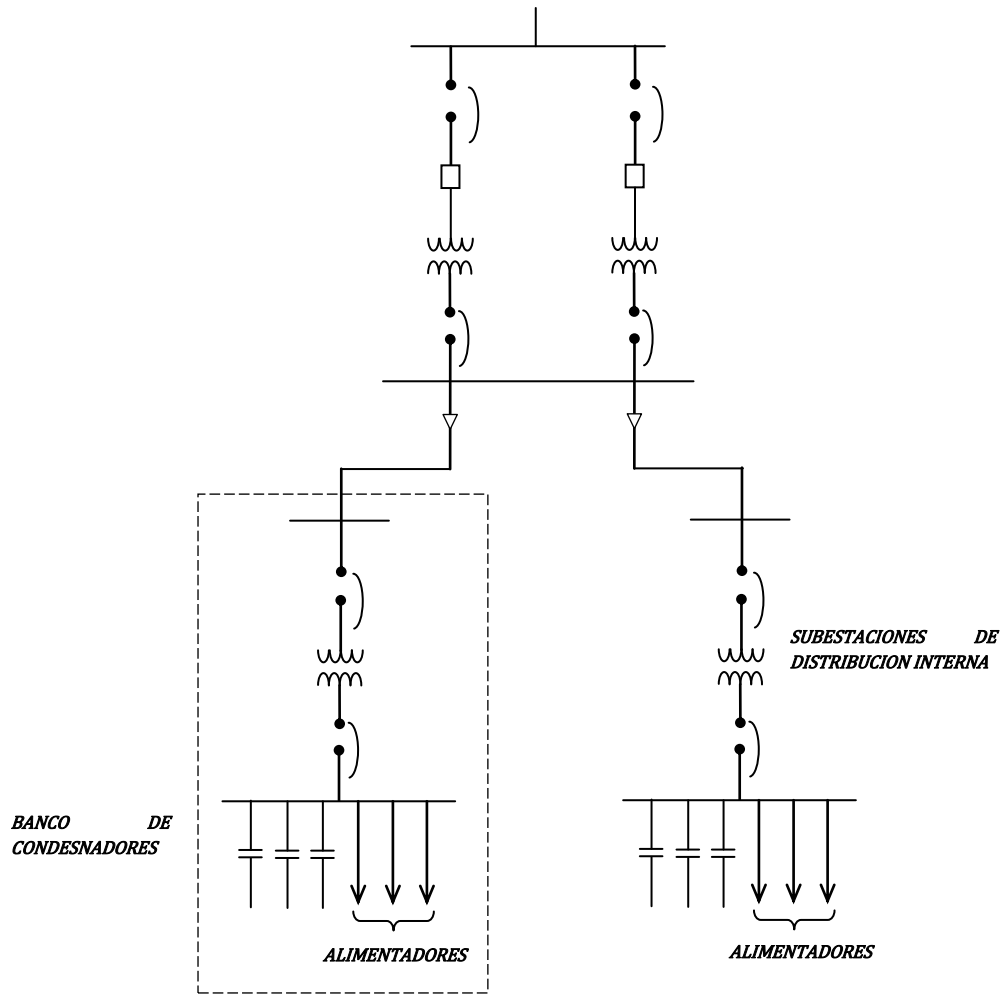


Fig. 2.22 Banco de condensadores por grupos

2.5.3.3. Compensación Central con Sistema Automático de Regulación

En el caso de grandes instalaciones eléctricas, con un gran número de consumidores potencias diferentes y de conexión variable, si se hiciera compensación individual siempre habría una gran parte de los capacitores instalados sin utilizar.

Algunos bancos automáticos de capacitores cuentan con un regulador electrónico de potencia reactiva, con un microprocesador de ajuste automático de los reactivos requeridos a compensarse, conmutando el número de capacitores necesarios para tener siempre un nivel de potencia reactiva. Estos dispositivos requieren de la alimentación de voltaje y corriente de línea para determinar los reactivos a compensarse.

Así se puede mantener un factor de potencia (dentro de ciertos límites) constante y con un valor elevado.

Normalmente se construyen para bancos de 6 a 12 unidades, aunque pueden utilizarse con cualquier número menor y generalmente admiten que todos los capacitores sean iguales o que una unidad sea de la mitad de capacidad para aumentar los escalones de potencia con menos elementos.

Se pueden utilizar capacitores para compensar la potencia reactiva consumida en el transformador, sin tener en cuenta el resto de la red. Dado que los transformadores requieren del 3% al 7% de su potencia nominal en potencia de magnetización, suele tomarse para su compensación individual de transformadores, una potencia reactiva del orden del 10% y conectados al secundario¹⁰.

¹⁰ Aguilar Galván, Alfredo, CONTROL DE DEMANDA Y COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA, Ingeniería Energética Integral S.A. de C.V.

METODO	CARACTERISTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Individual	Aplica a los dispositivos bajo condiciones de carga continuas, cada uno conectado a un capacitor de valor apropiado.	Compensación puntual, reducción de las pérdidas de línea y caídas de voltaje, ahorro en dispositivos de conmutación.	Mayor costo de los capacitores pequeños en comparación de uno de mayor capacidad, bajo factor de utilización para equipos poco utilizados.
Grupo	Dispositivos separados son conectados a un capacitor común con su propio interruptor. El capacitor es usado de acuerdo a las veces en que las cargas están en uso.	Reducción de los costos de inversión, y pérdidas por caída de voltaje en las líneas de distribución.	No se mejora la potencia aparente en las líneas de distribución.
Central	Producción de potencia en un punto solamente. En casos sencillos, el banco es conectado en el inicio y desconectado al final del trabajo.	Mejor utilización de la capacidad de los capacitores, fácil supervisión, control automático, mejora en general del voltaje.	No se mejora la potencia aparente en las líneas de distribución.
Combinado	Compensación individual de dispositivos de carga muy grandes. Compensación central o de grupo para otros dispositivos. Este método es una combinación de los tres anteriores		

Tabla. 2.2 Ventajas y desventajas de los esquemas de compensación

2.5.3.4. Determinación del rango del capacitor

Si tenemos un centro de carga cuyo consumo en kilowatts viene dado por la magnitud kW y su factor de potencia es $\cos \varphi_1$, la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia $\cos \varphi_2$, viene dada por la expresión 2.36.

$$kVAR = kW(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \dots\dots\dots (2.36)$$

Para facilitar el cálculo, en la tabla de la figura 2.18 se da directamente el valor del multiplicador ($\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2$), en función de los parámetros $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$.

Veíamos anteriormente que cuando se habla de factor de potencia de un centro de consumo, es necesario precisar bajo qué condiciones de carga se ha medido dicho factor de potencia.

En el momento de decidir cuál es la magnitud kW, que va a intervenir en la expresión 2.36, deben tomarse precauciones análogas.

Si la carga alimentada no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos \varphi_1$ el factor de potencia medio, definido por la expresión 2.37 la cual es para calcular el $\cos \varphi$ a través del consumo global de energía, siempre y cuando no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo.

$$\cos \varphi = \frac{kWh}{\sqrt{(kWh)^2 + (kVARh)^2}} \dots\dots\dots (2.37)$$

Y como consumo, en kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatts consumidos durante un mes, por las horas de trabajo mensuales. El $\cos \varphi_2$ a alcanzar, debe estimarse algo mayor que el mínimo aceptado por la compañía eléctrica, a fin de que en los momentos de plena carga no se esté operando con un factor de potencia demasiado bajo.

En la práctica, suele corregirse hasta un $\cos \varphi_2$ de 95% o 98%.

Corrección del factor de potencia a plena carga

Cuando la carga alimentada esté sujeta a fluctuaciones considerable durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos \varphi_1$, el factor de potencia a plena carga, medido por alguno de los procedimientos descritos anteriormente.

Como consumo, en kilowatts, debe tomarse también el consumo medio a plena carga y como $\cos \varphi_2$ a alcanzar, puede tomarse el mínimo que permita la compañía eléctrica; puesto que si se garantiza un factor de potencia correcto en condiciones de plena carga, es muy probable que el factor de potencia se mantenga en un valor adecuado durante todas las horas de trabajo.

Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectables

En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de demanda de potencia reactiva del sistema.

Para determinar si es necesaria la instalación de un banco de capacitores de este tipo, puede calcularse el valor que va a tomar el factor de potencia en condiciones de carga mínima, suponiendo instalado un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85%, en condiciones de plena carga. Si el resultado es un factor de potencia significativamente en adelanto, debe instalarse un banco desconectable, o de secciones desconectables, que sea capaz de mantener un factor de potencia próximo a la unidad, en cualquier condición de carga.

2.6. Tecnologías disponibles para implementar soluciones a las principales perturbaciones

Si la contemplación de los diferentes fenómenos que ocasionan problemas de calidad de la energía eléctrica nos lleva a un campo de fenómenos y problemas eléctricos sumamente complejo, aún es más compleja la gama tan variada de tecnologías y soluciones aplicables a cada situación problema. Están surgiendo tecnologías nuevas, sumamente interesantes, tanto para el proveedor de la energía como para el usuario. Sin embargo, aún existen “recetas” antiguas, de costos muy razonables y eficaces como remedio. Una visión inteligente en cada caso implica el reconocimiento, a base del análisis y de la experiencia, de los fenómenos eléctricos involucrados en cada situación problema y la selección de los recursos técnicos más apropiados, viejos y nuevos, para lograr una solución razonable, con la mejor relación costo/beneficio posible.

En algunos casos, tampoco es fácil deslindar responsabilidades y definir quién está razonablemente obligado a implantar una solución, si el proveedor o el usuario de la energía eléctrica. A este respecto, hay un campo de normatividad todavía muy amplio en el que trabajar.

En una revisión rápida del tema, podemos enumerar diferentes tecnologías existentes para solucionar o mitigar los problemas de calidad de la energía eléctrica y que se describen a continuación.

PROBLEMA	SOLUCIÓN
Parpadeo (Flicker)	<ul style="list-style-type: none">- Compensador estático (capacitores y reactores, operados con SCRs)- Compensador estático avanzado: STATCOM (convertidor equipado con fuente de voltaje de corriente directa y un transformador de múltiples devanados, operados con transistores IGBT o tiristores GTO, de alta frecuencia de conexión y desconexión)
Perturbaciones de alta frecuencia	<ul style="list-style-type: none">- Filtros EMI, con TCs a base de ferritas.- Bancos de capacitores de potencia controlados automáticamente.- Transformadores y generadores de mayor capacidad.- Transformadores con cambiadores de taps convencionales automatizados.- Reguladores dinámicos de voltaje (transformadores con cambiadores de taps electrónicos, a base de tiristores). Sirven también para compensar fluctuaciones rápidas de voltaje, de no más de 50% del voltaje nominal. Son capaces de compensar abatimientos de tensión en escalas de milisegundos.
Corrientes Armónicas	<ul style="list-style-type: none">- Filtros de absorción pasivos.- Filtros activos, conexión paralelo; combinados con capacitores protegidos con reactores de choque.- Reactores y transformadores de aislamiento.- Filtros de choque.

Transitorios de tensión y de corriente	<ul style="list-style-type: none">- Diferentes sistemas de pararrayos.- Sistemas mejorados de tierras físicas.- Absorbedores de impulsos, a base de reactores y capacitores.- Equipos limitadores de impulsos, a base de varistores.
Abatimientos y picos de tensión	<ul style="list-style-type: none">- Compensadores estáticos (reactores/capacitores).- Restauradores dinámicos de voltaje (a base de almacenamiento de energía en un banco de capacitores de 3 hasta 50 MVAR y un transformador operado con SCRs, con tiempos de respuesta de un milisegundo). Normalmente tienen capacidad de almacenamiento de energía para compensar el 50% del abatimiento de tensión, por un período de 10 ciclos; que debe ser suficiente para liberar la falla.- Cuchillas de estado sólido para transferencias rápidas.- Almacenadores de energía en bobinas de superconductores.- Unidades de energía no interrumpible; UPS
Muestras	<ul style="list-style-type: none">- Acondicionadores estáticos de voltaje (filtros activos, conexión serie).- Acondicionadores estáticos de voltaje.- Filtros EMI
Interrupciones de la tensión	<ul style="list-style-type: none">- Transformadores y generadores de mayor capacidad- Mayor robustez y márgenes de seguridad en los criterios de diseño.- Mejor coordinación de protecciones.- Cuchillas de estado sólido para transferencias rápidas.- Mejor sistema de pararrayos.- Mejor sistema de tierras.- UPS's- Plantas de emergencia

2.7. Eficiencia energética

La eficiencia, en términos generales, es la relación existente entre el trabajo desarrollado, el tiempo invertido, la inversión realizada en hacer algo y el resultado logrado. En el campo de la ingeniería se aplica de manera más específica, por ejemplo, hablando de la eficiencia de un motor eléctrico, es la relación entre la potencia mecánica de salida y la potencia eléctrica de entrada, es decir, que tanta energía eléctrica entregada al motor es aprovechada en forma de energía mecánica, expresada matemáticamente con la siguiente ecuación.

$$\text{Eficiencia eléctrica}_{\text{motor } e} = \frac{\text{Potencia Mecánica de Salida}}{\text{Potencia Eléctrica de Entrada}} \dots\dots\dots (2.38)$$

Considerando las pérdidas en general

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia de entrada} - \text{Pérdidas}}{\text{Potencia Eléctrica de Entrada}}$$

Así, en términos energéticos, y considerando un trabajo que consume energía, como por ejemplo el trabajo de bombeo, no solo se consume energía que se le transfiere al fluido, sino que en todas las etapas de generación, transmisión y transformación, se producen pérdidas, que incrementarán los requerimientos de energía primaria a suministrarse al sistema. En un sistema de bombeo “eficiente”, las pérdidas podrán andar en el rango del 24 al 35% pero no es extraño encontrar sistemas de bombeo con pérdidas superiores al 60%, dónde a todas luces se está haciendo un uso “no tan eficiente de la energía”¹².

¹² Rosas Moya, Ramón, DIAGNOSTICO ENERGÉTICO, ATPAE

Hablando de este mismo sistema, algunas de las pérdidas que se involucran son;

Pérdidas de carga: ocasionadas por la velocidad del fluido y fricción en el sistema de conducción, siendo dependientes de la velocidad y viscosidad del fluido, así como de la rugosidad, longitud y cantidad de accesorios, codos o válvulas contenga el sistema.

Pérdidas en la bomba: ocasionadas por turbulencias, fricción y fugas dentro de la bomba, que dependerán del diseño, materiales de construcción y condiciones en que se encuentre trabajando.

Pérdidas en la transmisión: ocasionadas por fricción entre sus partes constitutivas; acoplamiento, alineación por bandas o acoplamiento directo.

Pérdidas en el motor: Están constituidas por pérdidas eléctricas, magnéticas y mecánicas inherentes al motor. Estas pueden ser más bajas en el caso de motores de alta eficiencia trabajando a un buen factor de carga y altas en motores de eficiencia estándar, con bajo factor de carga o mal reparados.

Ahora bien, considerando desde la fuente primaria de energía, por ejemplo en combustible suministrado a las centrales termoeléctricas, para poder realizar este mismo trabajo de bombeo, se tienen las siguientes pérdidas:

Pérdidas en la central termoeléctrica: En nuestro país las centrales de generación termoeléctrica, suelen tener eficiencias en promedio del 34%, por lo que en este paso de transformación de la energía potencial de los combustibles a energía eléctrica, se presentan pérdidas del 66% (en el caso de plantas turbogas, la eficiencia suele andar entre 20 y 25%, con pérdidas del 75 al 80%)¹³

¹³ Rosas Moya, Ramón, DIAGNOSTICO ENERGÉTICO, ATPAE

Pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución: Son pérdidas por efecto joule que se presentan al conducir una corriente por elementos conductores, tanto en las líneas de transmisión y distribución, como en las subestaciones respectivas, hasta la acometida del usuario. Dependiendo de los niveles de tensión de suministro, estas suelen ser de entre un 3 a un 5% aproximadamente¹⁴.

Pérdidas en el sistema eléctrico del usuario: A partir de la acometida del usuario y hasta la alimentación del motor del sistema de bombeo, se presentan pérdidas tanto en conductores, como en transformadores, contactores, etc. Estas pérdidas suelen estar en el rango del 3% al 4%¹⁴.

Por lo que el uso eficiente de la energía está asociado a la disminución de las pérdidas que se generan en cada una de las etapas de transformación, transportación y transmisión de la energía, para realizar un trabajo específico.

2.8. Pérdidas económicas

En Estados Unidos se están experimentando pérdidas por baja productividad, producto dañado y fallos de equipo del orden de 25,000 millones de dólares al año¹⁴, atribuidos únicamente a interrupciones de energía.

Por diversas encuestas efectuadas a consumidores, cerca del 50% de los usuarios más importantes de energía eléctrica, muestra que sus empresas están siendo afectadas en forma significativa por problemas de calidad de la energía eléctrica¹⁴.

En la industria de alta tecnología, como la de fabricación de semiconductores, dónde una sola interrupción de energía puede causar pérdidas millonarias, se están experimentando un promedio de 3.5 interrupciones al año¹⁴.

¹⁴ Navarro Crespo, Alfredo, CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Técnica Salgar, S.A. de C.V.

En México, se estima que las pérdidas eléctricas producida por el flujo de corrientes armónicas a través de transformadores en los que el 100% de su carga está constituida por equipos de corriente rectificadas, es de 48.7 millones de dólares al año. Las pérdidas de productividad, por paradas de máquinas, mano de obra, desperdicios, etc., ocasionadas en estos mismos transformadores, por el mismo flujo de corrientes armónicas, las estimamos en 2,700 millones de dólares al año, lo que representa un 2.25% del PIB producido por toda la industria manufacturera del país¹⁵.

¹⁵ Navarro Crespo, Alfredo, CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, Técnica Salgar, S.A. de C.V.

CAPÍTULO 3

FACTURACIÓN Y MEDICIÓN ELÉCTRICA

Para poder desarrollar proyectos de Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, dónde sea involucrado el consumo y el costo de ésta, es importante conocer de manera más exacta, la forma en que se mide el consumo de energía eléctrica, los conceptos involucrados y los tipos de tarifas eléctricas que se aplican en nuestro país, así como la forma en que la compañía suministradora realiza dichas mediciones y obtiene el importe por el servicio, ya sea de una empresa o comercio.

También un aspecto esencial para poder estudiar cualquier red eléctrica es el de disponer de instrumentos capaces de medir y registrar los principales parámetros de la misma. En efecto, la medida es necesaria para que el operador conozca el estado del sistema eléctrico, para poder controlar la calidad del suministro, para cuantificar la energía consumida, para controlar las puntas de consumo, etc.

Estas herramientas serán útiles en la realización de cualquier proyecto, dónde se vea involucrada la energía eléctrica, ya que se podrán comprender fácilmente todas las variables eléctricas involucradas en el proyecto.

3.1 Facturación, costo y medición de la energía eléctrica

Las condiciones especiales en que participa el suministro de energía eléctrica conduce a diferentes métodos para fijar las tarifas eléctricas, por tanto, éstas son diferentes para los distintos tipos de usuarios. Por lo común hay tres conceptos de cargo de las tarifas, que contienen diversos conceptos de los cuales se citan los más importantes.

- Demanda eléctrica (máxima)
- Consumo eléctrico
- Factor de potencia

Una tarifa que es satisfactoria para un cliente grande es demasiado complicada para un cliente residencial; la medición de la demanda y el factor de potencia para cargas pequeñas, frecuentemente, son costosas y es por ello que en algunas tarifas se incluye parte o la totalidad del cargo por demanda dentro de la parte correspondiente a los cargos por energía.

El proceso básico de generación y distribución de energía eléctrica involucra altas inversiones en centrales y equipos; el costo financiero asociado con estas inversiones es elevado en comparación con el costo de generación de la energía. La industria eléctrica no permite el almacenamiento del producto por lo tanto el servicio debe de ser suministrado al usuario en cualquier tiempo y en el instante que lo desee. Ello hace que la capacidad del sistema debe ser lo suficientemente grande para afrontar la demanda máxima de todos los usuarios.

Los costos de la planta y el equipo para afrontar esta demanda máxima, así como los gastos en la fuerza de trabajo y la administración, no varían apreciablemente en la producción de cada kiloWatt-hora generado.

De esta manera, una parte importante de los gastos de operación de un sistema eléctrico está referido más bien a su capacidad instalada que a la cantidad de energía requerida por los usuarios.

3.1.1 Regionalización de las tarifas eléctricas en México

La estructura actual de las tarifas de energía se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se han tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de la tensión de suministro y demanda.

En el caso de México, el país se ha dividido en ocho zonas¹⁶, ver la figura 3.1



Fig. 3.1 Regionalización tarifaria en México

Las condiciones dependen básicamente de los siguientes aspectos:

- Características del suministro
- Demanda contratada
- Potencia máxima demandada
- Energía consumida
- Voltaje de alimentación
- Carácter garantizado o no del suministro

¹⁶ Aguilar Galván, Alfredo, ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA, Ingeniería Energética Integral, S.A. de C.V.

Los conceptos involucrados en una factura eléctrica pueden ser los mostrados en la tabla 3.1 El tipo de tarifa determina los conceptos a cobrar y costos de cada concepto¹⁷.

CONCEPTOS COBRADOS EN UNA FACTURA ELECTRICA	
Energéticos y controlables por el usuario	
Potencia eléctrica demandada	kW
Energía eléctrica consumida	kWh
Factor de potencia	%
Otros no controlables por el usuario	
Cargo fijo (en algunas tarifas)	
Por medición en baja tensión (en algunas tarifas)	
Por variación en el costo de combustibles	
Por alumbrado público (en algunos municipios)	
Impuesto al valor agregado	

Tabla. 3.1 Parámetros involucrados en la facturación eléctrica

3.1.2 Tipos de tarifas

Los tipos de tarifa son función generalmente del nivel de tensión en el que se realiza el suministro, del empleo que se da a la energía, en algunos casos, y de la demanda en algunos otros.

Las tarifas pueden ser de aplicación general en dónde dependen solamente de la tensión a la que se realiza la acometida, y de aplicación particular, las cuales dependen además del cumplimiento de otras condiciones particulares en cada caso.

A continuación se describen las más comunes y usadas, tanto en el ámbito residencial, comercial, así como industrial.

¹⁷ Aguilar Galván, Alfredo, ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA, Ingeniería Energética Integral, S.A. de C.V.

3.1.3 Tarifas vigentes

En la tabla 3.2 se presentan las tarifas vigentes en México¹⁸

TARIFAS ELECTRICAS					
Residenciales	Tarifas Específicas	Tarifas Generales	Alta Tensión	De Respaldo	Ininterrumpible
1	5	2	H-S	HM -RF	I-15
1A	5-A	3	H-SL	HM - RM	I-30
1B	6	O-M	HT	HS - R	
1C	9	H-M	HT-L	HS - RF	
1D	9M	H-MC	HSF	HS-RM	
1E	9-CU	OMF	HS-LF	HT-R	
1F	9-N	HMF	HTF	HT-RF	
DAC	7	HMCF	HT-LF	HT-RM	
	EA		HM-R		

Tabla. 3.2 Tarifas eléctricas vigentes

Las tarifas 1, 1 – A, 1 – B, 1 – C, 1 – D y 1 – E pertenecen a tarifas de tipo doméstico. Dónde la diferencia entre cada una de ellas es que se aplican en localidades cuya temperatura media en verano y durante dos meses consecutivos o más, sea de 25 a 33 grados Celsius como mínimo conforme a las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos y DAC, es el servicio doméstico de alto consumo aplicado a todas las anteriores.

¹⁸ Aguilar Galván, Alfredo, ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA, Ingeniería Energética Integral, S.A. de C.V.

Estas tarifas se aplican según la tabla 3.3

TARIFA	Temperatura minima en verano °C
1A	25
1B	28
1C	30
1D	31
1E	32
1F	33

Tabla. 3.3 Tarifas para el servicio domestico

TARIFAS ESPECÍFICAS

La tarifa 5, 5-A y 6, son tarifas que se aplican a servicios públicos, la 9, 9M, 9-CU y 9-N, son tarifas para el sector agrícola, la tarifa 7 es para servicio temporal y la tarifa EA aplica para el sector acuícola.

TARIFA 2 Y 3 DE SERVICIO GENERAL

La Tarifa 2 se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, excepto a servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa. La demanda máxima para estos debe ser menor a 25 kW.

Cuotas aplicables mensualmente:

- cargo fijo
- cargo por energía consumida
- cargos por alumbrado público (en los municipios que así lo decidan)

La tarifa 3, también se aplica para todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso pero que su demanda máxima sea más de 25 kilowatts. En la tabla 3.4 se muestran los costos (en pesos MNX) para el mes de Agosto de 2010 de la tarifa 2 y 3.

Tarifa 2		Tarifa 3	
Cargo fijo	47.350	Cargo por cada kW de demanda maxima medida	215.00
de 0 a 50 kilowatts-hora	1.946	Cargo por cada kilowatt-hora consumido	1.461
de 51 a 100 kilowatts-hora	2.350		
mas de 101 kilowatts-hora	2.585		

Tabla. 3.4 Costos por tarifa 2 y 3; Agosto de 2010

TARIFA 7

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente dónde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

En la tabla 3.5 se observa el costo (pesos MNX) por demanda y consumo.

Cargo por demanda	135.00
Cargo adicional po energía consumida	3.854

Fig. 3.5 Costos por demanda y consumo de la tarifa 7; Agosto de 2010

TARIFAS 9, 9M, 9-CU y 9-N

La tarifa 9 se aplicará exclusivamente a los servicios en **baja** tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local dónde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Para la tarifa 9M se aplica exclusivamente a los servicios de **media** tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local dónde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Para la tarifa 9 y 9M, los cargos (pesos MNX) por demanda y consumo se muestran en la tabla 3.6

Tarifa 9		Tarifa 9M	
Por cada uno de los primeros 5,000	1.811	Por cada uno de los primeros 5,000 kWh	1.811
Por cada uno de los siguientes 10,000	2.018	Por cada uno de los siguientes 10,000 kWh	2.033
por cada uno de los siguientes 20,000	2.200	por cada uno de los siguientes 20,000 kWh	2.228
por cada kWh adicional a los anteriores	2.417	por cada kWh adicional a los anteriores	2.429

Tabla 3.6 Costos de la tarifa 9 y 9M; Agosto de 2010

TARIFA OM

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 500 kW. Los conceptos aplicables para esta tarifa son:

- Cargo por demanda máxima
- Cargo por energía consumida
- Cargo por ajuste por variación en los precios de combustible
- Cargo por alumbrado público (en los municipios que así lo decidan)
- Cargo o bonificación por factor de potencia.

Los costos de consumo y demanda son diferentes para los diferentes estados, dependiendo a la región a la que pertenezcan, en la tabla 3.7 muestra el costo (pesos MNX) por demanda y consumo en el mes de Agosto del año 2010.

Región	Cargo por kW	Cargo por kWh
Baja California	131.070	1.196
Baja California Sur	145.160	1.616
central	148.280	1.196
Noreste	136.330	1.118
Noroeste	139.180	1.108
Norte	136.890	1.118
Peninsular	153.080	1.142
Sur	148.280	1.157

Tabla. 3.7 Costo por demanda y consumo de la tarifa OM en las diferentes regiones

TARIFAS HORARIAS; TARIFA H-M

Por ejemplo, para la tarifa H-M, horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kilowatts o más.

Las cuotas aplicables son:

- Cargo por demanda facturable
- Cargo por energía consumida en punta
- Cargo por energía consumida en base
- Cargo por energía consumida intermedia
- Cargo por ajuste por variación en el precio de combustible.
- Cargo por alumbrado público (en los municipios que así lo decidan)
- Cargo o bonificación por factor de potencia

Demanda Facturable para tarifas horarias.

La demanda facturable es función de la demanda máxima medida en los periodos punta, intermedia y base.

Para determinarla se aplica la relación:

$$DF = DP + FRI \times MAX(DI - DP, 0) + FRB \times MAX(DB - DPI, 0) \dots \dots \dots (3.1)$$

- Dónde:
- DPI* Es la demanda máxima medida en el periodo punta
 - DI* Es la demanda máxima medida en el periodo intermedio
 - DB* Es la demanda máxima medida en el período base
 - DPI* Es la demanda máxima medida en los periodos punta e intermedio
 - MAX* Significa máximo, es decir, cuando la diferencia sea negativa se tomará cero.

FRI Y *FRB* son factores de reducción para el periodo intermedio y base respectivamente, su valor depende de la tarifa y región en cuestión.

Región	Tarifa HM		Tarifa HS y HSL		Tarifa HT y HTL	
	FRI	FRB	FRI	FRB	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070	0.066	0.033	0.066	0.033
Baja California Sur	0.195	0.097	0.124	0.062	0.104	0.052
central	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050
Noreste	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050
Noroeste	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050
Norte	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050
Peninsular	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050
Sur	0.300	0.150	0.200	0.100	0.100	0.050

Tabla. 3.8 Factores de reducción para el periodo intermedio y base, para las tarifas HM, HS, HSL, HT y HTL

Las demandas máximas se determinan en los distintos periodos mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts (kW) durante cualquier intervalo de 15 minutos. El registrado será el mayor valor de todos los intervalos de 15 minutos durante el mes facturado. Cualquier fracción del kW de demanda facturable se tomara como kW completo.

Para las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante la temporada que no tiene periodo punta.

En la tabla 3.9 se muestran el costo (pesos MNX) para la demanda y consumo en periodo punta, intermedia y base de la tarifa H-M en el mes de Agosto de 2010.

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable (kW)	Cargo por kilowatt - hora de energía de PUNTA (kW/h)	Cargo por kilowatt - hora de energía de INTERMEDIA (kW/h)	Cargo por kilowatt - hora de energía de BASE (kW/h)
Baja California	233.300	1.9014	0.9586	0.7534
Baja California Sur	224.230	1.5255	1.3304	0.9413
central	161.680	1.8225	1.0617	0.8874
Noreste	148.660	1.6833	0.9857	0.8074
Noroeste	151.820	1.6931	0.9781	0.8195
Norte	149.380	1.6953	0.9952	0.8097
Peninsular	167.060	1.7828	0.9974	0.8217
Sur	161.680	1.7848	1.0145	0.8441

Tabla. 3.9 Costo por demanda y consumo en periodo punta, intermedia y base; tarifa H-M, Agosto 2010

Para esta tarifa, H–M, las horas se determinan de acuerdo al horario de verano y resto del año, por ejemplo, para la región Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur, las horas son las de la tabla 3.10

REGION CENTRAL, NORESTE, NOROESTE, NORTE, PENINSULAR Y SUR			
Verano:		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
Sabado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y día festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	
Resto del año:		Del ultimo 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
Sabado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y día festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Tabla 3.10 Horas en periodo base, Intermedia y punta; tarifa H - M

TARIFA H–S

Para la tarifa HS, Horaria para servicio general de alta tensión, nivel subtransmisión. Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrándose en alta tensión, nivel subtransmisión.

Cuotas aplicables:

- Cargo por demanda facturable
- Cargo por energía consumida en punta
- Cargo por energía consumida en base
- Cargo por energía consumida intermedia

- Cargo por energía consumida en semipunta
- Cargo por ajuste por variación en el precio de combustible.
- Cargo por alumbrado público (en los municipios que así lo decidan)
- Cargo o bonificación por factor de potencia

La demanda facturable se define según la región tarifaria como se establece a continuación.

Para la región Baja California, se aplica la relación:

$$DF = DP + 0.199 \times \max(DS - DP, 0) + FRI \times \max(DI - DPS, 0) + FRB \times \max(DB - DPSI, 0) \dots \dots \dots (3.2)$$

Para la región Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur, se aplica la relación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \dots \dots \dots (3.3)$$

En esta expresión además de los significados presentados en tarifa HM, se tienen:

DS es la demanda máxima medida en el periodo semipunta.

DPS es la demanda máxima medida en los periodos y semipunta.

DSPI es la demanda máxima medida en los periodos punta, semipunta e intermedio.

En la tabla 3.11 se muestran el costo (pesos MNX) para la demanda y consumo en periodo punta, intermedia, base y semipunta de la tarifa H-S en el mes de Agosto de 2010.

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable (kW)	Cargo por kilowatt - hora de energía de PUNTA (kW/h)	Cargo por kilowatt - hora de energía de INTERMEDIA (kW/h)	Cargo por kilowatt - hora de energía de BASE (kW/h)
* Baja California	193.430	2.1829	0.9329	0.7917
Baja California Sur	209.480	1.5623	1.3051	0.9772
central	107.380	2.0550	0.9907	0.8423
Noreste	107.380	2.0550	0.9907	0.8423
Noroeste	107.380	2.0550	0.9907	0.8423
Norte	107.380	2.0550	0.9907	0.8423
Peninsular	107.380	2.0550	0.9907	0.8423
Sur	107.380	2.0550	0.9907	0.8423

* En la región baja California, el cargo por kilowatt - hora de energía de semipunta sera 1.7258

Tabla. 3.11 Costo por demanda y consumo en periodo punta, intermedia, base y semipunta; tarifa H-S, Agosto 2010

Estos periodos se aplican de acuerdo a cada una de las regiones tarifarias para horario de verano y resto del año, para la región Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur, las horas se obtienen de la tabla 3.12

REGION CENTRAL, NORESTE, NOROESTE, NORTE, PENINSULAR Y SUR			
Del 1° de Febrero al sábado anterior al primer domingo de Abril			
Día de la semana	Base	Intermedio	punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y día festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	
Del primer domingo de Abril al 31 de Julio			
Día de la semana	Base	Intermedio	punta
Lunes a Viernes	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 1:00 - 24:00	
Domingo y día festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	
Del 1° de Agosto al sábado anterior al último domingo de Octubre			
Día de la semana	Base	Intermedio	punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
Domingo y día festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	
Del último domingo de Octubre al 31 de enero			
Día de la semana	Base	Intermedio	punta
Lunes a Viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
Domingo y día festivo	0:00 - 18:00	19:00 - 24:00	

Tabla 3.12 Horas en periodo Base, Intermedia y punta; tarifa H-S

TARIFA I-15 e I-30, PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE

Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en período de punta, semipunta, intermedio o base, mayor o igual a 10,000 (diez mil) kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción.

La demanda interrumpible contratada no puede ser menor a 7,000 kW ni mayor al promedio de su demanda máxima medida en período de punta durante los tres meses previos a su solicitud de inscripción. En el caso de los usuarios ubicados en las regiones Baja California, Baja California Sur y Noroeste, el promedio se tomará sobre los tres meses previos de la temporada que tiene período de punta.

La demanda firme contratada la fijará el usuario con base en sus necesidades de operación y corresponde a la demanda mínima que el suministrador está obligado a abastecer al usuario, durante un periodo de interrupción.

TARIFAS DE RESPALDO

Se aplican a usuarios que sean autogeneradores de electricidad y que de acuerdo a sus características soliciten un servicio de energía eléctrica para respaldar su suministro.

Aspectos generales

En cuestión de voltaje de suministro se definen de la siguiente manera.

- Baja tensión es el usuario que suministra en niveles menores o iguales a 1.0 kiloVolts (kV).
- Media tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1.0 kiloVolts (kV) pero menores o iguales a 35 kiloVolts.
- Alta tensión a nivel subtransmisión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 kiloVolts (kV), pero menores a 220 kiloVolts.
- Alta tensión a nivel Transmisión es el servicio que se suministra en niveles de voltaje mayores o iguales a 220 kV.

3.1.4 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica simplemente se define como la cantidad de energía eléctrica, que se transporta o que se consume en una determinada unidad de tiempo (potencia), si la tensión se mantiene constante, la potencia es directamente proporcional a la corriente (intensidad), Ésta aumenta si la corriente aumenta, sus unidades son los Watts o KiloWatts (W o kW).

Haciendo una analogía con la fuerza de una persona, refiriéndonos a que una persona puede cargar más o menos peso que otra. De igual manera, podemos decir que: un foco va a tener una demanda “potencia”, mayor o menor que otro equipo.

Los cargos por concepto de la demanda se basan en los costos de generación de energía eléctrica, de la transmisión y distribución de la misma, de acuerdo con los medios disponibles para efectuarlas.

A continuación se anuncian diversos términos que complementan el concepto de demanda eléctrica y que son términos utilizados por las compañías suministradoras de energía eléctrica y por lo tanto, ayudaran a comprender la forma de cómo es determinado el costo de energía.

Demanda acumulada: es la potencia promedio durante un periodo de tiempo fijo. Se obtiene de dividir la energía consumida entre el lapso de lectura.

$$Demanda\ acumulada = \frac{Energia(t)}{\Delta t} \dots\dots\dots (3.4)$$

Dónde: *Energia(t)* es la energía consumida desde el inicio del período, hasta el tiempo t

Δt Es el periodo de demanda

Periodo de Demanda: El periodo de demanda es el periodo de tiempo, en el cual se promedia el consumo de potencia para calcular la demanda acumulada. En el caso de la medición de CFE, el periodo de demanda " Δt " es igual a 15 minutos.

Demanda máxima: Es el valor más alto de la demanda acumulada, obtenida en cualquier periodo de demanda que se encuentre dentro del período de facturación. Esta demanda máxima es la utilizada para el cobro de la facturación eléctrica.

Demanda estimada: Es el valor de la demanda máxima, que se tendría al finalizar el periodo de demanda que está transcurrido en un momento dado, si la potencia instantánea de dicho momento se mantiene en el mismo valor hasta el final del período de demanda.

3.1.4.1 Relación entre Potencia, Energía y Demanda

En las figuras 3.14, a la 3.15, se muestran las relaciones entre la potencia instantánea, consumo de energía y demanda acumulada. El periodo de demanda, está definido de acuerdo con el procedimiento utilizado por el suministrador (CFE), es decir, periodos de 15 minutos rodados cada 5 minutos.

La figura 3.2 se observa la potencia instantánea requerida en el periodo de demanda

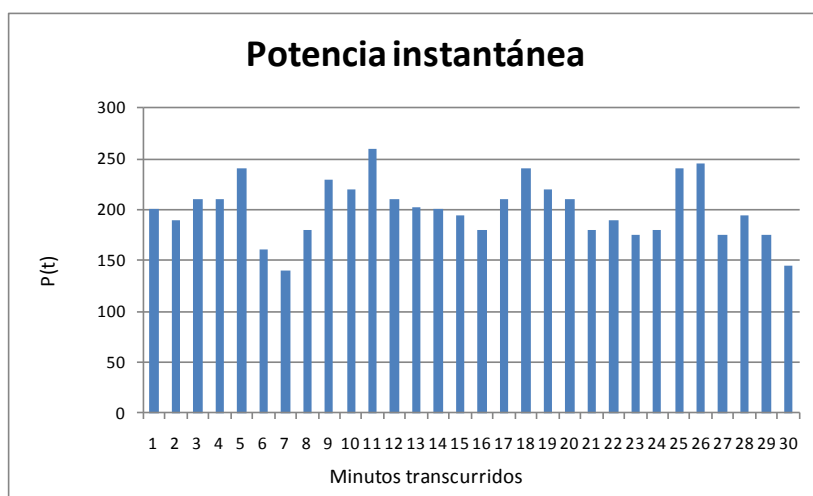


Fig. 3.2 Potencia instantánea

En la figura 3.3 se presenta el consumo de energía por período de demanda. La forma de la gráfica de consumo de energía es determinada por la gráfica de potencia instantánea.

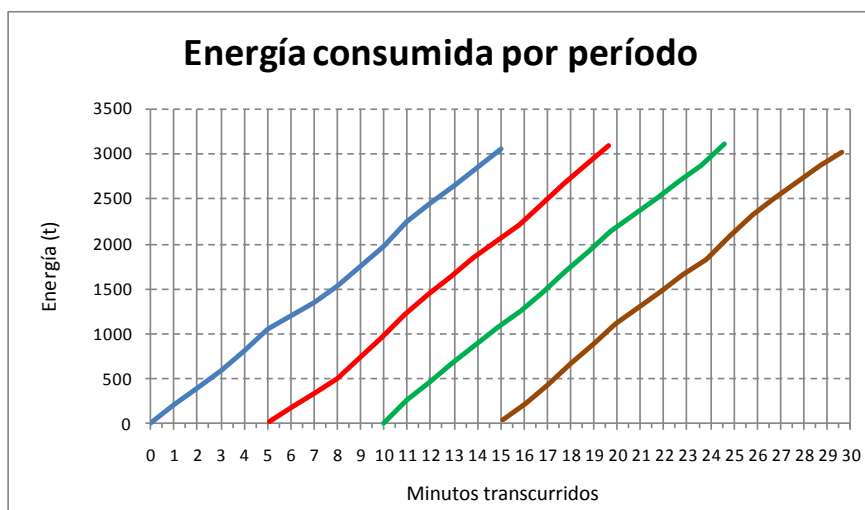


Fig. 3.3 Energía consumida por período

Al inicio de cada período de demanda, se puede observar que la gráfica de consumo de energía comienza en cero. Una vez que inicia el período de potencia, se consume energía y la línea de la gráfica de energía crece.

En la figura 3.4 se muestra la demanda acumulada en cada período de demanda, además se observa que está tiene el mismo comportamiento del consumo de energía.

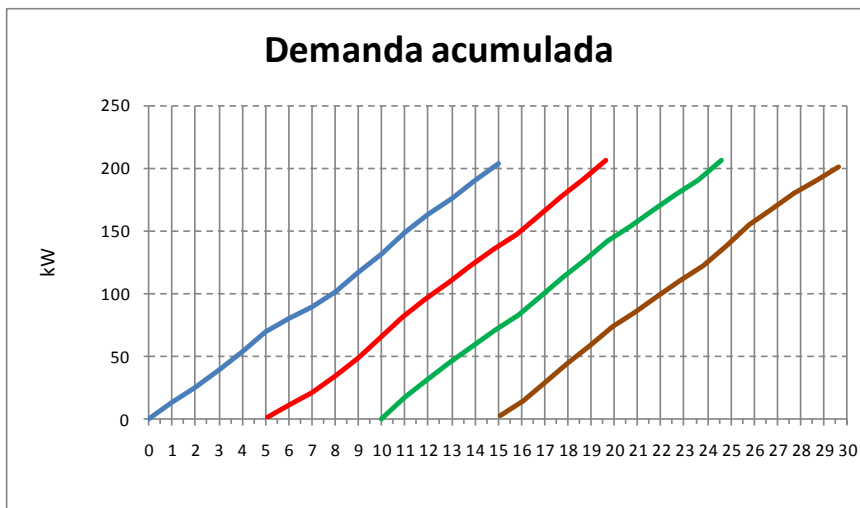


Fig. 3.4 Demanda acumulada por período de demanda

La diferencia entre ellas es que la demanda acumulada, en cualquier instante de tiempo, es igual a la magnitud de la energía dividida entre el período de demanda, para nuestro caso 15 minutos.

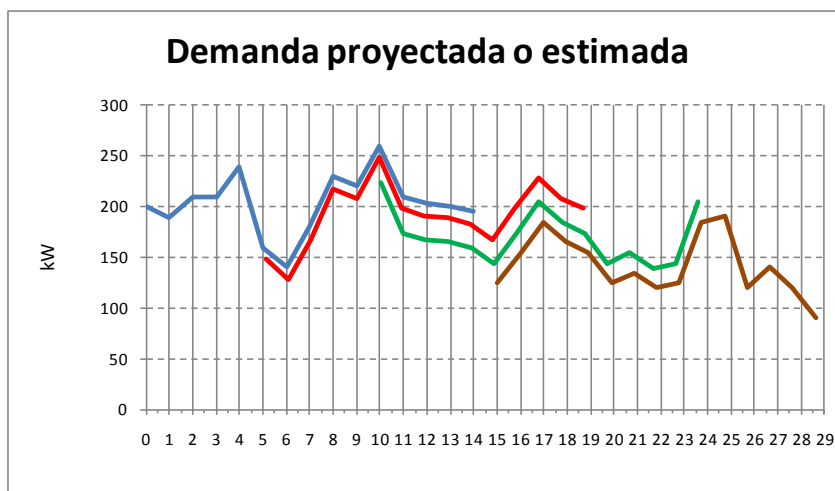


Fig. 3.5 Demanda proyectada por período de demanda

3.1.4.2 Medición de la demanda

El desconocimiento asociado al cargo por demanda máxima, produce que se asuma que el cargo está basado en un pico instantáneo de demanda. No lo es, en su lugar pico de demanda instantánea es promediando o integrando sobre un período prefijado de 15 minutos.

Para la medición de la demanda, se utiliza el siguiente método: se realiza la medición del consumo de energía por un período de 15 minutos. El consumo de energía en los 15 minutos, es dividido entre el período de demanda de 15 minutos para obtener una demanda promedio. Posteriormente, el siguiente período de medición es desplazado en 5 minutos, tomando un período de demanda de 15 minutos.

En la siguiente figura, se observa un diagrama de los períodos de demanda y el desplazamiento de tiempo entre período y período.

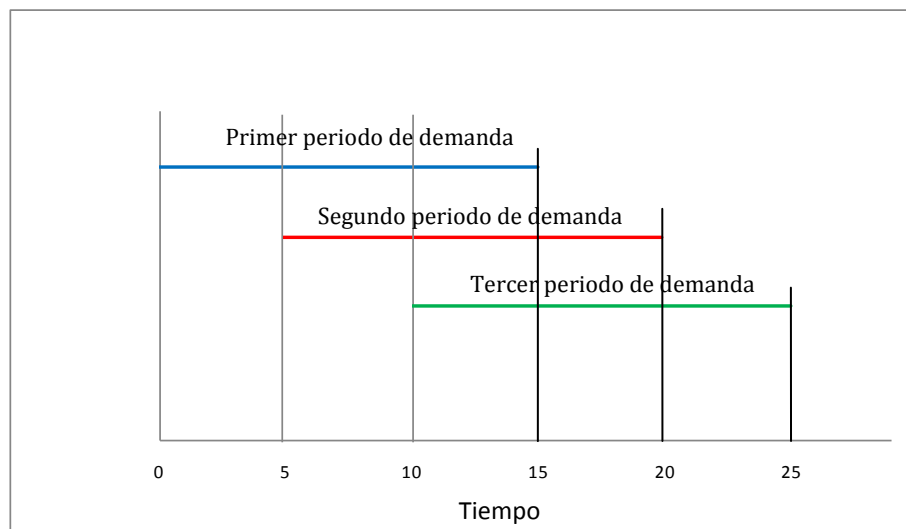


Fig. 3.6 Periodos de demanda de 15 minutos cada 5 minutos

3.1.4.3 Factor de demanda

Un parámetro útil para determinar el efecto relativo de la demanda máxima sobre la factura eléctrica y que ayude a evaluar la oportunidad de reducción de la demanda es el factor de demanda de la planta. El factor de demanda, se define como la razón del consumo eléctrico y la demanda máxima medida entre el tiempo que dura el ciclo de análisis. Se puede interpretar como una medida del aprovechamiento de la energía consumida y la demanda máxima solicitada.

Por ejemplo, si un consumidor utiliza su capacidad total al máximo todo el tiempo, o sea su demanda máxima durante las 24 horas del día, se dice que está operando al 100% de carga y su factor de demanda será del 100%. En esta forma se logrará la tarifa más baja por kWh. El factor de demanda se puede calcular para cada factura eléctrica mensual como:

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Consumo de energía (kWh)}}{\text{Demanda Máx.} \times \text{Horas del período de facturación}} \dots\dots\dots (3.5)$$

También se entiende por factor de demanda a la relación que existe entre la demanda media en un intervalo de tiempo y la demanda máxima en ese mismo período. La demanda media es la relación del consumo de energía durante el período de facturación y las horas de operación durante el mismo período, es decir:

$$\text{Demanda media (kW)} = \frac{\text{Consumo de energía (kWh)}}{\text{Horas de operación}} \dots\dots\dots (3.6)$$

La diferencia entre la demanda máxima y demanda media es un indicador de la manera en que se consume la energía en relación a la potencia eléctrica máxima solicitada, implica que si se administra la demanda máxima manteniendo el mismo consumo de energía, esta podría disminuir únicamente en la diferencia entre ambas.

De lo anterior se desprende que el valor ideal del factor de demanda para efectos de minimizar el cargo por demanda máxima, es igual a la unidad.

$$\text{Factor de demanda (\%)} = \frac{\text{Demanda media (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \times 100 \dots\dots\dots (3.7)$$

En la práctica es casi imposible lograr que este factor sea la unidad, sin embargo, para acercarse lo más posible a este valor es necesario reducir la demanda máxima, esto se puede lograr administrando la operación energética de los equipos eléctricos dentro del inmueble (siempre y cuando las condiciones productivas lo permitan). Cabe señalar que un factor de demanda del 100% no implica necesariamente un uso racional de la energía.

3.1.4.4 Factor de carga

Las empresas suministradoras de energía eléctrica emplean un factor de carga para conocer cuanta energía del total disponible para una empresa es utilizado, su significado es parecido al del factor de demanda. La diferencia fundamental entre ambos factores son las horas utilizadas para su determinación.

En el factor de carga la compañía suministradora considera que la energía eléctrica está disponible durante todo el tiempo, es decir todos los días de facturación durante las 24 horas.

$$\text{Factor de Carga (\%)} = \frac{\text{Consumo de energía (kWh)}}{24 \text{ horas} \times \text{días de facturación}} \times 100 \dots\dots\dots (3.8)$$

Es deseable alcanzar el más alto factor de carga posible para que el costo promedio de energía pueda ser reducido. El factor de carga se puede incrementar, ya sea, aumentando el consumo de energía a demanda constante o reduciendo la demanda a consumo constante.

Un factor de carga bajo en una planta, es un indicador de la posibilidad de controlar la demanda. El factor de carga ideal es de 1 pero es muy difícil de alcanzar, mientras más alto es el factor de carga, es mejor la utilización de la capacidad instalada de la planta y menor es el costo promedio de energía.

Para una planta que opere un sólo turno, el factor de carga está limitado alrededor de 0.25 a 0.3, para dos turnos de operación, el factor de carga puede ser de 0.55 a 0.6, mientras que para una planta cuya operación sea de 3 turnos, se pueden alcanzar factores de carga tan altos como 0.85 a 0.90.

Esto se traduce en un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica que se traduce en ahorros económicos y de productividad para la empresa.

3.1.5 Consumo eléctrico

Si cada equipo al prenderse o conectarse tiene una cierta demanda (watts o kilowatts) sobre las líneas de energía eléctrica, el producto de la demanda por el tiempo que se tiene esa demanda es la energía consumida, comúnmente indicados como kilowatts – hora.

El consumo de energía eléctrica que tiene un foco de 100 Watts en tres horas que esta prendido es:

$$100Watts \times 3horas = 300Wh = 0.3kWh \dots\dots\dots (3.9)$$

En la figura 3.19 se representa gráficamente la demanda originada por prender 25 focos incandescentes de 100 Watts cada uno. En esta figura indica el eje de las “y” la demanda en kW, y en el eje de las “x” el tiempo que permanece esta demanda.

$$Demanda\ total = 25_{focos} \times 100Watts_{por\ foco} = 2,500\ Watts = 2.5kW \dots\dots\dots (3.10)$$

El consumo que es la demanda por el tiempo es para 15 días continuos:

$$\text{Consumo}_{\text{para 15 días}} = 2.5\text{kW} \times 15\text{días} \times 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} = 900\text{kWh} \dots\dots\dots (3.11)$$

De la misma figura 3.7 se puede observar que el consumo está representado por el área bajo la curva de demanda.

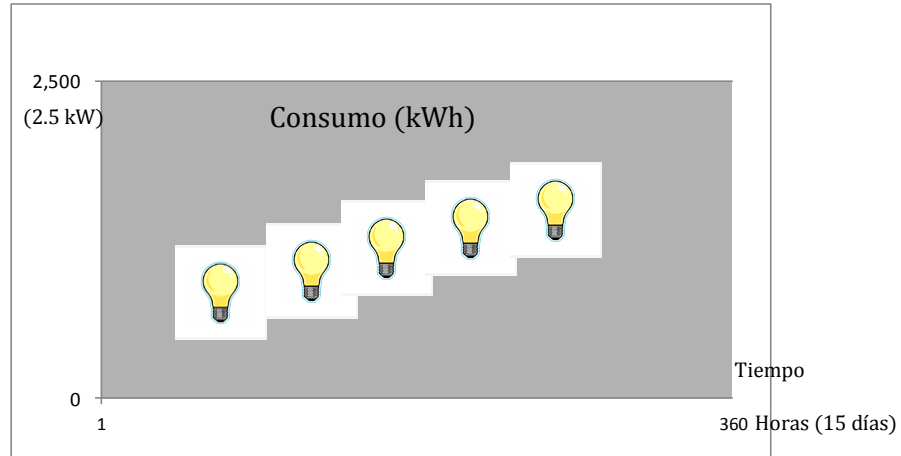


Fig. 3.7 Demanda de 25 focos incandescentes

3.2 Mediciones eléctricas

La medición confiable y precisa es una necesidad para tener resultados con fundamentos sólidos y dignos de crédito por parte de la empresa o de éste, involucrado en el diagnóstico del proyecto.

En este apartado se presentan los lineamientos para que el personal encargado del proyecto, realice una adecuada programación de las mediciones, selección de las herramientas e instrumentos necesarios, selección de los equipos a medir, ya sea puntualmente o en forma continua, que realice un correcto análisis de las mediciones, presente apropiadamente sus resultado y por último tome las precauciones necesarias al realizar mediciones eléctricas.

3.2.1 Planeación de las mediciones

Un programa de mediciones bien planeado y programado es muy diferente a tomar mediciones en todas partes y a todas horas.

La planeación se refiere básicamente a las consideraciones y decisiones de dónde se medirá, duración de la medición y qué equipos se utilizarán, que previsiones son necesarias tomar, los riesgos que pudieran presentarse y cómo se deberán realizar las mediciones.

La programación se elabora para definir cuando, en qué orden, simultaneidad, duración y frecuencia deben realizarse las mediciones y que elementos se requieren para coordinarlas.

La planeación tiene mucha importancia y debe dársele la atención y tiempo que reclama. Este tiempo y esfuerzo será recompensado ampliamente con la continuidad del trabajo. Para hacer las mediciones debe tenerse en cuenta que no son representativas de la operación de la empresa. Las mediciones que se realizan cuando la empresa se encuentra trabajando en un período de baja producción o cuando tiene un pedido urgente y se encuentra a toda su capacidad.

En la siguiente lista se indican, a título enunciativo, los conceptos que como mínimo debe de contemplar la planeación de las mediciones de un análisis de control de demanda eléctrica.

- Cargas energéticamente importantes
- Periodos representativos o típicos
- Época más conveniente
- Instrumentación necesaria
- Personal requerido (por parte de la empresa y/o la firma consultora, si la hay)

- Instrucción sobre reglas de seguridad de la empresa
- Frecuencia de lecturas definidos
- Formatos de registro
- Entrevistas con los operadores o coordinadores de planta

3.2.2 Determinación de los equipos a medir

Se trata de medir cuando menos a los equipos necesarios para llegar a un 80% de la demanda máxima de la empresa, el número de equipos dependerá del tamaño y tipo de la misma, pudiendo llegar a ser muy grandes en plantas manufactureras o muy pequeño en empresas siderúrgicas.



Fig. 3.8 Equipo analizador de redes y medición de energía

3.2.3 Mediciones puntuales

Estas mediciones se realizaran con un analizador de redes portátil o con un amperímetro y factorímetro.

Las mediciones puntuales se realizarán bajo condiciones de operación normal de los equipos y se tomarán como mínimo durante seis veces y de preferencia dos por turno de trabajo de la empresa.

En caso de presentarse variaciones importantes se procederá a hacer mediciones continuas.

Los principales parámetros eléctricos que tienen que medirse en cada una de las fases son los siguientes.

- Corriente activa (Amperes)
- Energía reactiva (KVARh)
- Voltaje (V)
- Potencia (kW)
- Factor de potencia (%)

3.2.4 Mediciones continuas

Estas mediciones se realizan con un analizador de redes que se queda conectado al equipo a medir durante el tiempo que sea necesario hacer la medición.

Los principales parámetros eléctricos que se pueden registrar con un analizador son las mencionadas en el apartado anterior, pero también se pueden registrar:

- Armónicos
- Flicker
- Corriente de arranque
- Frecuencia
- Alta o baja Tensión
- Transitorios de Tensión o Corriente
- Abatimientos o picos de Tensión
- Muecas
- Interrupciones de Tensión

Un ejemplo de este equipo puede ser como un Analizador de redes trifásico 434 FLUKE que es práctico y proporciona todas variables mencionadas a la vez sin necesidad de otro equipo.

El intervalo y duración de la medición se programará sobre la base del equipo que se esté midiendo, pero lo más común es hacer mediciones cada 5 milisegundos durante un intervalo de dos a seis horas, en caso de que el comportamiento no sea constante se incrementa el intervalo de medición hasta que se obtengan las condiciones representativas de la operación del equipo.

3.2.5 Análisis de las mediciones

El análisis debe de detectar desviaciones inaceptables, no usuales, diferencias absurdas entre valores de parámetros relacionados, falta de precisión al tomar las lecturas y problemas de mal funcionamiento de los instrumentos de medición, entro otros conceptos.

El análisis también incluye que los formatos y registros estén completos, legibles, identificados por los responsables, teniéndolos muy bien identificados por áreas, equipos y nombres. Se puede identificar en esta etapa la necesidad de recalibrar los instrumentos si hay necesidad.

La información analizada y confiable permitirá utilizarla con seguridad en la metodología de identificación de oportunidades de ahorro de energía eléctrica.

Buen criterio y experiencia son dos conceptos indispensables para dar credibilidad a los valores de lecturas obtenidas y las propuestas que se realicen.

Un buen sentido común nos puede dar luz para desechar valores fuera de rangos esperados y factibles en función de las características, capacidades, o condiciones de operación del equipo.

No es raro que a pesar de lo antes expuesto, las muestras no sean representativas, el equipo no haya sido correctamente instalado o mal calibrado, las

mediciones no correspondan a los períodos típicos de operación o bien, que el operador del instrumento no tenga familiaridad o capacitación suficiente para su uso correcto.

La lista de posibilidades puede ser muy grande o muy limitada dependiendo en mucho del criterio y experiencia de quienes participan en las campañas de mediciones.

La ausencia de un buen criterio puede llevarnos a tomar como válidas lecturas correspondientes a una condición energética muy distinta de la realidad.

3.2.6 Presentación de las mediciones, comentarios y propuestas

En los diagnósticos para evaluar el potencial de ahorro no es necesario que se presenten en forma de tabla y por escrito los valores obtenidos de las mediciones cada 5 milisegundos, ya que esto nos daría un volumen innecesario de información que no puede ser interpretada por los directivos de la empresa ya que simplemente solo les interesa las cuestiones financieras.

Estos datos deben interpretarse y presentarse en forma gráfica en forma de resumen ejecutivo, con comentarios breves, análisis sobre las propuestas y los ahorros y beneficios que se obtendrían al realizar dicho proyecto.

3.3 Administración de la demanda

3.3.1 Curvas de demanda

Una vez que el análisis de la factura, ya sea a través de la demanda específica o el factor de carga, indica la posibilidad de controlar la demanda, se pueden desarrollar curvas de carga o perfiles y determinar cuándo y de dónde provienen las contribuciones a la demanda máxima.

Las curvas de carga deben graficarse iniciando con la escala de tiempo más grande, tal como se muestra en la tabla 3.13

CARACTERÍSTICAS DE LAS CURVAS DE CARGA		
Curva de carga	Período	Fuente de datos
Máxima Demanda mensual	Al menos de dos años	Facturas eléctricas
Diaria	Un período de facturación	Analizador de redes o potenciómetro
Horaria	Un par de días típicos	Analizador de redes o potenciómetro

Tabla. 3.13 Curvas de carga

Con el perfil de la demanda máxima mensual se puede identificar rápidamente el patrón de demanda durante el año y determinar cuáles meses pueden contribuir más a la demanda facturable, tal y como lo muestra la figura 3.9

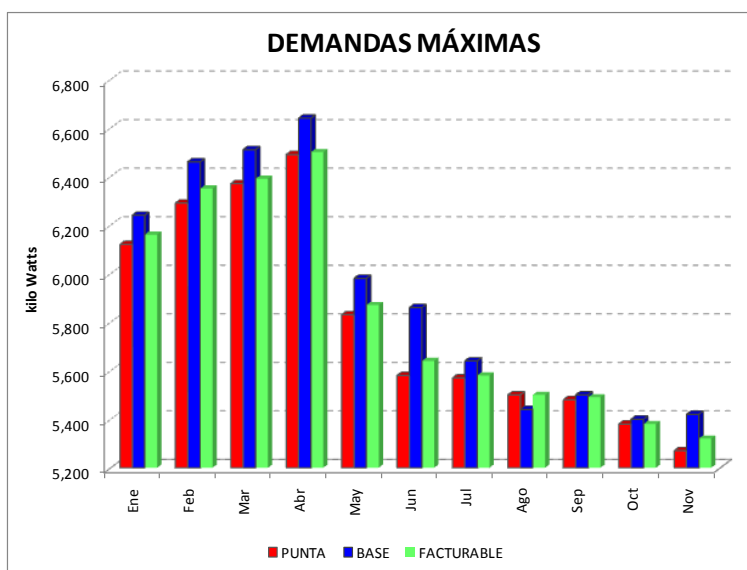


Fig. 3.9 Demandas Máximas Mensuales

La curva de demanda máxima diaria, puede indicar los días del mes en los que ocurren las demandas más altas, en la siguiente figura se muestra el comportamiento de la demanda máxima para un periodo de facturación de 30 días.

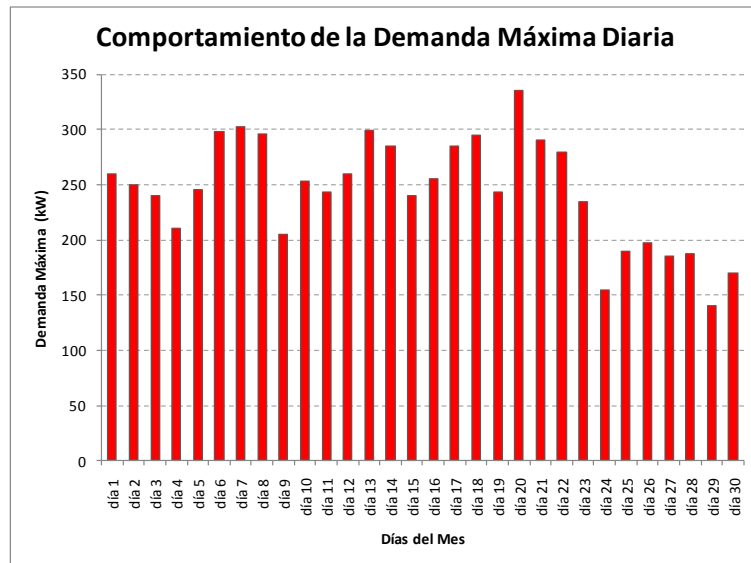


Fig. 3.10 Demanda Máxima Diaria

El perfil horario de demanda, indica los momentos del día en que se presentan las demandas más altas, la siguiente gráfica muestra el comportamiento de la demanda para un día típico.

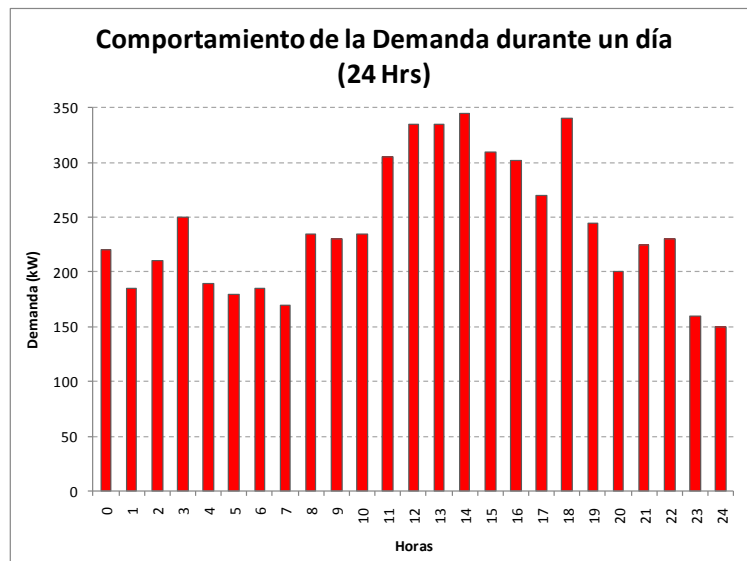


Fig. 3.11 Comportamiento de la demanda horaria

Tan pronto como cualquiera de estas curvas se tengan realizadas, aparecerán algunas preguntas como:

¿Por qué un determinado mes tuvo el mayor consumo?

¿Por qué la variación de mes en mes?

¿La producción está variando suficientemente como para explicar los diferentes niveles de demanda y consumo?

¿Las diferencias corresponden con la producción?

¿Por qué la demanda no es constante entre un día y otro?

¿Por qué el pico diario ocurre en un momento en particular?

Las respuestas a estas preguntas y muchas otras pueden permitir identificar las medidas necesarias para controlar la demanda. Pueden necesitarse mediciones adicionales para identificar qué equipo en particular está contribuyendo a la demanda y en qué medida, y entonces se estará en posibilidad de adoptar las medidas adecuadas para reducir el valor de la demanda máxima.

3.3.2 Equipos de medición

El conocimiento de la curva de demanda es de gran utilidad para definir las posibilidades de controlarla y mantener a su nivel mínimo la facturación mensual por el servicio eléctrico y por otra parte para utilizar las posibilidades de ahorrar energía eléctrica cuando se tienen desperdicios de la misma.

Para obtener la gráfica del comportamiento de la demanda (fig. 3.12) requerimos equipos de medición, tales como analizadores de redes.

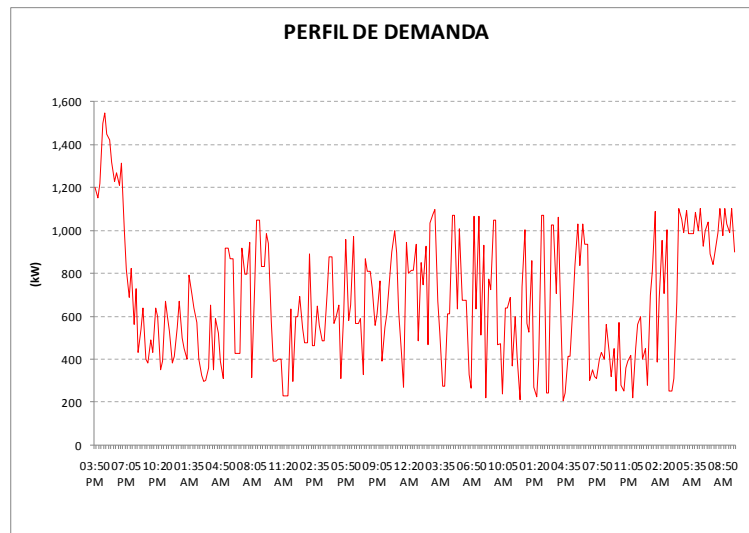


Fig. 3.12 Perfil de demanda horaria de una empresa

3.3.3 Identificación de las cargas

Para controlar la demanda máxima es importante conocer cuáles son las cargas o equipos básicos para el desarrollo de las actividades en el proceso o trabajo, y aquellas que operan de forma periódica o esporádica. Por otro lado, se debe medir la potencia que aporta cada una de estas cargas que contribuyen a la demanda máxima de facturación.

- Hornos eléctricos
- Bombas hidráulicas de pozo
- Molinos
- Bombas hidráulicas de torres
- Ventiladores
- Compresores de aire
- Sistemas de aire acondicionado
- Etc.

Para el control de demanda, es importante asignar prioridades a las cargas. Las cargas que tienen poco o ningún impacto sobre la producción o el confort, pueden considerarse como iniciales para ponerse fuera de servicio temporalmente. Las cargas que son básicas para el proceso productivo deben ser las últimas en la lista de prioridades o inclusive no ser seleccionadas. Una vez que este tipo de análisis fue realizado, la planta está lista para probar un programa para controlar la demanda máxima.

3.3.4 Métodos de control de demanda

La demanda máxima puede ser controlada manualmente o con la ayuda de dispositivos automáticos. Con ambos existen ventajas y desventajas, además de diferentes grados de complejidad y Costos.

3.3.4.1 Control de demanda manual

El control de demanda manual más efectivo, es hacer una programación de la operación de diferentes cargas, es decir, realizar una programación de cargas.

En algunos casos, esto puede realizarse al restringir la operación de ciertas cargas durante un tiempo específico; por ejemplo, un molino de desperdicios durante las horas punta, es decir de 18:00 a 22:00. En otros casos, el itinerario puede definir tiempos de operación para cierto departamento, líneas de procesos o máquinas. En muchas plantas es fácil hacer esto y puede involucrar cambios en las costumbres de operación simples, pero permanentes.

En otras plantas, los programas de operación pueden necesitar de una revisión constante, a medida que la producción cambie.

Por otra parte, se debe realizar un seguimiento del comportamiento de la demanda mediante mediciones en los tableros principales ya sea con analizadores de redes, potenciómetros o amperímetros. Aplicando este método con la atención requerida, es decir, establecer buena comunicación con los operadores de los equipos

que son factibles de apagar, y como resultado se pueden prevenir picos de demanda innecesarios.

3.3.4.2 Control de demanda automático

En muchas plantas, el número de cargas diferentes con diversas características pueden ser muy grandes, y las variaciones posibles suelen ser demasiadas para un control manual. En otras plantas donde ya está trabajando el control manual, aún puede haber posibles reducciones a la demanda, al añadirse el control automático. Claro está que el control automático es una forma más sofisticada, versátil y confiable para asegurar un límite a la demanda máxima.

Antes de aplicar un control de demanda automático, se deben considerar las siguientes acciones:

- Determinar la carga base para administración de la demanda. Estas son las cargas en las que no se puede aplicar un sistema de control de demanda.
- Establecer en qué áreas del proceso o cargas es posible realizar un control de la demanda.
- Establecer procedimientos de operación de la planta que ayuden a la implantación del sistema de control de demanda.
- Diseñar la lógica de control de demanda, asignando prioridades a las cargas a ser controladas y establecer el método para el control de la demanda.
- La lógica de control se puede establecer mediante procedimientos manuales, para verificar que no se presenten trastornos a la producción y/o el confort, para los cuales se tienen operando los equipos.

3.3.4.3 Controlador de demanda

Un controlador de demanda es un dispositivo que actúa sobre una señal, que temporalmente apaga cargas eléctricas predeterminadas, para mantener la demanda máxima bajo control. El controlador, apaga o establece ciclos de trabajo a las cargas cuando la demanda alcanza un valor preestablecido. El punto prefijado debe ser cuidadosamente seleccionado, para que no se afecte la producción o necesidades de operación.

Existe una gran variedad de controladores de demanda disponible, con ciertos grados de sofisticación, complejidad y costo. La unidad más básica tiene los siguientes componentes:

- Transformadores de corriente, para proveer una señal de entrada desde el suministro de la compañía suministradora al controlador de demanda.
- Transductores, para convertir la señal de entrada en Watts a una señal de milivolts para el panel lógico.
- Controlador de la carga de demanda, para monitorear los niveles de potencia a la entrada y actuar cuando éstos se aproximen al nivel de demanda máxima.
- Panel relevador, para enviar señales de control a las cargas conectadas; el panel lógico envía señales a éstos relevadores de corriente los cuales en su momento, controlan el equipo.

Las unidades más sofisticadas añaden varios parámetros, para ofrecer un equipo más poderoso y versátil:

- Controles de reloj, que son usados para rotar la selección de varias cargas sobre una base de tiempo, y también para controlar el tiempo máximo a que una carga está apagada.

- Programador de ciclos de trabajo, para determinar los tiempos y periodos del ciclo de apagado de una carga durante diferentes horas de operación.
- Programador de la hora del día, que añade la posibilidad de apagar equipos independientemente de la demanda.

Controles de encendido y apagado

Existe una gran variedad de dispositivos simples y de bajo costo, que usualmente controlan una sola carga y se pueden clasificar dentro de las siguientes categorías.

- Controles de tiempo, los tipos mecánicos y más recientemente los electrónicos, controlan el encendido y apagado de equipo específico a tiempos preestablecidos durante un día o semana.
- Interlock y relevadores, pueden conectarse al cableado del equipo auxiliar de un equipo primario de manera que, cuando se apaga una máquina de proceso, su ventilador, o iluminación o flujo de agua se suspende automáticamente.
- Relevadores de fotocelda, empleados especialmente para sistemas de iluminación para encender en la oscuridad y apagar cuando la iluminación natural sea adecuada.
- Sensores infrarrojos o ultrasónicos de presencia, que perciben la presencia o ausencia humana y pueden apagar o encender la iluminación de un área determinada o algún equipo.

3.3.4.4 Controladores lógicos programables

Los controladores programables son dispositivos que emplean microprocesadores, se emplean principalmente equipos que tienen cargas cíclicas y sustituyen a los relevadores electromecánicos.

También son usados con frecuencia para controlar equipo individual con el método de encendido/apagado o a una hora específica del día.

El tiempo de arranque o paro de cada punto puede controlarse individualmente monitorearse, hay disponibles relojes de 7 días o de un año completo, de modo que el equipo puede desconectarse en fines de semana o días festivos. Estos sistemas de control son fácilmente programables y reprogramables y tienen un sistema altamente confiable.

3.3.4.5 Sistema de administración de energía

Los avances tecnológicos en microprocesadores y sus aplicaciones están cambiando continuamente la definición de los sistemas de administración de la energía. Básicamente estos sistemas cambian las funciones de un controlador programable, controlador de demanda y cualquier número de equipos individuales, iluminación y controles térmicos, también incluye la posibilidad de monitoreo, manejando señales de sensores de distancia.

El tipo de sistema similar o parte de un sistema de control distribuido, puede usar las señales de los sensores, para optimizar las decisiones energéticas relacionadas con la operación de los equipos, especialmente en ventilación, calefacción y refrigeración, Dependiendo de su potencia de computación, tales sistemas pueden manejar en realidad miles de puntos en diferentes edificios o naves. El sistema puede incluir el área de seguridad del edificio monitoreo también, así como alarmas contra incendio. Gran variedad de tipos de sistemas, software, tamaños, interfaces y distribución, mantienen un desarrollo dinámico continuo de la tecnología, estos sistemas son fundamentalmente similares.

3.3.4.6 Operación de los controles de demanda

Para que opere con efectividad, el controlador de demanda debe estar conectado y provisto de una lista de cargas que pueden ser apagadas, así como un procedimiento o prioridad para su selección, algunos tipos de controladores deben sincronizarse con el medidor de demanda máxima de CFE. Otros controladores más sofisticados pueden requerir también una entrada o recomendación de los tiempos máximos de apagado de las diferentes cargas. Finalmente, también se debe proveer al controlador de demanda de los puntos de referencia sobre los cuales se basarán las funciones de control.

La asignación de un punto de referencia en el controlador de demanda tendrá un impacto tanto en el número de cargas seleccionadas (y posibles perturbaciones al proceso), como en la cantidad de ahorros que puedan obtenerse. El primer punto de referencia podría ser cero del porcentaje de reducción calculado, posteriormente se podrán realizar ajustes hacia arriba o hacia abajo, dependiendo de cómo opera el sistema, y que influencia tiene sobre el proceso productivo.

La posición de la línea de alta demanda permitida, se determina mediante la especificación del parámetro de la demanda máxima, la pendiente de la línea es cero, es decir, es horizontal (figura 3.13)

La posición de la línea de baja demanda permitida se determina como un porcentaje de la línea de alta demanda permitida.

Una vez que se determinan las líneas de alta y baja demanda permitida, las acciones de control se realizan de la siguiente manera:

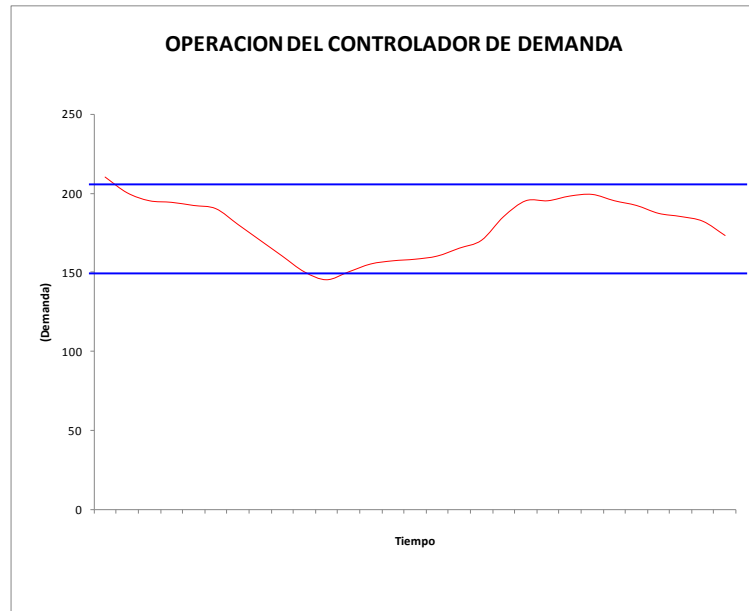


Fig. 3.13 Operación del Controlador de demanda

Si la demanda de referencia sobrepasa a la línea de alta demanda permitida, el controlador de demanda activa un relevador de control para eliminar cargas.

Si la demanda de referencia tiene valores menores a la línea de baja demanda permitida, el controlador de demanda activa un relevador de control para eliminar la acción resistiva. Este punto de referencia inferior previene separaciones o incorporaciones de cargas demasiado frecuentes.

Una vez que el controlador está activado por el punto de referencia, éste empieza a seleccionar las cargas asignadas una por una, de acuerdo con la prioridad que fue introducida en el programa.

Las cargas no críticas deben seleccionarse primero. El número de cargas que deben ser seleccionadas dependerá de las características del proceso, así como de la potencia individual de cada carga.

Cuando el controlador ha estado trabajando por algún tiempo y cuando la operación de la planta se ha acostumbrado a él, se puede hacer cuidadosamente algunas reducciones en el punto de referencia de la demanda, asegurándose de evaluar el impacto de la derivación de cada carga seleccionada.

Controladores de demanda distintos emplean métodos diferentes para determinar la tasa de crecimiento de la demanda instantánea y mantener el punto de referencia del controlador. A continuación se describe algunos de los métodos más comúnmente empleados:

METODO DE CARGA INSTANTANEA

En este método el nivel de la potencia demandada se mide continuamente y se compara con el punto de referencia preseleccionado. Este método provee un control estrecho de la potencia demandada actual.

Este método es recomendable en instalaciones con régimen de operación continuo, donde se presenta poca variación de carga a lo largo del día. En estos casos, el nivel de operación normal está muy cercano al punto de referencia superior preseleccionado.

Tiene la desventaja de que cada vez que entra en operación alguna carga, el controlador actúa, poniendo fuera alguna otra carga según la programación del controlador.

El comportamiento de la demanda está representado en la gráfica de la figura 3.14

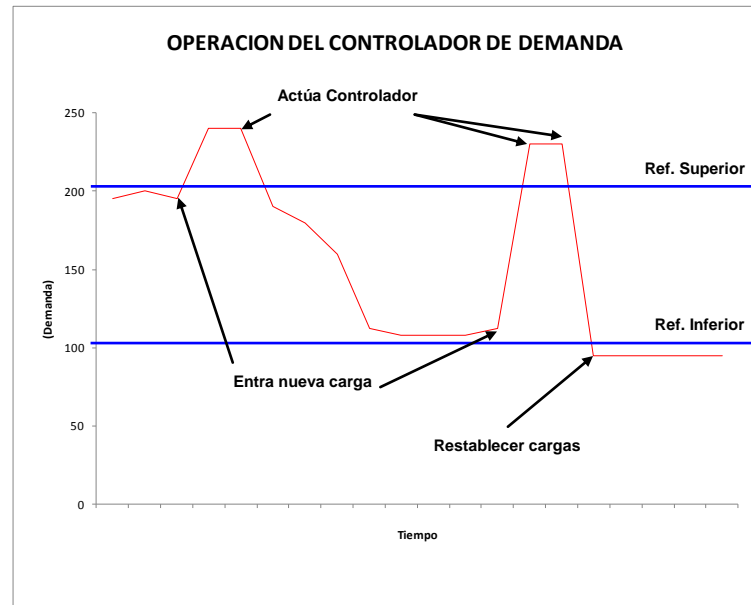


Fig. 3.14 Perfil de demanda horaria de una empresa

MÉTODO DE PROYECCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA

Este método busca predecir el valor de la demanda en el tiempo $(t + 1)$, de manera tal que las acciones del controlador se anticipen al momento en que se rebasa la referencia preseleccionada.

Este es uno de los métodos más recomendados para controlar la demanda máxima, ya que al tomar acciones anticipadas, se asegura que en ningún momento se rebase el límite superior de referencia seleccionado. Ofrece muchas ventajas en instalaciones donde por las características del proceso, se presentan variaciones continuas del nivel de demanda.

Existen básicamente dos técnicas para predecir el valor futuro de la demanda.

Técnica de la Pendiente de la curva: Esta técnica consiste en determinar el valor de la derivada de la curva en los tiempos “ t ” “ $t - 2$ ”, y con estas proyectar el valor de la demanda en el tiempo “ $t + 1$ ” DM_{T+1} , como el promedio de las proyecciones obtenidas con ambas pendientes, la figura 3.15 muestra la pendiente de la curva.

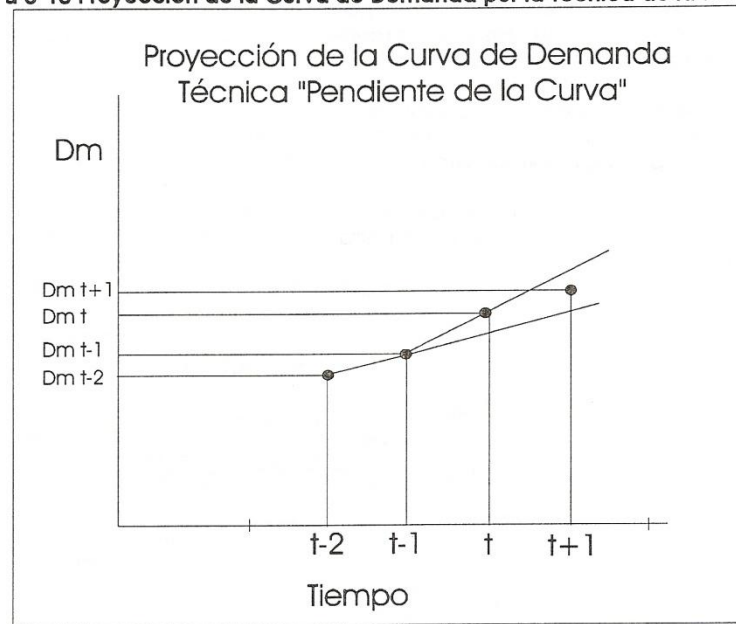


Fig. 3.15 Pendiente de la Curva

Técnica de la ecuación Cuadrática: Esta técnica consiste en encontrar una ecuación cuadrática del tipo:

$$Dm = at^2 + bt + c \dots \dots \dots (3.12)$$

Que pase por los tres últimos puntos: t , $t - 1$ y $t - 2$; y emplear esta ecuación para estimar el valor de la demanda en el tiempo “ $t + 1$ ” DM_{t+1} .

Cada una de las técnica que se han mencionado para prevenir el valor futuro de la demanda en el tiempo “ $t + 1$ ”, tiene sus desviaciones con respecto al valor futuro real, ya que el comportamiento de la demanda obedece a factores relacionados con las necesidades del proceso y éstas, normalmente no se comportan únicamente, como

función de los valores pasados de la demanda. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que el empleo de estas técnicas de predicción de la demanda, son de mucha utilidad en sistemas automáticos de control de la demanda.

CAPÍTULO 4

PROYECTOS DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la práctica, para la realización de un proyecto, es importante saber identificar los potenciales de ahorro que puedan existir en cada una de las áreas de la planta o instalación a estudiar, ya que podría haber uno o más de los temas vistos en este trabajo y que podrían contribuir con el mejoramiento en la calidad de la energía eléctrica, su aprovechamiento y sobre todo, ahorros económicos.

La persona dedicada y asignada a la interesante labor de realizar proyectos de calidad y ahorro energético debe tener la suficiente visión y experiencia para poder identificar los posibles potenciales de ahorro en determinada empresa, esto involucra que tenga conocimientos sólidos de equipos y procesos e inclusive las nuevas tecnologías y tendencias del uso de energéticos.

Se tomaron en cuenta dos ejemplos de proyecto, uno realizado en una planta dedicada a la elaboración producción y galvanizado de alambre de acero con la instalación de filtros de absorción para disminuir la presencia de armónicos en los transformadores. La otra a la elaboración de grenetina con la sustitución de motores eléctricos usados, viejos y baja eficiencia por motores de eficiencia Premium.

4.1. Metodología del Diagnóstico Energético

4.1.1. Definición

Es la aplicación de un conjunto de técnicas que permite determinar el grado de eficiencia con la que es utilizada la energía. Consiste en el estudio de todas las formas y fuentes de energía, por medio de un análisis crítico en una instalación consumidora de energía, para así, establecer el punto de partida para la implementación y control de un proyecto de ahorro de energía eléctrica, ya que se determina dónde y cómo es utilizada la misma, además de especificar cuanta e desperdiciada.

Hay que tomar en cuenta, que el diagnóstico energético es una herramienta, no la solución al control de costos energéticos. Este identifica las áreas de mayor consumo de energía. Llamando la atención al desperdicio energético y a los procesos y operaciones ineficiente. Apuntando aquellas áreas en las cuales se puede lograr un mayor ahorro.

El objetivo final es la identificación de medidas técnicas y administrativas rentables para el ahorro de energía en la empresa.

Para llegar a este objetivo, se emplearon las siguientes metas:

- El análisis preliminar de datos sobre consumos, costos de energía.
- Se obtuvo el balance energético global de la planta, así como los balances energéticos específicos de los equipos y líneas de producción intensivas en consumo de energía para su cuantificación.
- Se identificaron las áreas de oportunidad que ofrecen potencial de ahorro de energía.
- Se determinaron y evaluaron económicamente los volúmenes de ahorro alcanzables y las medidas técnicamente aplicables.

4.1.2. Tipo de diagnostico

Se aplicó una mezcla de las clasificaciones de Diagnósticos Energéticos que existen (DEN), en primer lugar se utilizó la modalidad del DEN0, dónde con la información disponible (esencialmente datos históricos de la facturación energética y la producción), y con un recorrido por las instalaciones, así como con entrevistas con el personal encargado de mantenimiento y energía, se realiza el diagnóstico.

También se aplicaron los conceptos del DEN1 (Diagnóstico Energético de primer Nivel), que esencialmente es una recolección preliminar de información y el *análisis* de la empresa, con énfasis en la identificación de fuentes evidentes de posible mejoramiento en el uso de la energía. Este método proporciona una visión general de los patrones de utilización y los costos de la energía.

Ya identificadas las principales fuentes de ahorro de energía, se realizaron mediciones y el análisis específicos en los equipos y sistemas involucrados.

4.1.3. Equipo de medición empleado

Para la realización de estos proyectos se hizo con la ayuda de distintos equipos de medición, los cuales son:

- Recibos de facturación
- Analizador de redes trifásico FLUKE, modelo 434
- Analizador de armónicos FLUKE, modelo 434
- Amperímetro de gancho
- Voltímetro
- Herramientas varias

4.1.4. Etapas del diagnostico

Planeación de los recursos

Se revisó la información actual de la planta como:

- Tamaño y localización
- Tipos de líneas de producción y productos elaborados
- Autorización de la ejecución

Recopilación de datos

Se reunieron todos los datos posibles de todo aquello relacionado con el uso de la energía de la planta y que pudiera servir para el desarrollo del proyecto, incluyendo en forma indicativa, pero no limitativa.

- Consumos energéticos mensuales y/o anuales
- Producción de la planta; propiedades y consumo de materias primas (si se dispone)
- Horarios típicos de operación de la planta
- Identificación de los principales equipos consumidores de energía
- Características físicas de la planta; estado general de equipos importantes
- Características y capacidades de los principales equipos de la planta
- Inspección visual de toda la instalación
- Tipo de tarifa

Toma de mediciones

Se realizaron mediciones en la planta durante horarios de trabajo normales con el objetivo de La toma de mediciones durante trabajo normal con los siguientes objetivos:

- Complementar los datos recopilados de la planta, para tener una mayor visión técnica de las áreas dónde la información de la planta no esté disponible
- Comprobar la operación y comportamiento de equipo importante0020(identificado con potencial de ahorro) en la planta, logrando una mejor base para las estimaciones de ahorros potenciales y proporcionando una idea objetiva de la eficiencia de cada uno
- Apoyar a la elaboración del balance energético global de la planta

La cantidad de mediciones y los equipos a medir, quedan a criterio del equipo auditor, y dependen de la situación de la planta, la existencia de datos confiables y el tiempo disponible.

Análisis de datos

Una vez que los datos han sido reunidos, se analizan de acuerdo con los siguientes pasos:

- Desarrollar una base de datos de consumos de la planta
- Calcular los costos de los energéticos
- Elaborar balances energéticos de la planta
- Preparar índices de consumo de energía
- Evaluar la operación de la planta
- Estimar el potencial de ahorro de energía

Estimación de potencial de ahorro energético

La estimación del potencial de ahorro depende de las observaciones hechas durante el recorrido de la planta y mediciones, así como de la experiencia del equipo auditor. Las oportunidades de ahorro de energía que resultan de un diagnóstico

energético determinan de una forma preliminar el alcance de este potencial, que generalmente estará dado en términos de porcentajes.

Cuando no se tiene absoluta certeza de los potenciales de ahorro, o cuando no se tiene mucha experiencia en un área específica dónde se detecte una oportunidad de ahorro de energía, para realizar la estimación del potencial de ahorro, será necesario realizar mediciones específicas del consumo actual, así como cálculos de los consumos esperados después de implantar las medidas de ahorro.

4.2. Implementación de filtros de absorción de armónicos en planta metalúrgica

El proyecto se sustenta en la implementación e instalación de filtros de armónicos de absorción para la 5ª y 7ª armónica principalmente.

4.2.1. Antecedentes

La empresa Viga trefilados S.A. de C.V. localizada en Lázaro Cárdenas Michoacán, está alimentada en su sistema eléctrico de potencia por una línea trifásica de 115 kV, 60 Hz, Tarifa HS. La alimentación de energía eléctrica en el punto de acometida es de 942.8 MVA. Esta línea surte a dos transformadores de acometida: TRP – 1 y TRP – 2, de 10 MVA cada uno, en una relación de voltaje de 115/13.2 kV. Estos dos transformadores surten a su vez, a 15 transformadores secundarios, ocho a través de TRP – 1 y siete a través de TRP – 2 todos ellos de 2,000 kVA, relación de voltaje 13.2/0.44 kV. Cada uno, manteniendo así una demanda promedio de la planta de 2,658 kW.

En la figura 4.1 se puede observar el diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia de la planta.

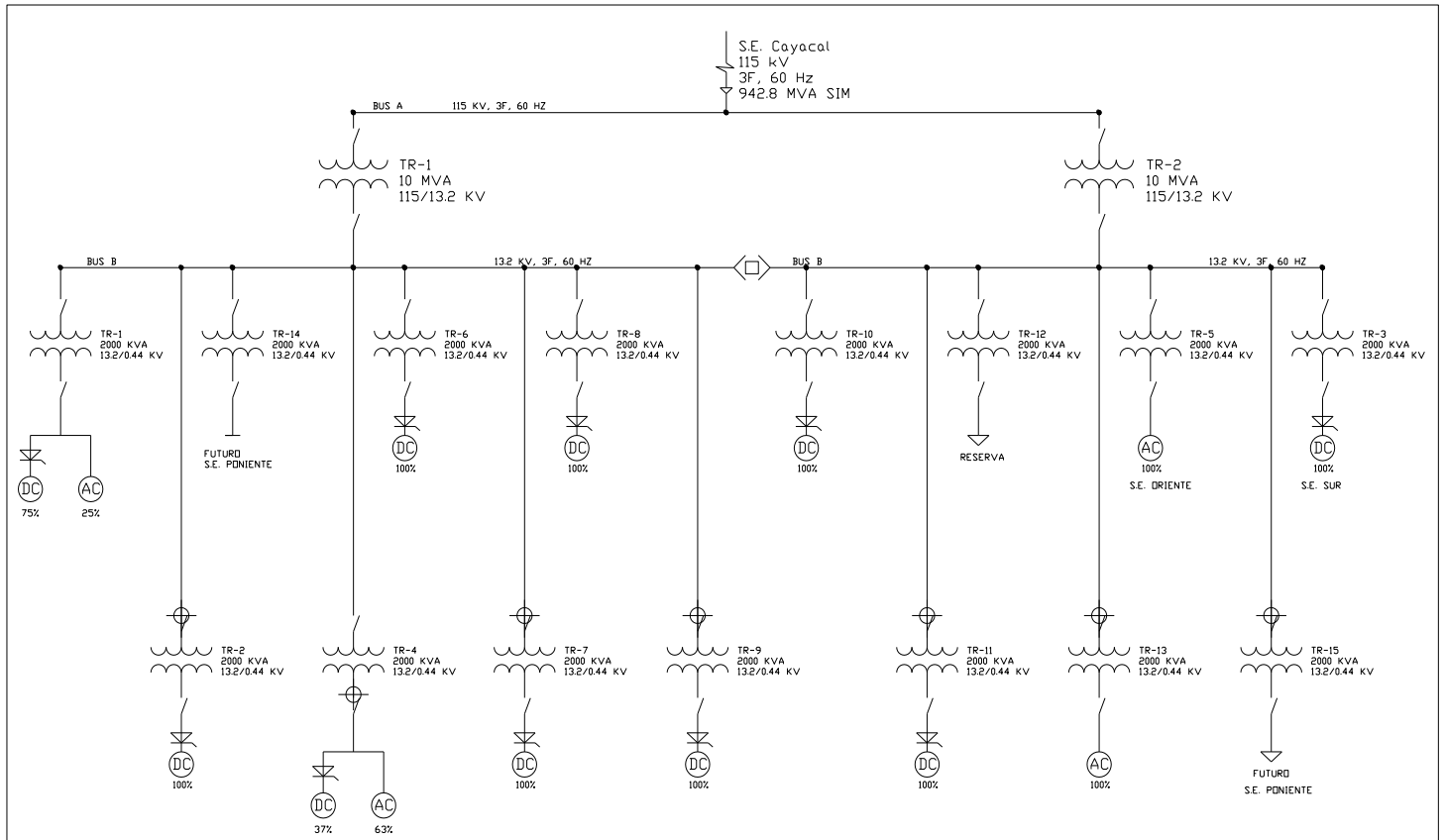


Fig. 4.1 Diagrama unifilar de la planta VIGA TREFILADOS, S.A. de C.V. Tarifa HS

Dentro de los equipos con potencial para lograr ahorros importantes en VIGA TREFILADOS se encontraron principalmente todos los transformadores que alimentan cargas de *CD* como son motores de *CD* que utilizan grandes rectificadores compuestos por electrónica de potencia y variadores de frecuencia para el control de motores de *CA*.

A consecuencia de que en los secundarios de los transformadores TR-1, TR-2, TR-3, TR-4 y del TR-6 al TR-11, son generadores de corrientes armónicas constituidos básicamente por rectificadores de corriente directa y variadores de velocidad instalados a 440 V, en el TR-1 y TR-4 la proporción de carga *CD* es del orden de 75% y 37%, respectivamente, del total de la carga instalada. En los transformadores TR-2, TR-3 y del TR-6 al TR-11 la proporción de carga en corriente directa es del 100%. El resto de la carga instalada, en todos los casos, se constituye por cargas de corriente alterna (*AC*) y que no son emisoras de corrientes armónicas.

4.2.2. Facturación eléctrica

Tomando como base el historial de la facturación eléctrica de la empresa VIGA TREFILADOS, observamos que su consumo anual es de 14,446.97 MWh, su demanda eléctrica promedio mensual es igual a 2,658.35 kW y su facturación promedio anual \$18,503,802.00 pesos, dichos valores se obtienen de la tabla 4.1 y la cual, es de acuerdo a los datos de la facturación de este año.

MES	DEMANDA MÁXIMA (kW)	CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL (kWh)	FACTURACIÓN ELÉCTRICA (\$)
ene-09	2,808	1,358,400	-
feb-09	2,869	1,284,800	-
mar-09	2,805	1,233,600	-
abr-09	2,405	1,216,529	-
may-09	2,585	1,268,165	-
jun-09	2,341	1,158,122	-
jul-09	2,277	1,126,147	-
ago-09	2,776	1,311,600	-
sep-09	2,481	1,133,600	-
oct-09	2,166	1,123,363	-
nov-09	2,469	1,101,117	-
dic-09	2,605	1,305,500	-
ene-10	2,813	1,324,585	\$1,682,325.00
feb-10	2,527	1,139,758	\$1,278,289.50
mar-10	2,892	1,287,063	\$1,384,605.00
abr-10	2,768	1,023,827	\$1,384,609.50
may-10	2,684	284,193	\$1,412,131.50
jun-10	2,799	1,385,398	\$1,592,980.50
jul-10	3,041	1,526,058	\$1,789,503.00
ago-10	3,029	1,506,461	\$1,811,424.00
PROMEDIO MENSUAL	2,658	1,203,914	\$1,541,983.50
PROMEDIO ANUAL		14,446,972	\$18,503,802.00

Tabla. 4.1 Datos de facturación

También se muestra la gráfica del perfil de la demanda máxima (figura 4.2), que se obtiene de la facturación mensual de enero de 2009 a agosto de 2010, en dónde se observa la demanda máxima promedio es de 2,658 kW

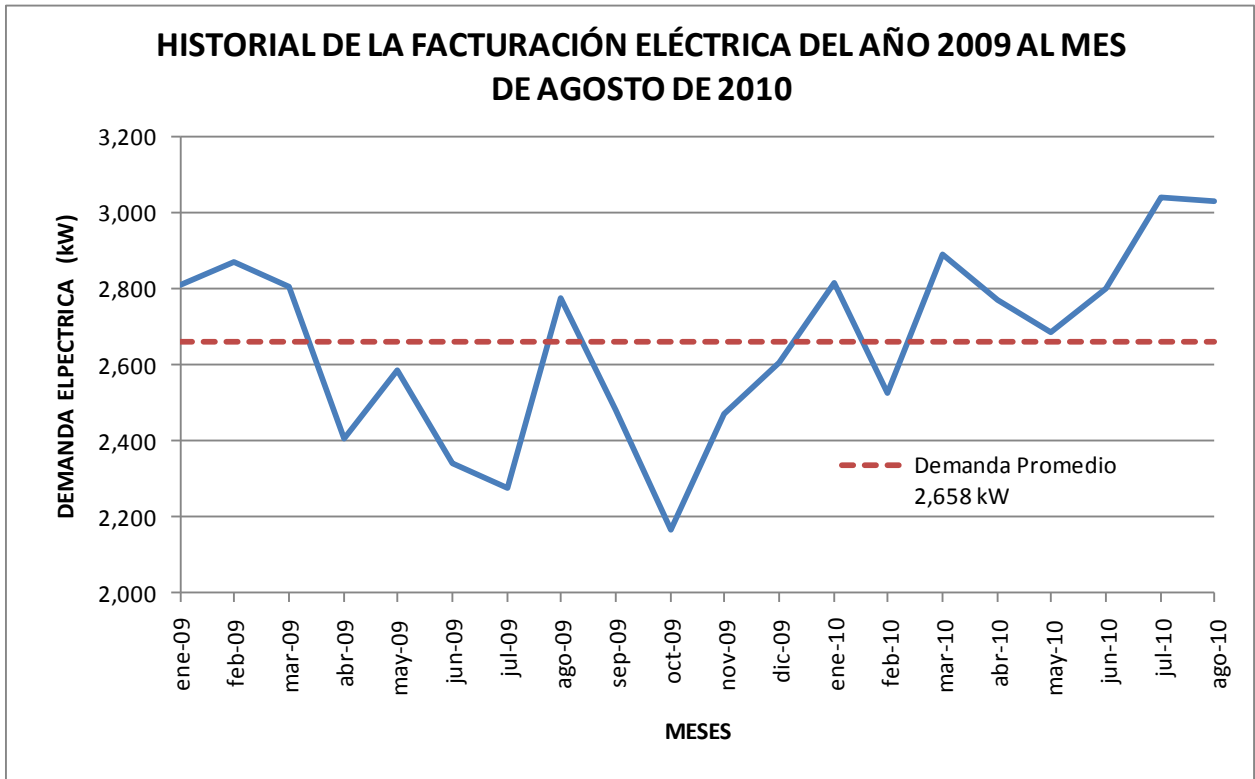


Fig. 4.2 Datos de facturación

Con base en las mediciones eléctricas realizadas en las instalaciones de la empresa, también se realizaron pruebas con filtros de absorción para atenuar la generación de corrientes armónicas en la planta, en dónde se observó la disminución en la demanda eléctrica. Lo anterior como resultado de los filtros instalados en las diferentes fuentes emisoras, que en su mayoría, son provocadas por pares tensores de rotación inversa en los motores eléctricos. Lo anterior, bajo condiciones de operación típicas y a plena carga de la planta.

4.2.3. Situación actual

La empresa VIGA TREFILADOS, produce alambión de acero y subproductos de este, desde su fundición y extrusado hasta su trefilado, debido a sus procesos, la mayor parte de sus equipos eléctricos utilizan corriente directa; rectificadores, motores dc (molinos, laminación, trituradoras, extrusoras), hornos de arco eléctrico, soldadoras, , por lo que estos equipos son una importante fuente de corrientes armónicas.

4.2.3.1. Efectos específicos en la empresa

Los efectos nocivos producto del flujo de corrientes armónicas presentes en la red eléctrica de la empresa se enuncian a continuación en forma descendente.

Sobrecalentamiento de los equipos eléctricos (motores, transformadores, generadores, el cableado de la red eléctrica; teniendo como consecuencia la significativa reducción de la vida útil de cada elemento eléctrico, incremento considerable de pérdidas de energía en forma de calor, incremento de la demanda eléctrica y por consiguiente consumo eléctrico.

- Problemas de funcionamiento en dispositivos electrónicos de regulación, tanto de potencia como de control.
- Mal funcionamiento en dispositivos electrónicos de protección y medición interferencias en sistemas de telecomunicaciones y telemando.
- Efectos de resonancia que amplifican los problemas mencionados anteriormente y que provocan incidentes eléctricos, mal funcionamiento y fallos destructivos de equipos de potencia.

El flujo de corrientes armónicas presentes, por ser en su mayoría equipos rectificadores de corriente, son principalmente del orden de la 5ª y 11ª armónica, que son de secuencia negativa produciendo pares de torsión inversa en los motores de corriente alterna, que provocan excesiva vibración e inestabilidad, provocando a su vez, sobrecalentamiento de conductores eléctricos, movimiento anormal de partes mecánicas, daño en rodamientos, flecha, etc., dando como resultado incremento en la demanda y consumo de los equipos.

Como se indicó anteriormente las corrientes armónicas que fluyen por los conductores de energía eléctrica, incrementan las pérdidas de energía principalmente por las pérdidas óhmicas, por las corrientes de Foucault (pérdidas por efecto pelicular) y la potencia relativa presente en armónicos.

4.2.3.2. Mediciones

Se realizaron mediciones con un analizador de redes marca FLUKE 434, en la salida de algunos transformadores para obtener los armónicos y poder observar el espectro de armónicos registrados y poder así, determinar los valores de cada uno de ellos en horas laborales y normales de operación de la planta.

En la gráfica de la figura 4.3 se presentan las mediciones del TR-2 en el lado secundario, pudiéndose observar que predomina la 5ª armónica con un 4.64% en voltaje y 0.7% en corriente y un distorsión armónica total (THD_v) del 5.8% y THD_i del 2.1%.

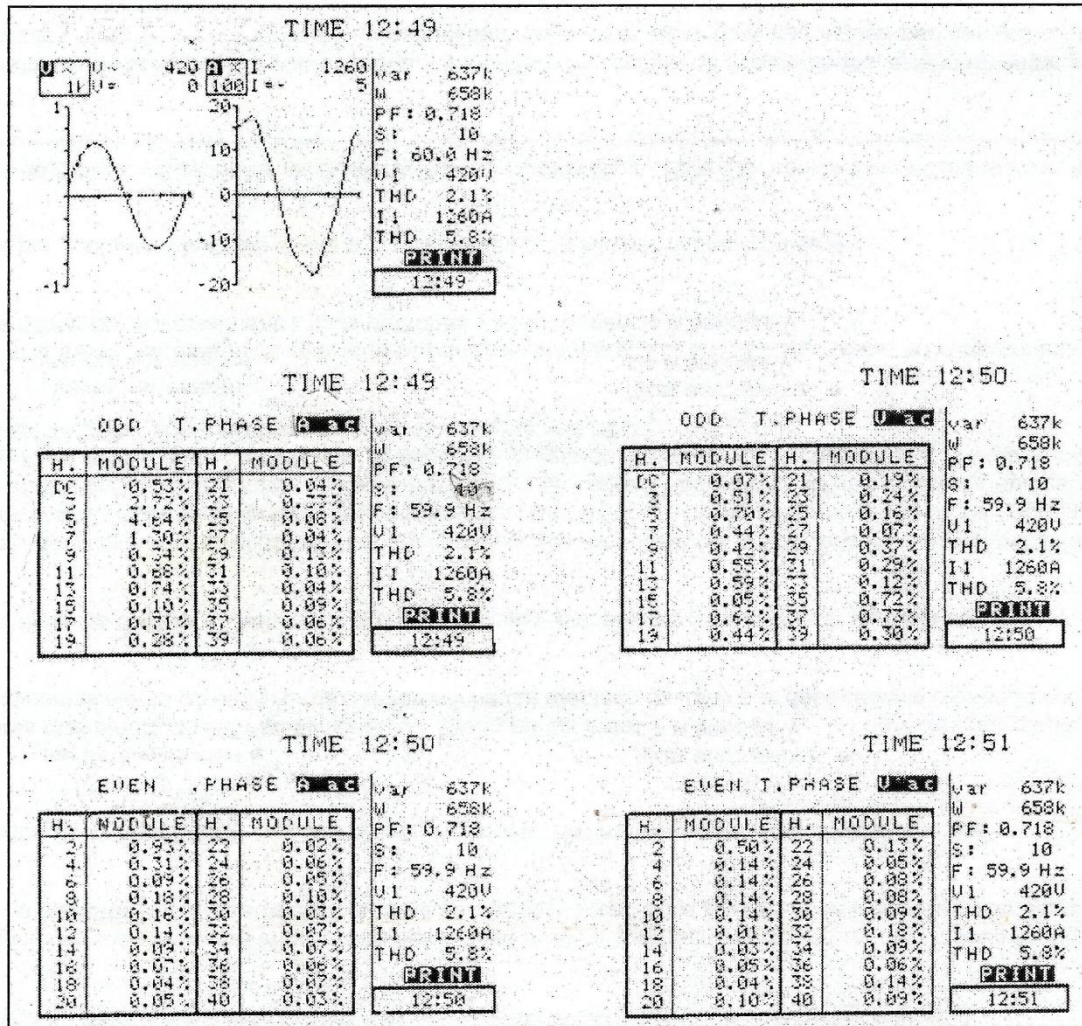


Fig. 4.3 Mediciones en TR-2

Obsérvese la señal gráfica de corriente, que no es senoidal completamente debido a la presencia de armónicos.

La gráfica de la figura 4.4 muestra las lecturas tomadas en el secundario del TR-6, dónde se observa que predomina la 5ª armónica con 2.59% en voltaje y 23.42% en corriente, con un THD_v del 3.6% y THD_i del 24.1%.

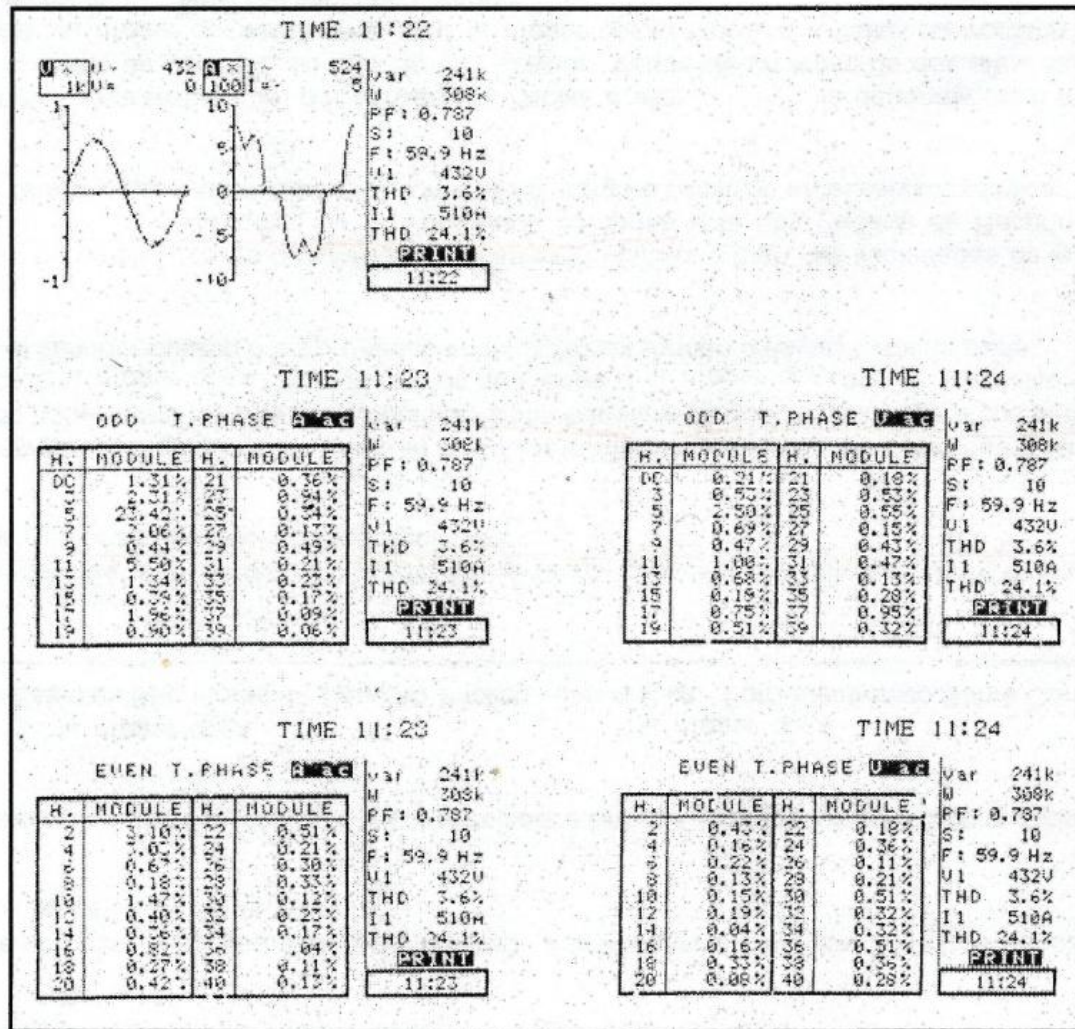


Fig. 4.4 Mediciones en TR-6

La señal gráfica de corriente está seriamente deformada y también la de voltaje, mostrándose claramente este fenómeno, aunque no ha sobrepasado los niveles de la especificación CFE L000-45 que a su vez, está basada en la norma americana IEEE519, (en el Anexo 2 se muestran los valores permitidos)

En la gráfica de la figura 4.5 se observan las lecturas tomadas en el lado secundario del TR-7, dónde también predomina la 5ª armónica con 4.39% en voltaje y 15.63% en corriente y con un THD_v del 4.7% y THD_i del 15.6%.

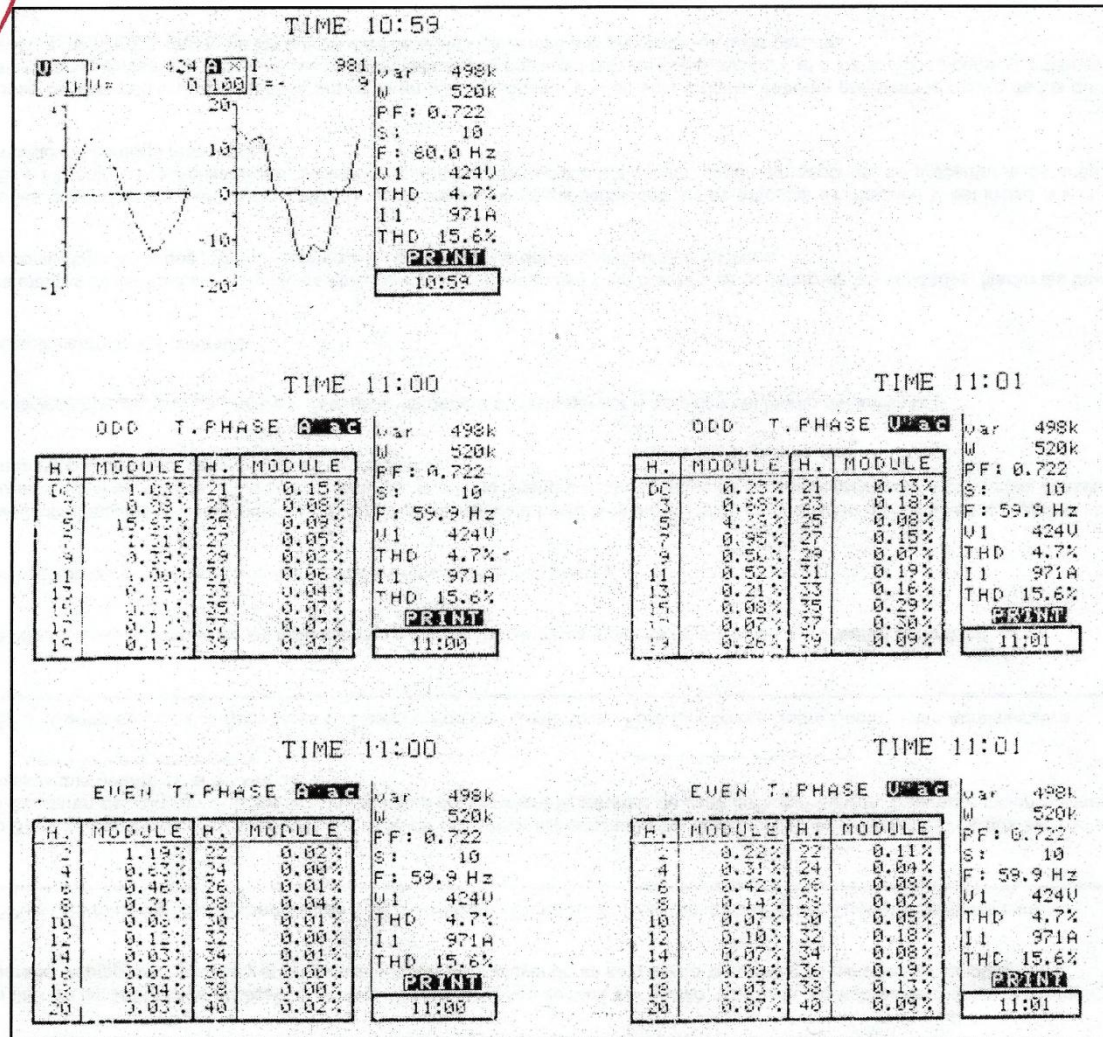


Fig. 4.5 Mediciones en TR-7

En la figura 4.6 se observan las lecturas tomadas en el lado secundario del TR-11, dónde también predomina la 5ª armónica con 3.47% en voltaje y 22.75% en corriente, el THD_v del 4.5% y THD_i del 23.5%.

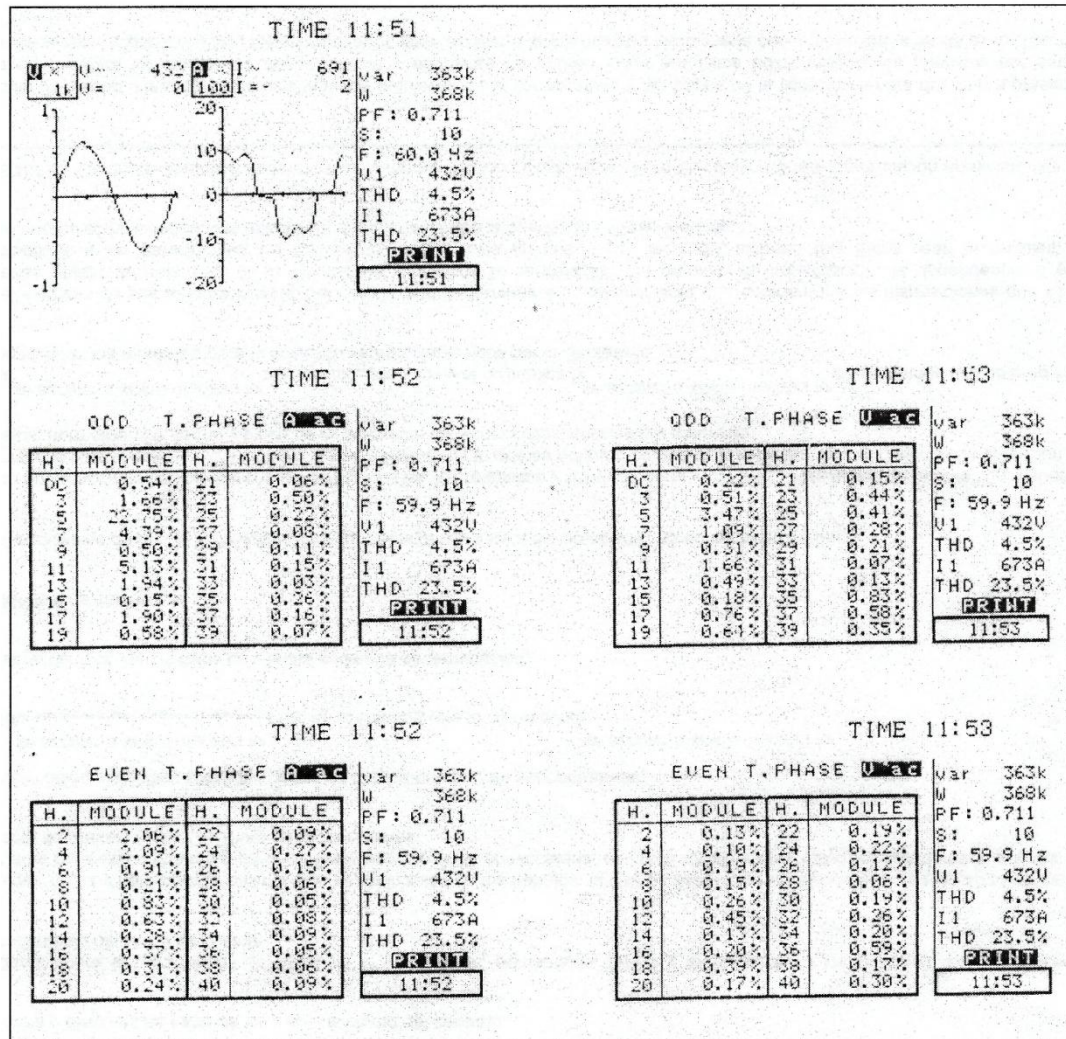


Fig. 4.6 Mediciones en TR-11

La deformación de la onda, como se comentó con anterioridad, se debe a que la carga son grades rectificadores de corriente y que por sus componentes y su naturaleza, deforman la señal.

El TR-3 tiene un valor en la 5ª armónica de 0.85% en voltaje y 6.22% en corriente, el THD_v del 2.6% y THD_i del 10.6%, los cuales se muestran en la gráfica de la figura 4.7.

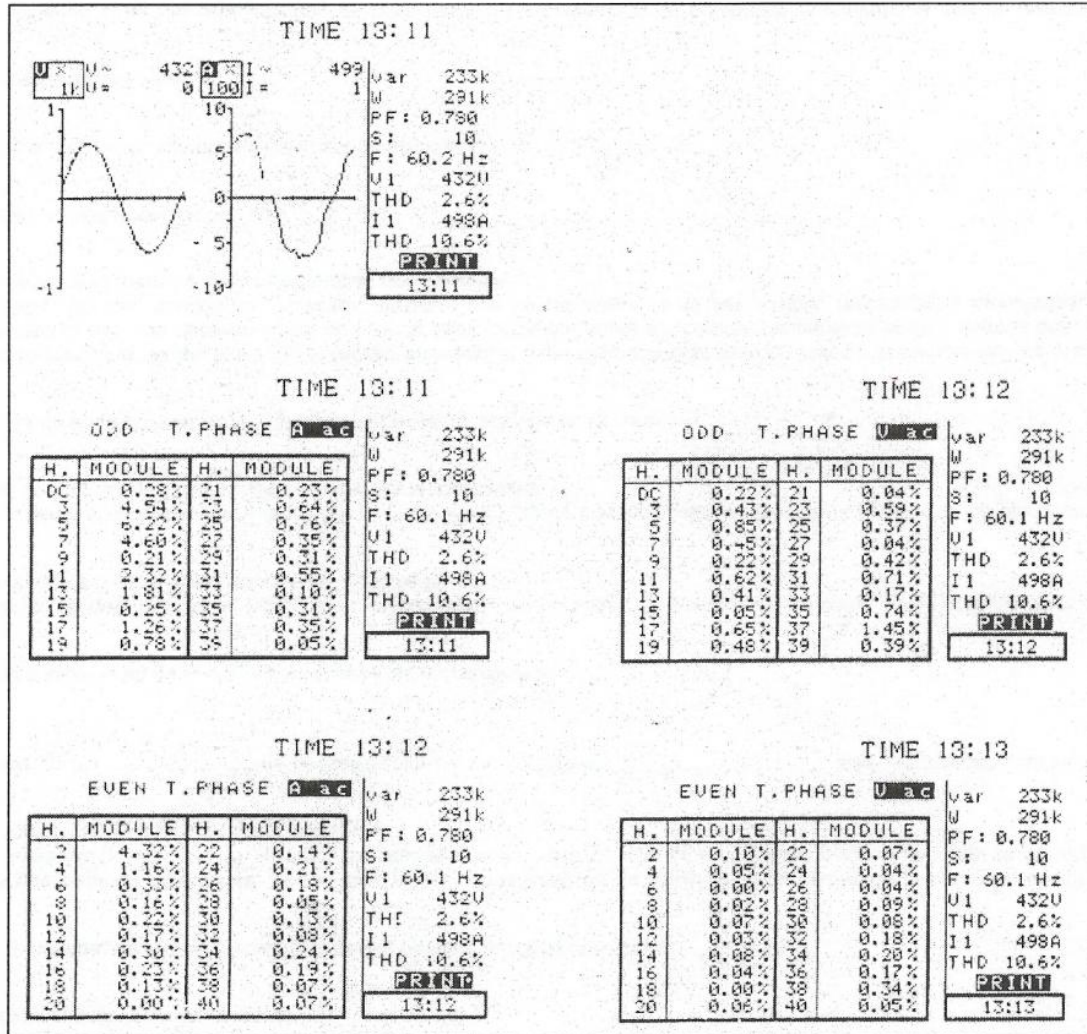


Fig. 4.7 Mediciones en TR-3

Como dato importante, se tomaron mediciones en el TR-13, que NO TIENE cargas de corriente directa, pero que sin embargo, los armónicos generados por otras cargas e inclusive, conectadas en otro transformador, contaminan la red eléctrica general de las instalaciones.

La gráfica de la figura 4.8 se presentan mediciones tomadas en el lado secundario del TR-13, con valores de distorsión en la señal de corriente de 3% y para la de tensión de 1.6%.

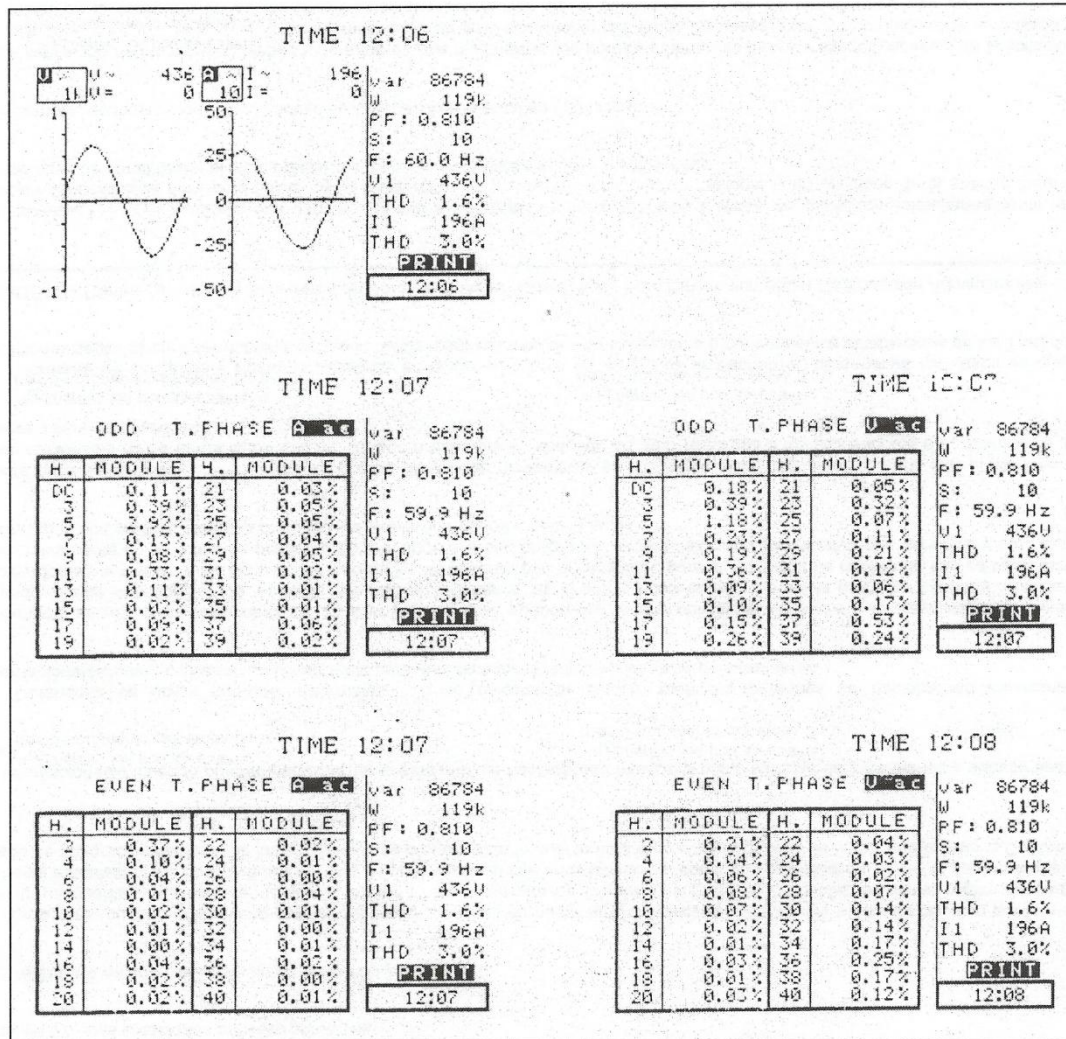


Fig. 4.8 Mediciones en TR-3

Como es de esperarse, la distorsión armónica medida en los transformadores, predomina la 5ª armónica, típica de los equipos rectificadores de señal alterna y/o variadores de velocidad,

Como se puede observar, ningún transformador rebasa los límites establecidos en la especificación CFE L0000-45 o IEEE 519, pero que sin embargo, son lo suficientemente elevados como para causar problemas de control en circuitos electrónicos y en equipos motriz de la planta.

La distorsión armónica encontrada en la onda de corriente, significa un flujo elevado de corrientes armónicas a través de los devanados de los equipos eléctricos y por tanto, provoca calentamiento excesivo en los mismos, incrementando la demanda de energía y por tanto, el consumo y que no cambia el trabajo mecánico.

Además de pérdidas de energía eléctrica, estas corrientes armónicas son responsables de la disminución de la vida media del devanado de los motores eléctricos por la temperatura más elevada de la que operan. Debe recordarse que al incrementar de 8 a 10° C, la temperatura de los aislamientos, disminuye a la mitad de media del equipo.

Si se corrige la distorsión armónica de las ondas de corriente y tensión, por medio de filtros de absorción de corriente de la 5ª armónica, instalados en el lado del secundario de cada transformador que alimenta las cargas de corriente rectificadas, podrían producirse una alimentación en tensión de mejor calidad a la electrónica de control de máquinas y equipos motrices, de aquí se derivan menos interrupciones de las máquinas, mejor sincronización, menos problemas de protección y control, y en resumen, mayor eficiencia de la planta, demandando menos energía eléctrica.

Si se utilizara un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la planta, ya sea en los transformadores principales o en cada uno de los transformadores que alimentan las cargas de corriente rectificadas, provocaría una seria amplificación en la corriente armónica existente, elevando los niveles de distorsión armónica a valores considerablemente más altas. Por esta razón, en estos transformadores (los que alimentan cargas rectificadas) se deben utilizar filtros de rechazo de corrientes armónicas.

En la medición efectuada en el lado secundario del transformador principal de 10 MVA, a 13.2 kV. Se observó que la distorsión armónica total para la onda de corriente es de 12.1% y la de tensión del 2%. La distorsión armónica medida en este punto está siendo provocada por el alto flujo de corrientes armónicas que fluye por los transformadores que manejan cargas de corriente rectificadas.

La corriente de la 5ª armónica que fluye por toda la planta, está provocando un par torsión inverso en todos los motores instalados en la misma, por tratarse de una armónica de secuencia negativa, esto representa la inducción de una fracción extra a la rotación y por consiguiente, pérdidas más altas de energía y una posible inestabilidad mecánica (oscilaciones en la velocidad de rotación o vibración) en los motores, por lo cual esto provoca que los motores estén consumiendo una mayor cantidad de energía eléctrica.

4.2.4. Situación propuesta

Se propone el instalar un conjunto de filtros de absorción de corrientes armónicas, que se colocaran, en los secundarios de los transformadores que alimentan cargas de corriente rectificadas.

4.2.4.1. Beneficio

El instalar un conjunto de filtros de absorción de corrientes armónicas en los secundarios de los transformadores con carga rectificadas, permitirá atenuar el THD, obteniendo como beneficio, la operación con mayor eficacia de los equipos eléctricos de potencia y electrónicos. Como resultado se obtendrá una disminución en la demanda eléctrica de la planta, esto permitirá un ahorro económico en la facturación el cual se ve en apartados posteriores.

4.2.4.2. Pruebas

Para comprobar el funcionamiento de los filtros de absorción y con la finalidad de observar los ahorros energéticos, se realizaron mediciones en la acometida principal, con carga eléctrica constante durante aproximadamente 15 minutos, después se

conectaron los filtros de absorción durante otros 15 minutos en los secundarios de los transformadores que alimentan cargas rectificadas, para concluir, se mantuvo el equipo durante otros 15 minutos sin los filtros, dichas mediciones se tomaron para determinar el ahorro de energía.

Las variables fueron voltaje, corriente, potencia, distorsión armónica (THD) en voltaje y corriente.

La tabla 4.2 presenta las mediciones en la acometida de la subestación principal.

CAPÍTULO 4
PROYECTOS DE AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Empresa: VIGA TREFILADOS, S.A DE C.V.

MEDICIONES EN INTERRUPTOR GENERAL, ACOMETIDA CFE

115 KV

GRUPO VILLACERO

SUBESTACIÓN PRINCIPAL

HORA	V ₁	V ₂	V ₃	V _{PROM}	V _{N-FASE}	A ₁	A ₂	A ₃	A _{TOT}	W ₁	W ₂	W ₃	W _{TOTAL}	THD _V	THD _I	HZ
12:45:37	64687.7	64880.2	64980.3	64849.4	112322	4.9040	4.9262	4.9571	14.7873	895.81	899.88	905.51	2701.20	2.065	2.475	59.9
12:46:00	64895.6	65095.8	64980.3	64990.6	112567	4.9155	4.9155	4.9463	14.7773	899.88	899.88	905.51	2705.27	2.056	2.467	60.0
12:47:00	65111.2	65095.8	65188.2	65131.7	112811	4.8196	4.8418	4.8725	14.5339	884.23	888.29	893.93	2666.45	2.063	2.475	60.1
12:48:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	4.7822	4.8044	4.8351	14.4217	876.40	880.47	886.10	2642.97	2.063	2.475	60.0
12:49:00	65111.2	65095.8	65188.2	65131.7	112811	4.7855	4.8081	4.8394	14.4330	877.97	882.12	887.86	2647.95	2.063	2.475	60.0
12:50:00	65319.2	65303.7	65408.8	65343.9	113179	4.7700	4.7926	4.8238	14.3864	877.97	882.12	887.86	2647.95	2.063	2.475	60.1
12:51:00	65111.2	65303.7	65403.8	65272.9	113056	4.7751	4.7977	4.8289	14.4017	877.97	882.12	887.86	2647.95	2.063	2.475	60.0
12:52:00	65111.2	65095.8	65188.2	65131.7	112811	4.7628	4.7872	4.8185	14.3685	873.81	878.28	884.03	2636.12	2.049	2.458	60.0
12:53:00	64687.7	64880.2	64980.3	64849.4	112322	4.8063	4.8080	4.8168	14.4311	877.97	878.28	879.88	2636.13	2.063	2.475	60.0
12:54:00	64895.6	65083.2	65184.6	65052.0	112673	4.8594	4.7961	4.7961	14.4832	890.44	878.84	884.64	2653.92	2.063	2.475	60.0
12:55:00	65098.8	65083.2	65184.6	65122.2	112795	4.8331	4.7470	4.7997	14.3798	886.57	870.78	880.45	2637.80	2.063	2.475	60.0
12:56:00	65098.8	65083.2	65184.6	65122.2	112795	4.8051	4.7418	4.7945	14.3414	882.38	870.78	880.45	2633.61	2.069	2.483	60.0
12:57:00	64888.2	65083.2	65395.2	65122.2	112795	4.8331	4.7470	4.7997	14.3798	886.57	870.78	880.45	2637.80	2.069	2.483	60.0
12:58:00	65098.8	65083.2	65184.6	65122.2	112795	4.8154	4.7521	4.8049	14.3724	882.38	870.78	880.45	2633.61	2.076	2.492	60.0
12:59:00	64888.2	65083.2	65184.6	65052.0	112673	4.8401	4.7546	4.7860	14.3807	885.95	870.30	876.05	2632.30	2.063	2.475	60.0
13:00:00	65913.5	65083.2	64794.0	65263.6	113040	4.9757	4.9114	4.9427	14.8298	913.72	901.91	907.66	2723.29	2.069	2.483	60.0
13:01:00	66082.5	65083.2	65395.2	65520.3	113484	5.1171	5.0300	5.0840	15.2311	937.67	921.70	931.60	2790.97	2.063	2.475	60.0
13:02:00	65925.1	66120.2	66184.6	65743.3	113871	4.0988	4.0472	4.0723	12.2183	803.47	793.35	798.27	2395.09	1.014	1.217	60.0
13:03:00	65820.6	66074.4	66223.5	66039.5	114384	4.0807	4.0277	4.0179	12.1263	800.19	789.79	787.88	2377.86	0.955	1.146	60.0
13:04:00	66047.4	66135.3	66396.4	66193.0	114650	4.0510	4.0130	3.9895	12.0535	793.35	756.51	781.31	2331.17	0.913	1.096	60.0
13:09:00	65901.9	66039.3	66240.4	66060.5	114420	4.0691	4.0342	4.0244	12.1277	796.63	789.79	787.88	2374.30	0.917	1.100	60.1
13:10:00	65901.9	66039.3	66144.6	66028.6	114365	4.0826	4.0128	4.0198	12.1152	800.19	768.51	787.88	2356.58	0.917	1.100	60.0
13:11:00	65983.1	66120.8	66144.6	66082.8	114459	4.0822	4.0292	4.0194	12.1308	800.19	789.79	787.88	2377.86	0.917	1.100	60.0
13:12:00	65639.7	66120.8	66226.3	65995.6	114308	4.0990	4.0473	4.0376	12.1839	803.47	793.35	791.43	2388.25	0.920	1.104	60.0
13:13:00	65781.4	66120.8	66226.3	66042.8	114390	4.0990	4.0473	4.0376	12.1839	803.47	793.35	791.43	2388.25	0.917	1.100	60.0
13:14:00	65996.4	66202.4	66226.3	66141.7	114561	4.0819	4.0470	4.0191	12.1480	800.19	793.35	787.88	2381.42	0.920	1.104	60.0
13:15:00	65996.4	66258.0	66080.6	66111.7	114509	4.0865	4.0516	4.0069	12.1450	800.19	793.35	784.59	2378.13	0.944	1.133	60.0
13:16:00	65864.1	66320.0	66144.6	66109.6	114505	4.0811	4.0811	4.0365	12.1987	800.19	800.19	791.43	2391.81	1.007	1.208	60.1
13:17:00	66079.3	65988.4	66200.0	66089.2	114470	4.0859	4.1027	4.0762	12.2648	800.19	803.47	798.27	2401.93	1.010	1.213	60.1
13:18:00	65864.1	66203.3	66083.9	66050.4	114403	4.0983	4.1164	4.0885	12.3032	803.47	807.03	801.55	2412.05	1.007	1.208	60.1
13:19:00	65964.7	66071.3	66083.9	66040.0	114385	4.1202	4.1369	4.0922	12.3493	807.03	810.31	801.55	2418.89	1.007	1.208	60.1
13:20:00	66029.4	66071.3	66166.9	66089.2	114470	4.1157	4.1324	4.1059	12.3540	807.03	810.31	805.11	2422.45	1.007	1.208	60.1
13:21:00	65864.1	66593.0	66166.9	65987.3	114293	4.1020	4.1020	4.0922	12.2962	803.47	803.47	801.55	2408.49	1.007	1.208	60.0
13:22:00	65864.1	66013.8	66166.9	66014.9	114341	4.0847	4.0847	4.0750	12.2444	800.19	800.19	798.27	2398.65	1.007	1.208	60.0
13:23:00	65864.1	66013.4	66250.0	66042.5	114389	4.1706	4.1874	4.1609	12.5189	817.15	820.43	815.23	2452.81	1.000	1.200	60.0
13:24:00	65864.1	66071.3	66177.3	66037.6	114380	4.2249	4.2235	4.2137	12.6621	827.54	827.27	825.35	2480.16	0.997	1.196	60.1
13:25:00	64888.2	66071.3	66166.9	65708.8	113811	4.1900	4.2068	4.1788	12.5756	820.70	823.99	818.52	2463.21	0.997	1.196	60.0
13:26:00	64888.2	66071.3	66166.9	65708.8	113811	4.1718	4.1886	4.1439	12.5043	817.15	820.43	811.68	2449.26	0.997	1.196	60.0
13:27:00	64888.2	64872.6	66166.9	65309.2	113119	5.1560	5.1766	5.1440	15.4766	823.68	927.36	921.53	2672.57	2.178	2.613	60.0
13:28:00	64898.5	65092.3	64974.0	64988.3	112563	5.1721	5.1926	5.1584	15.5231	927.67	931.35	925.21	2784.23	2.222	2.667	60.0
13:29:00	65111.2	65095.8	64976.0	65061.0	112689	5.2092	5.2297	5.2160	15.6549	935.33	939.01	936.56	2810.90	2.215	2.658	60.1
13:30:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	5.1813	5.2017	5.2103	15.5933	931.35	935.03	936.56	2802.94	2.207	2.649	60.1
13:31:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	5.1665	5.1870	5.1733	15.5268	927.67	931.35	928.89	2787.91	2.215	2.658	60.0
13:32:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	5.1498	5.1703	5.1788	15.4989	923.68	927.36	928.89	2779.93	2.207	2.649	60.0
13:33:00	64895.6	65095.8	64980.3	64990.6	112567	5.1016	5.1221	5.1323	15.3560	916.01	919.69	921.53	2757.23	2.207	2.649	60.0
13:34:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	5.0384	5.0589	5.0896	15.1869	904.67	908.35	913.87	2726.89	2.207	2.649	60.0
13:35:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	4.9735	4.9957	5.0042	14.9734	893.01	897.00	898.53	2688.54	2.207	2.649	60.0
13:36:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	4.9530	4.9735	4.9837	14.9102	889.33	893.01	894.85	2677.19	2.200	2.640	60.0
13:37:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	4.9530	4.9957	5.0042	14.9529	889.33	897.00	898.53	2684.86	2.207	2.649	60.0
13:38:00	65111.2	65095.8	65188.2	65131.7	112811	5.0589	5.0811	5.0896	15.2296	908.35	912.33	913.87	2734.55	2.207	2.649	60.0
13:39:00	64895.2	65095.8	65188.2	65059.7	112687	5.1386	5.1386	5.1676	15.4448	923.68	923.68	928.89	2776.25	2.207	2.649	60.0
13:40:00	64895.6	65095.8	65188.2	65059.9	112687	5.1443	5.1648	5.1955	15.5046	923.68	927.36	932.88	2783.92	2.200	2.640	60.0

Tabla. 4.2 Mediciones en acometida de subestación principal

A continuación se muestra, en la figura 4.9, la gráfica de la demanda eléctrica durante la prueba, sin filtros y después con filtros, en donde se observa que la demanda promedio antes de realizar las pruebas es de 2,658.35 kW y al conectar los filtros disminuyó a 2,404.60 aproximadamente.

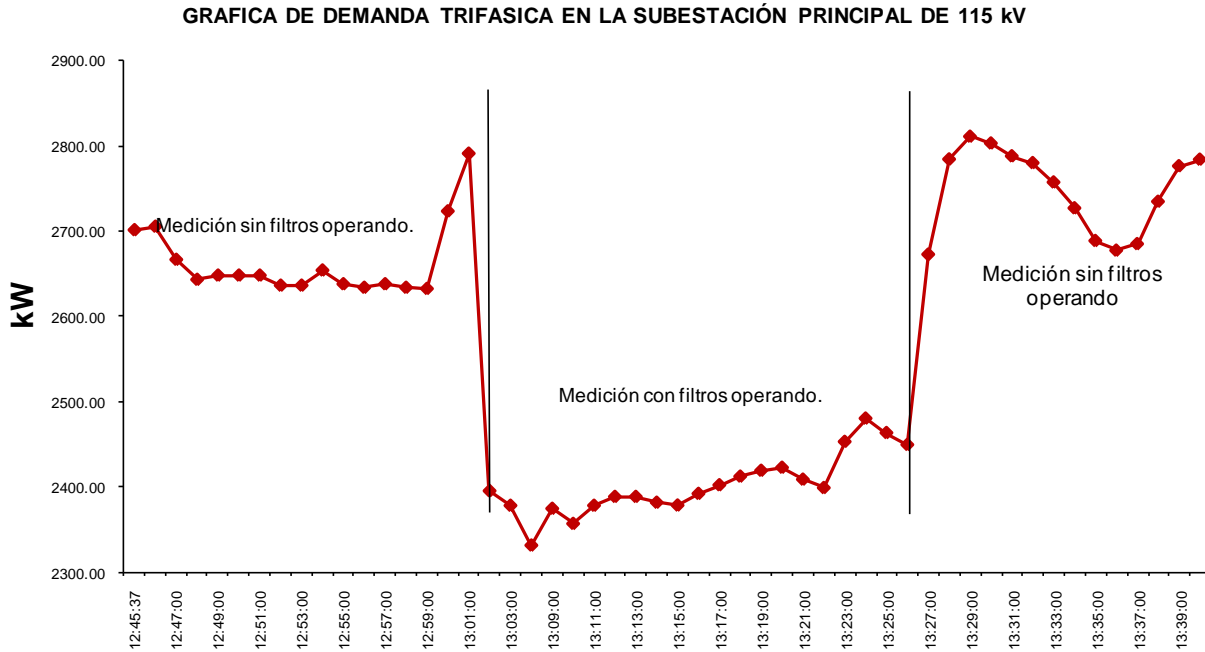


Fig. 4.9 Demanda eléctrica en el TR Principal

4.2.5. Situación propuesta

Evaluación

La evaluación de los ahorros serán obtenidos mediante la diferencia de la demanda eléctrica antes y después de conectar los filtros, el consumo eléctrico será calculado mediante el producto del cociente de multiplicar la demanda ahorrada por el tiempo en sus diferentes periodos en el año.

Para los ahorros económicos, se multiplica el costo por demanda y la demanda ahorrada, la parte del costo por energía, se obtiene mediante la multiplicación del consumo total por el costo ponderado de la energía eléctrica.

AHORROS EN ENERGÍA ELÉCTRICA

La tabla 4.3, se observan los datos promedio de las mediciones eléctricas en las instalaciones de la planta, antes de conectar los filtros.

SITUACIÓN ACTUAL	
TIEMPO DE OPERACIÓN (HRS)	
Periodo Base (hrs)	2,991
Periodo Intermedio (hrs)	5,003
Periodo punta (hrs)	766
DEMANDA ELECTRICA FACTURABLE (kW)	2,658.35
CONSUMO ELÉCTRICO (kWh/año)	23,287,146.00
Consumo en periodo base (kWh _{base} /año)	7,951,124.85
Consumo en periodo intermedio (kWh _{intermedio} /año)	13,299,725.05
Consumo en periodo punta (kWh _{punta} /año)	2,036,296.10

Tabla. 4.3 Mediciones eléctricas sin filtros de armónicos

En dónde la demanda facturable promedio es de 2,658.35, y el consumo eléctrico actual de 23,287,146 kWh/año

Al realizar las pruebas con los filtros de absorción de corrientes armónicas en el transformador principal se obtuvieron los siguientes datos (tabla 4.4).

SITUACIÓN PROPUESTA	
TIEMPO DE OPERACIÓN (HRS)	
Periodo Base (hrs)	2,991
Periodo Intermedio (hrs)	5,003
Periodo punta (hrs)	766
DEMANDA ELECTRICA FACTURABLE (kW)	
	2,404.60
CONSUMO ELÉCTRICO (kWh/año)	
Consumo en periodo base (kWh _{base} /año)	7,192,158.60
Consumo en periodo intermedio (kWh _{intermedio} /año)	12,030,213.80
Consumo en periodo punta (kWh _{punta} /año)	1,841,923.60

Tabla. 4.4 Mediciones eléctricas con los filtros en operación

La demanda eléctrica promedio registrada al instalar los filtros, es de 2,404.60 kW, por lo que el consumo eléctrico anual resulta ser igual a 21,064,296 kWh/año.

Por lo tanto, al utilizar filtros de absorción, se obtienen los ahorros energéticos, tal y como se observa en la tabla 4.5

AHORRO DE ENERGÍA		PORCENTAJE DE AHORRO CON RESPECTO AL PROMEDIO ANUAL
Costo de energía eléctrica		
Costo de la Demanda (\$/kW)	\$107.38	
Costo ponderado del consumo (\$/kWh)	\$0.90655	
DEMANDA ELÉCTRICA FACTURABLE	253.75	9.55 %
CONSUMO ELÉCTRICO (kWh/año)	2,222,850.00	15.39 %
Consumo en periodo base (kWh _{base} /año)	758,966.25	
Consumo en periodo intermedio (kWh _{intermedio} /año)	1,269,511.25	
Consumo en periodo punta (kWh _{punta} /año)	194,372.50	

AHORRO ECONOMICO		PORCENTAJE DE AHORRO CON RESPECTO AL PROMEDIO DE LA FACTURACIÓN ACTUAL
DEMANDA	\$326,972.10	
CONSUMO	\$2,015,124.67	
TOTAL	\$2,342,096.77	

Tabla 4.5 Ahorros económicos estimados con la operación de los filtros de absorción

Como se comentó en párrafos anteriores, el ahorro en demanda eléctrica es de 253.75 kW y el ahorro en consumo eléctrico es de 2,222,850 kWh/año, representando un ahorro del 9.55% y 15.39% respectivamente.

En cuanto al ahorro económico, representa la cantidad de \$2,342,096.77 al año, cuyo porcentaje es cerca del 12.66% de su facturación anual.

La inversión necesaria aproximada es de \$4,638,351.35, por lo tanto el periodo simple de recuperación del proyecto es de 1.98 años.

PERIODO DE RECUPERACIÓN	
INVERSIÓN	\$4,638,351.35
AHORRO ECONÓMICO	\$2,342,096.77
PRS	1.98

Tabla 4.6 Periodo simple de recuperación

Como se podrá concluir la medida de ahorro es viable y rentable, además que da inicio a llevar otras acciones, como son, el disminuir la potencia de los motores eléctricos que están sobredimensionados a causa de los armónicos.

Este es el proyecto viable económicamente, aunque en otros análisis como el Factor de Potencia, sistemas viejos e ineficientes, sistema de tierras, no se encontraron oportunidades viables, ya que por ejemplo, el F.P. no es bajo debido a que la carga reactiva no es representativa, pues la mayoría de motores son de cd.

4.3. Reemplazo de motores de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia NEMA Premium

Para aterrizar parte de lo que estudio en este trabajo y de este interesante mundo del ahorro de energía y calidad eléctrica, se ha propuesto un proyecto de ahorro de energía eléctrico en una empresa dedicada a la producción de grenetina en el estado de León Guanajuato.

La acción concreta es la de sustituir 45 motores de corriente alterna de eficiencia estándar, con un tiempo de operación mayor a 25 años, por el mismo número de motores pero de calidad NEMA PREMIUM.

4.3.1. Antecedentes

Esta empresa Mexicana SLP, ubicada en el estado de León, Guanajuato, cuenta con una tarifa HM, región sur, con una demanda facturable promedio de 549 kW, un consumo de 330,142 kWh/mes y una facturación promedio de \$ 474,127.12/mes. La empresa opera en promedio de lunes a domingo con tres turnos, para lo cual da un promedio anual de 8,400 horas al año en operación.

TARIFA	REGIÓN	DEMANDA FACTURABLE MEDIDA PROMEDIO (kW)	CONSUMO MEDIDO PROMEDIO (kWh)	FACTURACIÓN MENSUAL PROMEDIO (\$/MES)	ORAS DE OPERACIÓN POR AÑO (horas)
HM	SUR	549	330,142	474,127.12	8,400

Tabla 4.7 Datos de facturación

4.3.2. Facturación eléctrica

La empresa Mexicana cuenta con un suministro de energía eléctrica por parte de la empresa suministradora CFE, en tarifa HM, con una demanda contratada de 649 kW y el costo promedio por kilowatt hora es de \$1.4361/kWh, el cual será la base para los cálculos y que se obtiene de dividir el costo mensual total, entre el consumo medido promedio considerando impuestos.

4.3.3. Situación actual

Al identificar una de las áreas de oportunidad que ofrece un potencial de ahorro de energía dentro de la planta se realiza el análisis.

Al observar que dentro de la planta existe un potencial en motores aplicados en bombas hidráulicas y algunos ventiladores, ya que los motores eléctricos son de eficiencia estándar y su tiempo de operación promedio es mayor a 25 años, además la cantidad de estos, que son alrededor de cuarenta y cuatro motores, permite que sea un proyecto atractivo, la mayoría lleva más de una reparación por lo que esto indica las siguientes desventajas de operación:

Al reembobinar un motor eléctrico, utilizan métodos anticuados de reparación, ya que para retirar el embobinado dañado, se recurre al fuego, alterando las condiciones moleculares del laminado del estator, también al momento de embobinar, solo consideran el peso del alambre retirado y no con el número de vueltas reales, por lo que existe un rango de error muy grande entre bobinas del mismo motor, que se manifiesta con desbalanceo de fases del motor.

Otro factor es que la tecnología de motores eficientes, a diferencia de los estándar, cuentan con tecnología actual que permite que el motor opere con un menor consumo eléctrico con las mismas condiciones de carga, esto es posible debido a que la construcción física del motor esta mas estudiada y permite que todos los elementos del motor operen a una temperatura más baja y al tener menos temperatura en los devanados disminuye la resistencia en cada uno de los devanados y por consiguiente menor corriente.

Otros factores son; el acero de las laminaciones es más refinado, permitiendo una permeabilidad magnética mejor, disminuyendo la histéresis en la magnetización. Los campos magnéticos están ordenados de tal manera que se aprovecha mejor la fuerza electromotriz evitando fuerzas mal orientadas.

Los rodamientos y sus lubricantes permiten una menor fuerza de fricción y mayor duración.

4.3.3.1. Procedimiento

El procedimiento a seguir es la evaluación energética de los motores eléctricos a fin de determinar la rentabilidad de su reemplazo.

Con el fin de hacer más explícita y clara la evaluación energética para el reemplazo de motores de eficiencia estándar por motores Nema Premium se procederá al desglose detallado tomando como ejemplo el motor M-01, de la bomba de recirculación de condensados B01, con las siguientes características de placa:

Potencia:	10 hp	Tipo:	Cerrado
Marca:	Siemens	Aplicación:	Bomba
RPM:	3,600	Polos:	2
Volts:	220	Amps:	25

El promedio de las mediciones eléctricas realizadas a este motor son:

Tensión (entre fases)				Corriente				Factor de Potencia			
V1	V2	V3	Prom	I1	I2	I3	Prom	FP1	FP2	FP3	Prom
215.1	213.9	214	214.3	21.12	20.52	19.28	20.31	0.8	0.8	0.8	0.8

Tabla 4.8 Datos de facturación

4.3.3.2. Cálculo energético

Evaluar la potencia estándar demandada de cada motor a partir de las mediciones eléctricas realizadas con la ecuación 4.1

$$Pot_{STD\ ele} = \frac{(\sqrt{3})(V_{STD\ p})(I_{STD\ p})(FP_{STD\ p})}{1,000} \dots [kW] \dots\dots\dots (4.1)$$

Sustituyendo los valores de las mediciones en la ecuación (4.1) se tiene la potencia demandada por el motor actual.

$$Pot_{STD\ ele} = \frac{(\sqrt{3})(214.3)(20.31)(0.8)}{1,000} = 6.03\ kW$$

EVALUACIÓN DEL FACTOR DE CARGA Y DE LA EFICIENCIA DEL MOTOR ACTUAL

Obtenida la potencia eléctrica se evalúa el factor de carga y la eficiencia del motor con la ecuación 4.2

$$\text{Sí} \quad FC_{STD} = \frac{hp_{flecha}}{hp_{placa}} = \frac{\text{Potencia en la flecha}}{\text{Potencia nominal}} \dots\dots\dots (4.2)$$

Dónde

$$\text{Potencia en la flecha} = \frac{(\text{Potencia eléctrica})(\eta)}{0.746 \frac{kW}{hp}}$$

Entonces:

$$FC_{STD} = \left[\frac{(Pot_{STD\ ele})(\eta)}{(hp_{placa})(0.746)} \right] \dots\dots\dots (4.3)$$

Quando la eficiencia del motor no esté indicada en la placa o no se dispone del catálogo del fabricante, se tomarán los datos de eficiencia del Anexo 1, considerándola al 100% de carga.

Sustituyendo en la ecuación 4.3 la información necesaria se obtiene el factor de carga al cual está trabajando el motor actual.

$$FC_{STD} = \left[\frac{(6.03)(0.868)}{(10)(0.746)} \right] = 0.7017$$

Para determinar la eficiencia a 0.7017 de factor de carga, se procederá con una interpolación lineal entre el factor de carga, inmediato inferior y el superior, de acuerdo a la ecuación 4.4 y la información del Anexo 1

$$\eta_{STD} = \left(\frac{\eta_2 - \eta_1}{FC_2 - FC_1} \right) (FC_{STD} - FC_1) + \eta_1 \dots\dots\dots (4.4)$$

Dónde:

Factor de carga	Eficiencia ¹
FC ₁ = 0.50	η ₁ = 0.8866
FC _{STD} = 0.7017	η _{STD} = ¿?
FC ₂ = 0.75	η ₂ = 0.8873

Sustituyendo los valores de la tabla anterior se tiene:

$$\eta_{STD} = \left(\frac{0.8873 - 0.8866}{0.75 - 0.50} \right) = (0.7017 - 0.50) + 0.8866 = 0.8872$$

Ahora se procederá a efectuar los ajustes a la eficiencia

AJUSTE DE LA EFICIENCIA

El ajuste a la eficiencia del motor actual se realiza por medio de la ecuación 4.5

$$\eta_{STD \text{ ajustada}} = FA_{dv}(\eta_{STD} + FA_{VV} - FA_{re}) \dots\dots\dots (4.5)$$

Dónde:

FA_{VV} – Factor de ajuste por diferencia en tensión

La diferencia en tensión (Gráfica de la figura 4.10) se define como la relación de la tensión trifásica promedio de línea y la tensión indicada en placa, tal como se muestra en la ecuación 4.6.

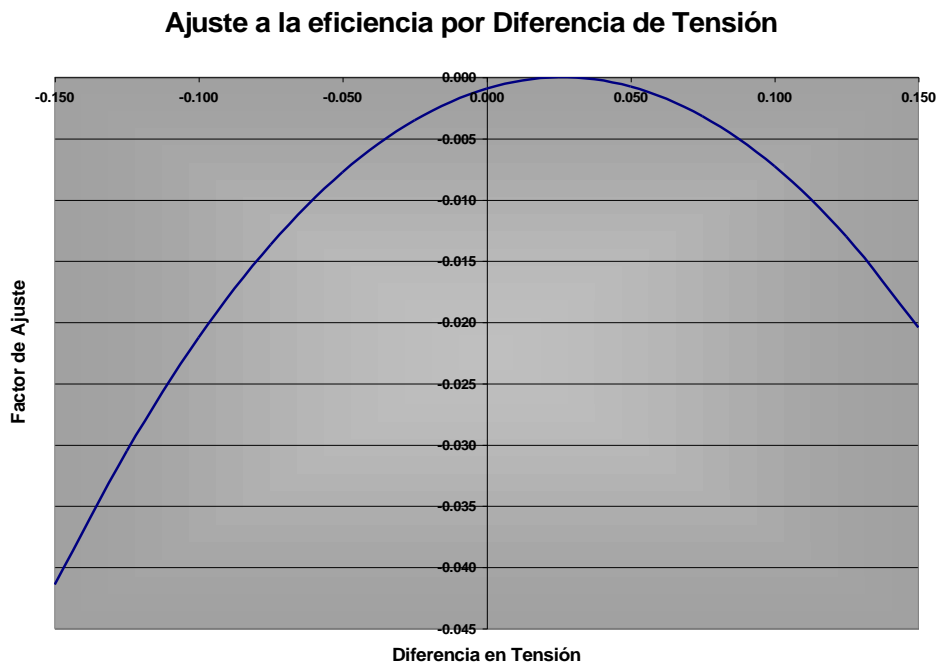


Fig. 4.10 Diferencia de Tensión

$$VV_{STD} = \left(\frac{V_{STD p}}{V_{STD placa}} - 1 \right) \dots\dots\dots (4.6)$$

Una vez determinada la diferencia en tensión se puede calcular el ajuste por medio de la ecuación 4.7, o bien a través de la gráfica de la figura 4.2.

$$FA_{VV} = (VV_{STD})[0.07 - 1.334(VV_{STD})] - 0.0009 \dots\dots\dots (4.7)$$

En el caso del ejemplo se sustituyen los valores correspondientes en las ecuaciones 4.6 y 4.7 se obtiene:

$$VV_{STD} = \left(\frac{214.3}{220} - 1 \right) = 0.0259$$

Sustituyendo este valor en la ecuación 4.7 se obtiene:

$$FA_{VV} = (-0.0259)[0.07 - 1.334(-0.0259)] - 0.009 = 0.0036$$

FACTOR DE AJUSTE POR DESBALANCEO EN TENSIÓN

FA_{dv} - Factor de ajuste por desbalanceo en tensión.

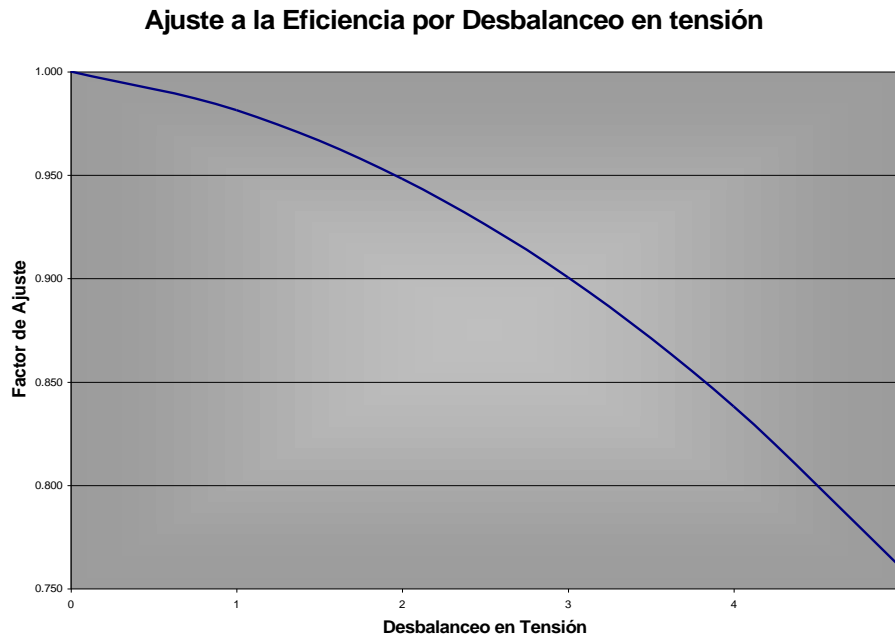


Fig. 4.11 Ajuste a la Eficiencia por Desbalanceo en tensión

El desbalanceo en tensión (gráfica de la figura 4.11) se define como la máxima desviación de la tensión de línea, al valor promedio en un sistema trifásico, dividido entre la tensión promedio, como se muestra en la ecuación 4.8.

$$DV_{STD} = \left(\frac{\text{Max}\{(V_{STD \text{ max}} - V_{STD \text{ p}}) \text{ ó } (V_{STD \text{ p}} - V_{STD \text{ min}})\}}{V_{STD \text{ p}}} \right) \dots\dots\dots (4.8)$$

Una vez determinado el desbalanceo en tensión el factor de ajuste por desbalanceo en tensión, se puede calcular con la ecuación 4.9, o bien a través de la gráfica de la figura 4.3.

$$FA_{dv} = 1 - (DV_{STD})[0.0113 + 0.0073(DV_{STD})] \dots\dots\dots (4.9)$$

Al sustituir los valores correspondientes en las ecuaciones 4.8 y 4.9 se tiene

$$DV_{STD} = \left(\frac{\text{Max}\{(215.1 - 214.3) \text{ ó } (214.3 - 213.9)\}}{214.3} \right)$$

$$= \left[\frac{\text{Max}\{(0.77) \text{ ó } (0.43)\}}{214.3} \right] = 0.0036$$

$$FA_{dv} = 1 - (0.0036)[0.0113 + 0.0073(0.0036)] = 0.9999$$

FACTOR DE AJUSE POR REEMBOBINADOS

FA_{re} – Factor de ajuste por reembovinados

Todo motor que ha sido reembovinado, sufre deterioro en su eficiencia. En este ejemplo la pérdida debido a los reembovinados será considerada en 0.05 debido a que ha sido reembovinado al menos en 6 ocasiones, entonces:

$$FA_{re} = 0.05$$

Ahora sustituyendo los resultados obtenidos en la ecuación (4.5) todos los valores de los ajustes realizados, se obtiene la eficiencia del motor actual con los ajustes que afectan su eficiencia.

$$\eta_{STD\ ajustada} = 0.9999(0.8872 - 0.0036 - 0.05) = 0.8336$$

POTENCIA AL FRENO DEL MOTOR ACTUAL

Determinar la potencia al freno del motor actual (estándar)

$$Pot_{STD\ mec} = (\eta_{STD\ ajustada})(Pot_{STD\ ele}) \dots\dots\dots [kW, hp] \quad (4.10)$$

En el caso del ejemplo se determina la potencia al freno que realmente es suministrada al sistema por el motor por medio de la fórmula 4.10.

$$Pot_{STD\ mec} = (0.8336)(6.03) = 5.03kW \text{ equivalente a } 6.74hp$$

En este caso $Pot_{STD\ mec}$ es la energía mecánica entregada al sistema motriz accionado por el motor actual y será la misma para el motor de alta eficiencia.

PROPONER NUEVO MOTOR DE ALTA EFICIENCIA NEMA PREMIUM

Una vez conocida la potencia al freno se selecciona el motor de alta eficiencia para que trabaje cerca del 75% de carga y se calcula el nuevo porcentaje de carga al que trabajará.

$$Pot_{STD\ mec} = \left[\frac{Pot_{STD\ mec}}{0.75} \right] \dots [hp, kW] \dots\dots\dots (4.11)$$

Para el caso del ejemplo se tiene

$$Pot_{AE\ mec} = \frac{5.03}{0.75} = 6.71\ kW = 8.99\ hp$$

Una vez determinada la potencia necesaria en el motor de alta eficiencia se debe calcular el factor de carga al cual trabajará a través de la siguiente relación:

$$FC_{AE} = \left(\frac{Pot_{STD\ mec}}{Pot_{AE\ placa}} \right) \dots\dots\dots (4.12)$$

Dónde $Pot_{AE\ placa}$ estará determinada por la potencia del motor inmediato superior, obtenida por la ecuación 5.1 que en este caso es de 60 hp.

$$FC_{AE} = \left[\frac{Pot_{STD\ mec} [hp]}{Pot_{AE\ placa} [hp]} \right] = \left(\frac{6.74}{10} \right) = 0.674$$

DETERMINAR LA EFICIENCIA DEL NUEVO MOTOR

Con base al factor de carga se determina la eficiencia del nuevo motor de acuerdo al catálogo de fabricante para el motor de alta eficiencia o del anexo 1 (motor de Nema Premium eficiencia, 10 hp, cerrado y 3,600 r.p.m.)

Como en este caso no coinciden los valores del factor de carga con los datos del Anexo 1 será necesario interpolar con la siguiente ecuación y los valores correspondientes.

$$\eta_{AE} = \left(\frac{\eta_2 - \eta_1}{FC_2 - FC_1} \right) (FC_{AE} - FC_1) + \eta_1 \dots\dots\dots (4.13)$$

Factor de carga	Eficiencia ²
FC ₁ =0.50	η ₁ = 0.8866
FC _{AE} = 0.674	η _{AE} = ¿?
FC ₂ = 0.75	η ₂ = 0.8873

$$\eta_{AE} = \left(\frac{0.8873 - 0.8866}{0.75 - 0.50} \right) (0.674 - 0.50) + 0.8866 = 0.8871$$

AJUSTE A LA EFICIENCIA

La siguiente ecuación se deriva de la (4.5), con $FA_{re} = 0$, por ser un motor nuevo.

$$\eta_{AE \text{ ajustada}} = FA_{dv}(\eta_{AE} + FA_{VV}) \dots\dots\dots (4.14)$$

Dónde $\eta_{AE} = 0.8871$ que corresponde a un factor de carga de 0.6445 para un motor de 10 hp, cerrado, 3600 rpm, Nema Premium.

El FA_{VV} se tendrá que determinar con las ecuaciones 4.6 y 4.7 de acuerdo a los datos de placa del motor Nema Premium.

La variación en la tensión se determinará con los datos de placa del nuevo motor, que en este caso es de 230 V, entonces:

$$VV = \left(\frac{214.3}{430} - 1 \right) = -0.0681$$

Efectuando la sustitución en la ecuación 4.7, se tiene:

$$FA_{VV} = (-0.0681)[0.07 - 1.334(-0.0681)] - 0.0009 = -0.0009$$

El FA_{dv} será igual al obtenido con la ecuación (4.9), entonces $FA_{dv} = 0.9999$

Con estos datos en la ecuación (7) se tiene:

$$\eta_{AE \text{ ajustada}} = 0.9999(0.8871 - 0.0119) = 0.8752$$

CALCULAR LA POTENCIA DEMANDADA POR EL NUEVO MOTOR

Con la eficiencia, la potencia de placa y el factor de carga al que trabajará el nuevo motor, se calculará la potencia eléctrica demandada.

$$Pot_{AE\ ele} = \frac{(Pot_{AE\ mec})(FC_{AE})(0.746)}{\eta_{AE\ ajustada}} \dots\dots\dots [kW] \quad (4.15)$$

$$Pot_{AE\ ele} = \frac{(10)(0.674)(0.746)}{0.8751} = 5.75 \text{ kW}$$

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

Cálculo del ahorro en potencia (demanda)

Para obtener el ahorro se resta el valor de la potencia demandada del motor de alta eficiencia al valor calculado que demanda el motor actual.

$$A_D = Pot_{STD\ ele} - Pot_{AE\ ele} \quad [kW] \dots\dots\dots (4.16)$$

Entonces,

$$A_D = 6.03 - 5.72 = 0.28kW$$

Lo que representa un ahorro del...

$$\frac{0.28}{6.03} * 100 = 4.72\%$$

CÁLCULO DEL AHORRO EN ENERGÍA (CONSUMO)

Con el ahorro en demanda y las horas de operación al año, se calcula el ahorro de energía al año (kWh/año).

$$A_C = (A_D)(horas\ de\ operación\ al\ año) \quad [kWh/año] \dots\dots\dots (4.17)$$

Por lo tanto para el ejemplo se tiene:

$$A_C = (0.28)(8400) = 2,352 \text{ kWh/año}$$

CÁLCULO DEL AHORRO ECONÓMICO

Con el ahorro en consumo y demanda se calcula el ahorro económico anual.

$$A_{E\ Total} = (12)(A_D)(Costo_D) + (A_C)(Costo_C\ Ponderado) \dots [\$/\text{año}] \dots \dots \dots (4.18)$$

Dónde:

$$A_{E\ Total} = (2.352)(1.4361) = 3,377.71 \text{ } [\$/\text{año}]$$

PERÍODO SIMPLE DE RECUPERACIÓN

$$P.S.R. = \frac{Inversión}{A_{E\ Total}} \dots [años] \dots \dots \dots (4.19)$$

Considerando el precio del motor de alta eficiencia como referencia de \$9,368.82 pesos, se tiene:

$$P.S.R. = \frac{9,368.82}{3,377.71} = 2.77 \text{ años}$$

4.3.3.3. Datos y mediciones

En la tabla 4.9 se presentan el número de motor, identificación, área, horas de operación, y datos de placa.

MOTOR No.	IDENTIFICACION (TAG)	AREA	HORAS DE OP./AÑO	hp	TIPO: ABIERTO / CERRADO	rpm PLACA	Volts	MARCA
M01	Bomba 1 cisterna 1	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	IEM
M02	Bomba 2 cisterna 1	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	IEM
M03	Bomba 3 cisterna 1	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M04	Bomba 4 cisterna 1	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	IEM
M05	Bomba 5 cisterna 1	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	IEM
M06	Bomba 1 cisterna 2	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	IEM
M07	Bomba 2 cisterna 2	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	sin dato
M08	Bomba 3 cisterna 2	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	sin dato
M09	Bomba 4 cisterna 2	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	sin dato
M10	Bomba 5 cisterna 2	Cisternas	8,760	10	Cerrado	3465	220	sin dato
M11	Ventilador torre de enf. 1	Torres enfriamiento	8,760	15	Cerrado	900	220	sin dato
M12	Ventilador Torre de enf. 2	Torres enfriamiento	8,760	15	Cerrado	900	220	sin dato
M13	Bomba recirculacion	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M14	Bomba recirculacion	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M15	Bomba recirculacion	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M16	Bomba recirculacion	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M17	Bomba recirculacion	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3505	220	SIEMENS
M18	Bomba de vacio	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1735	220	SIEMENS
M19	Compresor vacio	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1735	220	sin dato
M20	Concentrador de pelicula abajo	Área humeda	8,400	30	Cerrado	1780	220	sin dato
M21	Concentrador de pelicula arriba	Área humeda	8,400	50	Cerrado	900	220	sin dato
M22	Bomba filtros 1	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M23	Bomba filtros 2	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M24	Bomba filtros 3	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M25	Bomba filtros 4	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M26	Bomba filtros 5	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M27	Bomba filtros 6	Área humeda	8,400	5	Cerrado	3485	220	RELIANCE
M28	Bomba auxiliar HM1	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3465	220	IEM
M29	Bomba auxiliar HM2	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3465	220	IEM
M30	Bomba membranas 1	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M31	Bomba membranas 2	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M32	Bomba membranas 3	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M33	Bomba Membranas 4	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M34	Bomba membranas 5	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M35	Bomba membranas 6	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M36	Bomba membranas 7	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M37	Bomba membranas 8	Área humeda	8,400	15	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M38	Bomba alimentador membranas 1	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1750	220	IEM
M39	Bomba alimentador membranas 2	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1750	220	IEM
M40	Bomba tanque agua caliente 1	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M41	Bomba tanque agua caliente 2	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3500	220	SIEMENS
M42	Bomba recirculacion permeados	Área humeda	8,400	10	Cerrado	3500	220	sin dato
M43	Bomba recirculacion ollas	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1750	220	SIEMENS
M44	Bomba abajo fondo	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1750	220	SIEMENS
M45	Compresor vacio	Área humeda	8,400	7.5	Cerrado	1750	220	WESTINGHOUSE

Tabla 4.9 Identificación y datos de placa de los motores

En la tabla 4.10 se presentan las mediciones promedio realizadas a cada motor.

MOTOR No.	IDENTIFICACION (TAG)	Tensión entre fases (Volts)				Corriente (Amperes)				Factor de potencia				Potencia promedio (kW)	Factor de carga promedio
		V1	V2	V3	promedio	I1	I2	I3	promedio	FP1	FP2	FP3	promedio		
M01	Bomba 1 cisterna 1	218	215	218	217.0	24	28	27	26.3	0.57	0.63	0.62	0.61	6.0	0.7028
M02	Bomba 2 cisterna 1	216	214	217	215.7	26	25	28	26.3	0.60	0.58	0.63	0.60	5.9	0.6865
M03	Bomba 3 cisterna 1	218	216	213	215.7	26	26	25	25.7	0.60	0.60	0.58	0.59	5.7	0.6586
M04	Bomba 4 cisterna 1	217	216	214	215.7	26	25	28	26.3	0.60	0.59	0.63	0.61	6.0	0.6981
M05	Bomba 5 cisterna 1	217	216	216	216.3	28	26	25	26.3	0.63	0.60	0.59	0.61	6.0	0.7005
M06	Bomba 1 cisterna 2	216	214	216	215.3	27	26	26	26.3	0.62	0.60	0.60	0.61	6.0	0.697
M07	Bomba 2 cisterna 2	215	218	218	217.0	27	27	25	26.3	0.61	0.62	0.59	0.61	6.0	0.7028
M08	Bomba 3 cisterna 2	216	218	217	217.0	26	25	27	26.0	0.60	0.59	0.62	0.60	5.9	0.6818
M09	Bomba 4 cisterna 2	214	218	214	215.3	26	27	26	26.3	0.60	0.62	0.60	0.61	6.0	0.697
M10	Bomba 5 cisterna 2	215	216	218	216.3	28	27	25	26.7	0.63	0.62	0.59	0.61	6.1	0.7086
M11	Ventilador torre de enf. 1	219	218	216	217.7	44	46	43	44.3	0.65	0.67	0.64	0.65	10.9	0.8432
M12	Ventilador Torre de enf. 2	218	217	219	218.0	44	45	45	44.7	0.65	0.66	0.66	0.66	11.1	0.8633
M13	Bomba recirculacion	215	214	214	214.3	21	21	19	20.3	0.80	0.80	0.80	0.80	6.0	0.7016
M14	Bomba recirculacion	227	224	225	225.3	24	24	23	23.8	0.64	0.64	0.64	0.64	5.9	0.6911
M15	Bomba recirculacion	226	225	226	225.4	25	22	24	23.9	0.60	0.60	0.60	0.60	5.6	0.6504
M16	Bomba recirculacion	227	228	225	226.4	24	24	23	23.9	0.66	0.66	0.66	0.66	6.2	0.7202
M17	Bomba recirculacion	228	228	225	227.1	24	24	23	23.9	0.64	0.64	0.64	0.64	6.0	0.7005
M18	Bomba de vacio	227	228	225	226.5	15	15	14	14.4	0.65	0.65	0.65	0.65	3.7	0.5716
M19	Compresor vacio	226	225	226	225.5	18	16	17	16.9	0.60	0.60	0.60	0.60	4.0	0.6152
M20	Concentrador de pelicula abajo	228	228	225	226.9	64	64	61	63.0	0.64	0.64	0.64	0.64	15.8	0.6434
M21	Concentrador de pelicula arriba	228	229	225	227.2	121	121	115	119.2	0.64	0.64	0.64	0.64	30.0	0.727
M22	Bomba filtros 1	228	228	225	227.1	15	15	14	15.0	0.67	0.67	0.67	0.67	4.0	0.9081
M23	Bomba filtros 2	228	228	225	227.0	15	15	14	15.0	0.67	0.67	0.67	0.67	3.9	0.9058
M24	Bomba filtros 3	228	228	225	227.0	16	16	15	15.8	0.64	0.64	0.64	0.64	4.0	0.9127
M25	Bomba filtros 4	227	228	225	226.5	16	16	15	15.5	0.65	0.65	0.65	0.65	4.0	0.9104
M26	Bomba filtros 5	228	228	225	227.1	15	15	14	14.9	0.67	0.67	0.67	0.67	3.9	0.9035
M27	Bomba filtros 6	226	225	226	225.4	18	16	17	17.0	0.60	0.60	0.60	0.60	4.0	0.9173
M28	Bomba auxiliar HM1	228	228	225	227.0	24	24	23	23.6	0.64	0.64	0.64	0.64	6.0	0.6923
M29	Bomba auxiliar HM2	227	228	225	226.8	24	24	22	23.1	0.65	0.65	0.65	0.65	5.9	0.6865
M30	Bomba membranas 1	228	228	225	227.0	40	40	38	39.5	0.67	0.67	0.67	0.67	10.4	0.8167
M31	Bomba membranas 2	215	214	214	214.4	37	36	34	35.8	0.80	0.80	0.80	0.80	10.6	0.8331
M32	Bomba membranas 3	228	228	225	227.1	42	42	39	40.8	0.67	0.67	0.67	0.67	10.8	0.8425
M33	Bomba Membranas 4	228	228	225	226.9	40	40	38	39.1	0.68	0.68	0.68	0.68	10.5	0.8198
M34	Bomba membranas 5	228	228	225	226.8	40	40	38	39.2	0.68	0.68	0.68	0.68	10.5	0.8206
M35	Bomba membranas 6	227	228	225	226.7	38	38	36	37.3	0.67	0.67	0.67	0.67	9.8	0.7696
M36	Bomba membranas 7	228	229	225	227.2	41	41	39	40.4	0.65	0.65	0.65	0.65	10.3	0.8088
M37	Bomba membranas 8	215	214	214	214.2	36	35	33	34.5	0.79	0.79	0.79	0.79	10.1	0.7931
M38	Bomba alimentador membranas 1	228	228	225	227.0	16	16	15	15.5	0.67	0.67	0.67	0.67	4.1	0.6339
M39	Bomba alimentador membranas 2	228	228	225	227.1	16	16	15	15.6	0.65	0.65	0.65	0.65	4.0	0.623
M40	Bomba tanque agua caliente 1	227	228	225	226.7	22	22	21	21.7	0.67	0.67	0.67	0.67	5.7	0.6655
M41	Bomba tanque agua caliente 2	228	229	225	227.1	23	23	22	22.5	0.64	0.64	0.64	0.64	5.7	0.6597
M42	Bomba recirculacion permeados	227	227	225	226.2	23	22	22	22.3	0.65	0.65	0.65	0.65	5.7	0.6597
M43	Bomba recirculacion ollas	215	214	214	214.2	15	14	13	14.1	0.79	0.79	0.79	0.79	4.1	0.6432
M44	Bomba abajo fondo	227	228	225	226.5	16	16	15	15.8	0.65	0.65	0.65	0.65	4.0	0.6277
M45	Compresor vacio	227	228	225	226.3	14	14	14	14.1	0.65	0.65	0.65	0.65	3.6	0.5576

Tabla. 4.10 Mediciones realizadas de cada motor

La tabla 4.11, se observa la evaluación energética

MOTOR No.	IDENTIFICACION (TAG)	Motor Rebobinado (Si/No)	Eficiencia actual	FA _{VV-STD}	FA _{DV}	Ef _{STD}	kW _{STD Mec} (kW)	kW STD	kWh/año STD	\$/año STD	
M01	Bomba 1 cisterna 1	si	0.8872	-0.0021	0.9999	0.8350	5.04	6.04	39,683	\$56,988.76	
M02	Bomba 2 cisterna 1	si	0.8871	-0.0028	0.9999	0.8342	4.92	5.90	38,763	\$55,667.54	
M03	Bomba 3 cisterna 1	si	0.8870	-0.0028	0.9999	0.8341	4.72	5.66	37,186	\$53,402.81	
M04	Bomba 4 cisterna 1	si	0.8872	-0.0028	0.9999	0.8343	5.01	6.00	39,420	\$56,611.06	
M05	Bomba 5 cisterna 1	si	0.8872	-0.0024	1.0000	0.8348	5.03	6.02	39,551	\$56,799.19	
M06	Bomba 1 cisterna 2	si	0.8872	-0.0030	0.9999	0.8341	5.00	5.99	39,354	\$56,516.28	
M07	Bomba 2 cisterna 2	si	0.8872	-0.0021	0.9999	0.8350	5.04	6.04	39,683	\$56,988.76	
M08	Bomba 3 cisterna 2	si	0.8871	-0.0021	1.0000	0.8350	4.89	5.86	38,500	\$55,289.85	
M09	Bomba 4 cisterna 2	si	0.8872	-0.0030	0.9999	0.8341	5.00	5.99	39,354	\$56,516.28	
M10	Bomba 5 cisterna 2	si	0.8872	-0.0024	0.9999	0.8347	5.08	6.09	40,011	\$57,459.80	
M11	Ventilador torre de enf. 1	si	0.8826	-0.0018	0.9999	0.8307	9.03	10.87	95,221	\$136,746.88	
M12	Ventilador Torre de enf. 2	si	0.8829	-0.0016	1.0000	0.8313	9.25	11.13	97,499	\$140,018.31	
M13	Bomba recirculacion	si	0.8872	-0.0036	1.0000	0.8336	5.03	6.03	50,652	\$72,741.34	
M14	Bomba recirculacion	si	0.8871	0.0000	0.9999	0.8620	5.12	5.94	49,896	\$71,655.65	
M15	Bomba recirculacion	si	0.8870	0.0000	1.0000	0.8620	4.82	5.59	46,956	\$67,433.51	
M16	Bomba recirculacion	si	0.8872	0.0000	0.9999	0.8621	5.34	6.19	51,996	\$74,671.46	
M17	Bomba recirculacion	si	0.8872	0.0000	0.9999	0.8621	5.19	6.02	50,568	\$72,620.70	
M18	Bomba de vacio	si	0.8736	0.0000	0.9999	0.8485	3.11	3.67	30,828	\$44,272.09	
M19	Compresor vacio	si	0.8771	0.0000	1.0000	0.8521	3.37	3.95	33,180	\$47,649.80	
M20	Concentrador de pelicula abajo	si	0.9192	0.0000	0.9999	0.8941	14.16	15.84	133,056	\$191,081.72	
M21	Concentrador de pelicula arriba	si	0.9116	0.0000	0.9999	0.8865	26.60	30.01	252,084	\$362,017.83	
M22	Bomba filtros 1	si	0.8587	0.0000	0.9999	0.8336	3.29	3.95	33,180	\$47,649.80	
M23	Bomba filtros 2	si	0.8587	0.0000	0.9999	0.8336	3.28	3.94	33,096	\$47,529.17	
M24	Bomba filtros 3	si	0.8587	0.0000	0.9999	0.8336	3.31	3.97	33,348	\$47,891.06	
M25	Bomba filtros 4	si	0.8587	0.0000	0.9999	0.8336	3.30	3.96	33,264	\$47,770.43	
M26	Bomba filtros 5	si	0.8588	0.0000	0.9999	0.8337	3.28	3.93	33,012	\$47,408.53	
M27	Bomba filtros 6	si	0.8586	0.0000	1.0000	0.8336	3.33	3.99	33,516	\$48,132.33	
M28	Bomba auxiliar HM1	si	0.8871	0.0000	0.9999	0.8620	5.13	5.95	49,980	\$71,776.28	
M29	Bomba auxiliar HM2	si	0.8871	0.0000	0.9999	0.8620	5.09	5.90	49,560	\$71,173.12	
M30	Bomba membranas 1	si	0.8849	0.0000	0.9999	0.8598	8.96	10.42	87,528	\$125,698.96	
M31	Bomba membranas 2	si	0.8842	-0.0035	1.0000	0.8557	9.10	10.63	89,292	\$128,232.24	
M32	Bomba membranas 3	si	0.8838	0.0000	0.9999	0.8587	9.23	10.75	90,300	\$129,679.83	
M33	Bomba Membranas 4	si	0.8848	0.0000	0.9999	0.8597	8.99	10.46	87,864	\$126,181.49	
M34	Bomba membranas 5	si	0.8848	0.0000	0.9999	0.8597	9.00	10.47	87,948	\$126,302.12	
M35	Bomba membranas 6	si	0.8870	0.0000	0.9999	0.8619	8.46	9.82	82,488	\$118,461.02	
M36	Bomba membranas 7	si	0.8853	0.0000	0.9999	0.8602	8.88	10.32	86,688	\$124,492.64	
M37	Bomba membranas 8	si	0.8859	-0.0037	1.0000	0.8572	8.67	10.12	85,008	\$122,079.99	
M38	Bomba alimentador membranas 1	si	0.8786	0.0000	0.9999	0.8535	3.47	4.07	34,188	\$49,097.39	
M39	Bomba alimentador membranas 2	si	0.8777	0.0000	0.9999	0.8526	3.41	4.00	33,600	\$48,252.96	
M40	Bomba tanque agua caliente 1	si	0.8871	0.0000	0.9999	0.8620	4.93	5.72	48,048	\$69,001.73	
M41	Bomba tanque agua caliente 2	si	0.8870	0.0000	0.9999	0.8619	4.89	5.67	47,628	\$68,398.57	
M42	Bomba recirculacion permeados	si	0.8870	0.0000	1.0000	0.8620	4.89	5.67	47,628	\$68,398.57	
M43	Bomba recirculacion ollas	si	0.8793	-0.0037	1.0000	0.8506	3.51	4.13	34,692	\$49,821.18	
M44	Bomba abajo fondo	si	0.8781	0.0000	0.9999	0.8530	3.44	4.03	33,852	\$48,614.86	
M45	Compresor vacio	si	0.8725	0.0000	0.9999	0.8474	3.03	3.58	30,072	\$43,186.40	
									320.28	2,589,221	\$3,718,380.29

Tabla. 4.11 Evaluación Energética de cada motor actual

El resumen de la situación actual se presenta en la siguiente tabla.

Situación	kW	kWh/año	\$/año
Actual	320.28	2,589,221	\$3,718,380.29

(IVA INCLUIDO)

Tabla. 4.23 Situación actual

4.3.4. Situación propuesta

En la tabla 4.13 se muestran los valores obtenidos para los motores propuestos.

MOTOR No.	IDENTIFICACION (TAG)	HP Alta eficiencia	Volts de placa	FC _{AE}	Ef _{AE}	FA _{VV-AE}	Ef _{AE}	kW _{AE}	kWh/año _{AE}	\$/año AE
M01	Bomba 1 cisterna 1	10	230	0.6760	0.8871	-0.0091	0.8779	5.74	37,712	\$54,158.20
M02	Bomba 2 cisterna 1	10	230	0.6600	0.8870	-0.0104	0.8765	5.62	36,923	\$53,025.12
M03	Bomba 3 cisterna 1	10	230	0.6330	0.8870	-0.0104	0.8765	5.39	35,412	\$50,855.17
M04	Bomba 4 cisterna 1	10	230	0.6720	0.8871	-0.0104	0.8766	5.72	37,580	\$53,968.64
M05	Bomba 5 cisterna 1	10	230	0.6740	0.8871	-0.0098	0.8773	5.73	37,646	\$54,063.42
M06	Bomba 1 cisterna 2	10	230	0.6700	0.8871	-0.0108	0.8762	5.70	37,449	\$53,780.51
M07	Bomba 2 cisterna 2	10	230	0.6760	0.8871	-0.0091	0.8779	5.74	37,712	\$54,158.20
M08	Bomba 3 cisterna 2	10	230	0.6550	0.8870	-0.0091	0.8779	5.57	36,595	\$52,554.08
M09	Bomba 4 cisterna 2	10	230	0.6700	0.8871	-0.0108	0.8762	5.70	37,449	\$53,780.51
M10	Bomba 5 cisterna 2	10	230	0.6810	0.8871	-0.0098	0.8772	5.79	38,040	\$54,629.24
M11	Ventilador torre de enf. 1	15	230	0.8067	0.9020	-0.0085	0.8934	10.10	88,476	\$127,060.38
M12	Ventilador Torre de enf. 2	15	230	0.8267	0.9020	-0.0082	0.8938	10.35	90,666	\$130,205.44
M13	Bomba recirculacion	10	230	0.6740	0.8871	-0.0119	0.8752	5.75	48,300	\$69,363.63
M14	Bomba recirculacion	10	230	0.6860	0.9152	-0.0029	0.9122	5.61	47,124	\$67,674.78
M15	Bomba recirculacion	10	230	0.6460	0.9141	-0.0028	0.9113	5.29	44,436	\$63,814.54
M16	Bomba recirculacion	10	230	0.7160	0.9160	-0.0023	0.9136	5.85	49,140	\$70,569.95
M17	Bomba recirculacion	10	230	0.6960	0.9155	-0.0020	0.9134	5.68	47,712	\$68,519.20
M18	Bomba de vacio	8	230	0.5560	0.8984	-0.0023	0.8960	3.47	29,148	\$41,859.44
M19	Compresor vacio	8	230	0.6027	0.9012	-0.0028	0.8984	3.75	31,500	\$45,237.15
M20	Concentrador de pelicula abajo	30	230	0.6327	0.9360	-0.0021	0.9338	15.16	127,344	\$182,878.72
M21	Concentrador de pelicula arriba	50	230	0.7132	0.9351	-0.0019	0.9331	28.51	239,484	\$343,922.97
M22	Bomba filtros 1	5	230	0.8820	0.8897	-0.0020	0.8876	3.71	31,164	\$44,754.62
M23	Bomba filtros 2	5	230	0.8800	0.8898	-0.0020	0.8877	3.70	31,080	\$44,633.99
M24	Bomba filtros 3	5	230	0.8880	0.8895	-0.0020	0.8874	3.73	31,332	\$44,995.89
M25	Bomba filtros 4	5	230	0.8840	0.8896	-0.0023	0.8872	3.72	31,248	\$44,875.25
M26	Bomba filtros 5	5	230	0.8800	0.8898	-0.0020	0.8877	3.70	31,080	\$44,633.99
M27	Bomba filtros 6	5	230	0.8920	0.8893	-0.0028	0.8865	3.75	31,500	\$45,237.15
M28	Bomba auxiliar HM1	10	230	0.6880	0.9153	-0.0020	0.9132	5.62	47,208	\$67,795.41
M29	Bomba auxiliar HM2	10	230	0.6820	0.9151	-0.0021	0.9129	5.57	46,788	\$67,192.25
M30	Bomba membranas 1	15	230	0.8007	0.9240	-0.0020	0.9219	9.72	81,648	\$117,254.69
M31	Bomba membranas 2	15	230	0.8133	0.9240	-0.0118	0.9122	9.98	83,832	\$120,391.14
M32	Bomba membranas 3	15	230	0.8247	0.9240	-0.0020	0.9219	10.01	84,084	\$120,753.03
M33	Bomba Membranas 4	15	230	0.8033	0.9240	-0.0021	0.9218	9.75	81,900	\$117,616.59
M34	Bomba membranas 5	15	230	0.8040	0.9240	-0.0021	0.9218	9.76	81,984	\$117,737.22
M35	Bomba membranas 6	15	230	0.7560	0.9242	-0.0022	0.9219	9.18	77,112	\$110,740.54
M36	Bomba membranas 7	15	230	0.7933	0.9240	-0.0019	0.9220	9.63	80,892	\$116,169.00
M37	Bomba membranas 8	15	230	0.7747	0.9240	-0.0120	0.9120	9.51	79,884	\$114,721.41
M38	Bomba alimentador membranas 1	8	230	0.6200	0.9022	-0.0021	0.9000	3.85	32,340	\$46,443.47
M39	Bomba alimentador membranas 2	8	230	0.6093	0.9016	-0.0020	0.8995	3.79	31,836	\$45,719.68
M40	Bomba tanque agua caliente 1	10	230	0.6610	0.9145	-0.0022	0.9122	5.41	45,444	\$65,262.13
M41	Bomba tanque agua caliente 2	10	230	0.6550	0.9143	-0.0020	0.9122	5.36	45,024	\$64,658.97
M42	Bomba recirculacion permeados	10	230	0.6550	0.9143	-0.0024	0.9119	5.36	45,024	\$64,658.97
M43	Bomba recirculacion ollas	8	230	0.6280	0.9027	-0.0120	0.8907	3.94	33,096	\$47,529.17
M44	Bomba abajo fondo	8	230	0.6147	0.9019	-0.0023	0.8995	3.82	32,088	\$46,081.58
M45	Compresor vacio	8	230	0.5413	0.8975	-0.0024	0.8950	3.38	28,392	\$40,773.75
								302.17	2,441,828	\$3,506,709.18

Tabla. 4.13 Evaluación energética de los motores propuestos

El resumen de la situación propuesta se presenta en la tabla 4.14.

Situación	kW	kWh/año	\$/año
Propuesta	302.17	2,441,828	\$3,506,709.18

(IVA INCLUIDO)

Tabla 4.14 Evaluación energética de los motores propuestos

4.3.5. Ahorros propuestos

En la tabla 4.15, se observan los ahorros propuestos por la sustitución de motores actuales de eficiencia estándar por motores de alta eficiencia NEMA Premium.

MOTOR No.	IDENTIFICACION (TAG)	HP Alta eficiencia	Ahorro en kW	Ahorro en demanda kWh/año	Ahorro economico por año (\$/año)	Inversión maxima (NMX)	Recuperación en años PSR
M01	Bomba 1 cisterna 1	10	0.30	1,971	\$2,830.56	\$9,368.82	\$2.48
M02	Bomba 2 cisterna 1	10	0.28	1,840	\$2,642.42	\$9,368.82	\$2.66
M03	Bomba 3 cisterna 1	10	0.27	1,774	\$2,547.64	\$9,368.82	\$2.76
M04	Bomba 4 cisterna 1	10	0.28	1,840	\$2,642.42	\$9,368.82	\$2.66
M05	Bomba 5 cisterna 1	10	0.29	1,905	\$2,735.77	\$9,368.82	\$2.57
M06	Bomba 1 cisterna 2	10	0.29	1,905	\$2,735.77	\$9,368.82	\$2.57
M07	Bomba 2 cisterna 2	10	0.30	1,971	\$2,830.56	\$9,368.82	\$2.48
M08	Bomba 3 cisterna 2	10	0.29	1,905	\$2,735.77	\$9,368.82	\$2.57
M09	Bomba 4 cisterna 2	10	0.29	1,905	\$2,735.77	\$9,368.82	\$2.57
M10	Bomba 5 cisterna 2	10	0.30	1,971	\$2,830.56	\$9,368.82	\$2.48
M11	Ventilador torre de enf. 1	15	0.77	6,745	\$9,686.49	\$32,386.53	\$3.34
M12	Ventilador Torre de enf. 2	15	0.78	6,833	\$9,812.87	\$32,386.53	\$3.30
M13	Bomba recirculacion	10	0.28	2,352	\$3,377.71	\$9,368.82	\$2.77
M14	Bomba recirculacion	10	0.33	2,772	\$3,980.87	\$9,368.82	\$2.35
M15	Bomba recirculacion	10	0.30	2,520	\$3,618.97	\$9,368.82	\$2.59
M16	Bomba recirculacion	10	0.34	2,856	\$4,101.50	\$9,368.82	\$2.28
M17	Bomba recirculacion	10	0.34	2,856	\$4,101.50	\$9,368.82	\$2.28
M18	Bomba de vacio	8	0.20	1,680	\$2,412.65	\$6,838.59	\$2.83
M19	Compresor vacio	8	0.20	1,680	\$2,412.65	\$6,838.59	\$2.83
M20	Concentrador de pelicula abajo	30	0.68	5,712	\$8,203.00	\$20,553.72	\$2.51
M21	Concentrador de pelicula arriba	50	1.50	12,600	\$18,094.86	\$78,222.54	\$4.32
M22	Bomba filtros 1	5	0.24	2,016	\$2,895.18	\$5,991.27	\$2.07
M23	Bomba filtros 2	5	0.24	2,016	\$2,895.18	\$5,991.27	\$2.07
M24	Bomba filtros 3	5	0.24	2,016	\$2,895.18	\$5,991.27	\$2.07
M25	Bomba filtros 4	5	0.24	2,016	\$2,895.18	\$5,991.27	\$2.07
M26	Bomba filtros 5	5	0.23	1,932	\$2,774.55	\$5,991.27	\$2.16
M27	Bomba filtros 6	5	0.24	2,016	\$2,895.18	\$5,991.27	\$2.07
M28	Bomba auxiliar HM1	10	0.33	2,772	\$3,980.87	\$9,368.82	\$2.35
M29	Bomba auxiliar HM2	10	0.33	2,772	\$3,980.87	\$9,368.82	\$2.35
M30	Bomba membranas 1	15	0.70	5,880	\$8,444.27	\$12,753.96	\$1.51
M31	Bomba membranas 2	15	0.65	5,460	\$7,841.11	\$12,753.96	\$1.63
M32	Bomba membranas 3	15	0.74	6,216	\$8,926.80	\$12,753.96	\$1.43
M33	Bomba Membranas 4	15	0.71	5,964	\$8,564.90	\$12,753.96	\$1.49
M34	Bomba membranas 5	15	0.71	5,964	\$8,564.90	\$12,753.96	\$1.49
M35	Bomba membranas 6	15	0.64	5,376	\$7,720.47	\$12,753.96	\$1.65
M36	Bomba membranas 7	15	0.69	5,796	\$8,323.64	\$12,753.96	\$1.53
M37	Bomba membranas 8	15	0.61	5,124	\$7,358.58	\$12,753.96	\$1.73
M38	Bomba alimentador membranas 1	8	0.22	1,848	\$2,653.91	\$8,122.68	\$3.06
M39	Bomba alimentador membranas 2	8	0.21	1,764	\$2,533.28	\$8,122.68	\$3.21
M40	Bomba tanque agua caliente 1	10	0.31	2,604	\$3,739.60	\$9,368.82	\$2.51
M41	Bomba tanque agua caliente 2	10	0.31	2,604	\$3,739.60	\$9,368.82	\$2.51
M42	Bomba recirculacion permeados	10	0.31	2,604	\$3,739.60	\$9,368.82	\$2.51
M43	Bomba recirculacion ollas	8	0.19	1,596	\$2,292.02	\$8,122.68	\$3.54
M44	Bomba abajo fondo	8	0.21	1,764	\$2,533.28	\$8,122.68	\$3.21
M45	Compresor vacio	8	0.20	1,680	\$2,412.65	\$6,838.59	\$2.83
			18.11	147,393	\$211,671.11	\$541,911.51	\$2.56

Tabla 4.15 Ahorros propuestos con la sustitución de motores

En la tabla 4.16 se presenta el resumen energético y económico de la sustitución de motores de corriente alterna.

Situación	kW	kWh/año	\$/año
Actual	320.28	2,589,221	\$3,718,380.29
Propuesta	302.17	2,441,828	\$3,506,709.18
Ahorros	18.11	147,393	\$211,671.11

(IVA INCLUIDO)

Tabla 4.16 Ahorros propuestos con la sustitución de motores

4.3.6. Tiempo de recuperación

El periodo simple de recuperación de la inversión incluyendo el impuesto al valor agregado, se obtiene del cociente de la inversión total y el ahorro económico anual, por lo que realizando la operación se obtiene el siguiente resultado.

$$\$541,911.51 / \$211,671.11 = 2.45 \text{ años}$$

Como conclusión, se determina que la realización de este proyecto, es totalmente viable para la empresa, ya que los ahorros son significativos y el tiempo de recuperación, es corto. Por lo que tomar en cuenta las técnicas de ahorro de energía eléctrica, son en la actualidad, muy importantes para cualquier sector productivo.

4.3.7. ANEXO 1 Tabla de eficiencia en motores estándar y de alta eficiencia^{A1}.

POTENCIA	EFICIENCIA	CARCAZA	POLOS	VELOCIDAD	0.25	0.5	0.75	1
5	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.7615	0.8247	0.8374	0.827
5	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.7435	0.8152	0.8422	0.832
5	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.7735	0.8118	0.8285	0.8383
5	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.702	0.8003	0.8267	0.8218
5	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.7633	0.8424	0.8608	0.8575
5	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.784	0.8528	0.8633	0.8549
5	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.7674	0.8204	0.8443	0.847
5	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.723	0.809	0.8365	0.835
5	AE	ABIERTO	2	3600	0.808	0.8637	0.8797	0.8753
5	AE	ABIERTO	4	1800	0.8358	0.8927	0.8963	0.8898
5	AE	ABIERTO	6	1200	0.8266	0.8793	0.89	0.8891
5	AE	ABIERTO	8	900	0.817	0.8845	0.8965	0.89
5	AE	CERRADO	2	3600	0.8267	0.8811	0.8938	0.8894
5	AE	CERRADO	4	1800	0.8429	0.8963	0.9055	0.8959
5	AE	CERRADO	6	1200	0.8375	0.8918	0.9014	0.8931
5	AE	CERRADO	8	900	0.813	0.8828	0.8945	0.89
7.5	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.809	0.809	0.8616	0.8483
7.5	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8044	0.8044	0.8588	0.8492
7.5	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.7675	0.7675	0.857	0.8488
7.5	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.743	0.743	0.8506	0.8498
7.5	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.7933	0.7933	0.8758	0.8586
7.5	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.7985	0.7985	0.8783	0.8722
7.5	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.7941	0.7941	0.8595	0.8567
7.5	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.742	0.742	0.8743	0.8329
7.5	AE	ABIERTO	2	3600	0.863	0.863	0.9057	0.8897
7.5	AE	ABIERTO	4	1800	0.8431	0.8431	0.9088	0.906
7.5	AE	ABIERTO	6	1200	0.8362	0.8362	0.9034	0.9029
7.5	AE	ABIERTO	8	900	0.836	0.836	0.901	0.894
7.5	AE	CERRADO	2	3600	0.8495	0.8495	0.908	0.9024
7.5	AE	CERRADO	4	1800	0.8561	0.8561	0.915	0.9102
7.5	AE	CERRADO	6	1200	0.8482	0.8482	0.9111	0.9078
7.5	AE	CERRADO	8	900	0.8294	0.8294	0.896	0.8857
10	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8123	0.8649	0.8783	0.8684
10	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8181	0.8653	0.8696	0.8539
10	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8513	0.8646	0.8808	0.8747
10	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.795	0.8562	0.8676	0.857
10	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8328	0.8866	0.8873	0.868
10	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8274	0.878	0.8843	0.8754
10	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8035	0.8613	0.8741	0.8689
10	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.798	0.863	0.8735	0.865
10	AE	ABIERTO	2	3600	0.8345	0.898	0.9054	0.8995
10	AE	ABIERTO	4	1800	0.8697	0.9137	0.9162	0.9083
10	AE	ABIERTO	6	1200	0.8633	0.913	0.9187	0.914
10	AE	ABIERTO	8	900	0.8585	0.9053	0.9113	0.905
10	AE	CERRADO	2	3600	0.8723	0.9119	0.9177	0.911
10	AE	CERRADO	4	1800	0.8758	0.9142	0.9196	0.9092
10	AE	CERRADO	6	1200	0.8634	0.9066	0.914	0.9094
10	AE	CERRADO	8	900	0.8333	0.8989	0.9069	0.9008

^{A1} Félix Quiroz, Marco Antonio, PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE MOTORES ELÉCTRICOS, Revista FIDE, No. 43

POTENCIA	EFICIENCIA	CARCAZA	POLOS	VELOCIDAD	0.25	0.5	0.75	1
15	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8605	0.8886	0.8919	0.8726
15	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8477	0.8902	0.8943	0.8815
15	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.7973	0.8643	0.8731	0.8675
15	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.8135	0.8708	0.8764	0.86
15	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8219	0.8728	0.8878	0.877
15	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8028	0.8713	0.8853	0.879
15	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.7954	0.8578	0.8761	0.8763
15	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.7683	0.8785	0.8815	0.866
15	AE	ABIERTO	2	3600	0.8754	0.9136	0.9149	0.9049
15	AE	ABIERTO	4	1800	0.8728	0.9261	0.9298	0.9253
15	AE	ABIERTO	6	1200	0.8634	0.9134	0.9199	0.9186
15	AE	ABIERTO	8	900	0.8665	0.91	0.913	0.905
15	AE	CERRADO	2	3600	0.8691	0.9119	0.9206	0.9159
15	AE	CERRADO	4	1800	0.8964	0.9236	0.9276	0.9243
15	AE	CERRADO	6	1200	0.8738	0.9155	0.922	0.9258
15	AE	CERRADO	8	900	0.8488	0.9066	0.9102	0.9008
20	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8736	0.9002	0.9037	0.8886
20	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8339	0.8857	0.8888	0.8789
20	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8606	0.8902	0.8945	0.8844
20	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.8045	0.8783	0.8883	0.88
20	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.814	0.8798	0.8934	0.8981
20	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8294	0.8876	0.897	0.888
20	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8181	0.8849	0.8912	0.8841
20	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.8493	0.883	0.8908	0.8818
20	AE	ABIERTO	2	3600	0.8754	0.91	0.9137	0.9004
20	AE	ABIERTO	4	1800	0.8926	0.9295	0.9314	0.9216
20	AE	ABIERTO	6	1200	0.8827	0.9239	0.9272	0.9202
20	AE	ABIERTO	8	900	0.887	0.921	0.923	0.9144
20	AE	CERRADO	2	3600	0.8898	0.9208	0.9277	0.9195
20	AE	CERRADO	4	1800	0.8964	0.9301	0.9341	0.928
20	AE	CERRADO	6	1200	0.8857	0.9242	0.9269	0.9178
20	AE	CERRADO	8	900	0.88	0.9164	0.9201	0.9088
25	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.851	0.895	0.9017	0.8886
25	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8714	0.9056	0.9085	0.8932
25	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8544	0.8932	0.899	0.8913
25	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.843	0.8818	0.8913	0.8825
25	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8406	0.8907	0.9021	0.8883
25	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8691	0.9121	0.9171	0.9055
25	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8411	0.8901	0.8994	0.8915
25	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.789	0.872	0.885	0.8817
25	AE	ABIERTO	2	3600	0.8804	0.9271	0.9305	0.9264
25	AE	ABIERTO	4	1800	0.8919	0.9357	0.9387	0.9331
25	AE	ABIERTO	6	1200	0.891	0.935	0.9372	0.9281
25	AE	ABIERTO	8	900	0.8905	0.9237	0.926	0.9147
25	AE	CERRADO	2	3600	0.8835	0.922	0.9292	0.9234
25	AE	CERRADO	4	1800	0.9109	0.9372	0.9401	0.9352
25	AE	CERRADO	6	1200	0.905	0.9348	0.9366	0.9274
25	AE	CERRADO	8	900	0.8833	0.9195	0.9216	0.9084

POTENCIA	EFICIENCIA	CARCAZA	POLOS	VELOCIDAD	0.25	0.5	0.75	1
30	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8651	0.8998	0.9043	0.8916
30	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8821	0.9168	0.9157	0.8986
30	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.9073	0.9068	0.9093	0.9019
30	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.8355	0.8865	0.896	0.8868
30	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8543	0.8956	0.9049	0.893
30	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8871	0.9168	0.921	0.909
30	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8387	0.9009	0.9078	0.8994
30	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.833	0.8894	0.8952	0.883
30	AE	ABIERTO	2	3600	0.8726	0.9218	0.9275	0.929
30	AE	ABIERTO	4	1800	0.9001	0.938	0.9411	0.9334
30	AE	ABIERTO	6	1200	0.9003	0.9377	0.9383	0.9338
30	AE	ABIERTO	8	900	0.896	0.926	0.9298	0.9251
30	AE	CERRADO	2	3600	0.8827	0.9237	0.929	0.9244
30	AE	CERRADO	4	1800	0.9138	0.9406	0.9424	0.9358
30	AE	CERRADO	6	1200	0.9092	0.9352	0.937	0.9296
30	AE	CERRADO	8	900	0.883	0.9246	0.9296	0.9234
40	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8883	0.909	0.9111	0.897
40	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8939	0.9028	0.9109	0.9046
40	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8718	0.9063	0.9122	0.9058
40	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.85	0.8975	0.9035	0.8935
40	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.845	0.8833	0.8945	0.8919
40	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.877	0.9011	0.9119	0.9131
40	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8523	0.8933	0.9021	0.8995
40	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.865	0.9036	0.908	0.8986
40	AE	ABIERTO	2	3600	0.8879	0.9316	0.9363	0.9331
40	AE	ABIERTO	4	1800	0.911	0.9484	0.95	0.9407
40	AE	ABIERTO	6	1200	0.9083	0.9376	0.9434	0.9401
40	AE	ABIERTO	8	900	0.899	0.927	0.9294	0.9221
40	AE	CERRADO	2	3600	0.8854	0.9249	0.9338	0.9321
40	AE	CERRADO	4	1800	0.9147	0.9428	0.9462	0.9411
40	AE	CERRADO	6	1200	0.905	0.938	0.943	0.9384
40	AE	CERRADO	8	900	0.8905	0.9273	0.9318	0.9228
50	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8704	0.8997	0.9122	0.9055
50	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8892	0.91165	0.9167	0.9091
50	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8833	0.92	0.9129	0.9133
50	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.879	0.9113	0.9113	0.8988
50	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8571	0.8892	0.9047	0.9018
50	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8853	0.9198	0.9259	0.9208
50	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.868	0.9121	0.9178	0.913
50	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.8716	0.9069	0.9121	0.9036
50	AE	ABIERTO	2	3600	0.8982	0.9291	0.9348	0.9326
50	AE	ABIERTO	4	1800	0.9133	0.9487	0.9484	0.9409
50	AE	ABIERTO	6	1200	0.9123	0.9399	0.9445	0.9408
50	AE	ABIERTO	8	900	0.908	0.9363	0.9373	0.9274
50	AE	CERRADO	2	3600	0.9049	0.9349	0.9397	0.935
50	AE	CERRADO	4	1800	0.9275	0.9494	0.9489	0.943
50	AE	CERRADO	6	1200	0.9113	0.9342	0.9428	0.9377
50	AE	CERRADO	8	900	0.901	0.9387	0.941	0.9299

POTENCIA	EFICIENCIA	CARCAZA	POLOS	VELOCIDAD	0.25	0.5	0.75	1
60	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8856	0.9157	0.9185	0.9084
60	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8507	0.9079	0.9156	0.9141
60	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.882	0.9166	0.9184	0.9108
60	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.9043	0.9275	0.9277	0.9179
60	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8697	0.8835	0.8999	0.9035
60	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8824	0.9175	0.9252	0.9237
60	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8618	0.9101	0.9174	0.9135
60	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.8695	0.9148	0.919	0.91
60	AE	ABIERTO	2	3600	0.9113	0.9346	0.9394	0.9376
60	AE	ABIERTO	4	1800	0.9125	0.9469	0.9499	0.9485
60	AE	ABIERTO	6	1200	0.911	0.9459	0.9495	0.9466
60	AE	ABIERTO	8	900	0.914	0.9428	0.944	0.9362
60	AE	CERRADO	2	3600	0.8977	0.9311	0.9412	0.9395
60	AE	CERRADO	4	1800	0.9224	0.947	0.9511	0.9463
60	AE	CERRADO	6	1200	0.9044	0.941	0.9467	0.9434
60	AE	CERRADO	8	900	0.9005	0.9365	0.9375	0.9264
75	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8675	0.9066	0.9163	0.9105
75	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8788	0.9224	0.9255	0.9192
75	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.889	0.9234	0.9224	0.9132
75	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.858	0.9135	0.9188	0.9112
75	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8698	0.8867	0.9047	0.9113
75	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8966	0.9173	0.9293	0.9272
75	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.8905	0.9121	0.9189	0.9184
75	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.834	0.906	0.9127	0.9047
75	AE	ABIERTO	2	3600	0.9042	0.9369	0.943	0.9438
75	AE	ABIERTO	4	1800	0.9248	0.9512	0.9542	0.9509
75	AE	ABIERTO	6	1200	0.915	0.9487	0.9489	0.9483
75	AE	ABIERTO	8	900	0.907	0.9422	0.9464	0.9435
75	AE	CERRADO	2	3600	0.9061	0.94	0.9454	0.9427
75	AE	CERRADO	4	1800	0.9283	0.9482	0.9523	0.95
75	AE	CERRADO	6	1200	0.9098	0.943	0.9487	0.9463
75	AE	CERRADO	8	900	0.8991	0.9388	0.9433	0.9391
100	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8903	0.9212	0.9248	0.9158
100	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.8858	0.9221	0.9268	0.9184
100	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8735	0.9216	0.9276	0.9233
100	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.8685	0.9157	0.92	0.9183
100	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8843	0.8987	0.911	0.9147
100	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.891	0.9267	0.934	0.9337
100	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.868	0.9211	0.9297	0.926
100	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.879	0.9215	0.9265	0.9155
100	AE	ABIERTO	2	3600	0.909	0.9364	0.9403	0.9386
100	AE	ABIERTO	4	1800	0.9293	0.9516	0.9546	0.9508
100	AE	ABIERTO	6	1200	0.905	0.9427	0.948	0.9462
100	AE	ABIERTO	8	900	0.917	0.946	0.949	0.9437
100	AE	CERRADO	2	3600	0.8927	0.9347	0.9437	0.9442
100	AE	CERRADO	4	1800	0.927	0.9502	0.9551	0.9518
100	AE	CERRADO	6	1200	0.919	0.9446	0.9505	0.9476
100	AE	CERRADO	8	900	0.911	0.942	0.9452	0.9373

POTENCIA	EFICIENCIA	CARCAZA	POLOS	VELOCIDAD	0.25	0.5	0.75	1
125	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.884	0.9195	0.9255	0.9199
125	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.922	0.9373	0.9373	0.9318
125	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.8855	0.9272	0.9275	0.9224
125	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.9182	0.9417	0.9422	0.9356
125	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.8808	0.9069	0.9234	0.9278
125	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.883	0.9222	0.9314	0.9318
125	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.89	0.93	0.9363	0.9323
125	ESTANDAR	CERRADO	8	900	s/d	0.931	0.932	0.924
125	AE	ABIERTO	2	3600	0.8957	0.945	0.9485	0.9475
125	AE	ABIERTO	4	1800	0.9308	0.9549	0.955	0.9523
125	AE	ABIERTO	6	1200	0.9145	0.948	0.9503	0.9465
125	AE	ABIERTO	8	900	0.922	0.949	0.924	0.9463
125	AE	CERRADO	2	3600	0.906	0.943	0.9496	0.9494
125	AE	CERRADO	4	1800	0.9271	0.9494	0.9559	0.9545
125	AE	CERRADO	6	1200	0.9238	0.9484	0.9538	0.9497
125	AE	CERRADO	8	900	0.924	0.9478	0.9492	0.9414
150	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8943	0.9215	0.9263	0.9213
150	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.911	0.9254	0.9343	0.9323
150	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.9	0.9295	0.9325	0.93
150	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	0.927	0.945	0.942	0.962
150	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.897	0.9103	0.9256	0.928
150	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.8995	0.9295	0.9375	0.9376
150	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.908	0.9398	0.942	0.9343
150	ESTANDAR	CERRADO	8	900	0.902	0.945	0.942	0.924
150	AE	ABIERTO	2	3600	0.9193	0.9442	0.9474	0.945
150	AE	ABIERTO	4	1800	0.9238	0.9532	0.9578	0.9572
150	AE	ABIERTO	6	1200	0.92	0.9504	0.9534	0.9507
150	AE	ABIERTO	8	900	0.9185	0.9483	0.9507	0.948
150	AE	CERRADO	2	3600	0.9173	0.947	0.9523	0.95
150	AE	CERRADO	4	1800	0.9302	0.95	0.9563	0.9569
150	AE	CERRADO	6	1200	0.931	0.9525	0.9569	0.9551
150	AE	CERRADO	8	900	0.9193	0.9488	0.9502	0.9452
200	ESTANDAR	ABIERTO	2	3600	0.8843	0.9244	0.9338	0.9325
200	ESTANDAR	ABIERTO	4	1800	0.9106	0.9389	0.9421	0.9351
200	ESTANDAR	ABIERTO	6	1200	0.919	0.928	0.9413	0.9318
200	ESTANDAR	ABIERTO	8	900	s/d	0.9363	0.9383	0.9253
200	ESTANDAR	CERRADO	2	3600	0.9113	0.9157	0.9287	0.9308
200	ESTANDAR	CERRADO	4	1800	0.898	0.9408	0.9473	0.9427
200	ESTANDAR	CERRADO	6	1200	0.9251	0.9429	0.9451	0.9357
200	ESTANDAR	CERRADO	8	900	s/d	0.9423	0.949	0.942
200	AE	ABIERTO	2	3600	0.938	0.948	0.9533	0.9498
200	AE	ABIERTO	4	1800	0.9313	0.9591	0.963	0.9588
200	AE	ABIERTO	6	1200	0.933	0.9548	0.9604	0.951
200	AE	ABIERTO	8	900	s/d	0.9578	0.9573	0.9503
200	AE	CERRADO	2	3600	0.9178	0.9438	0.9518	0.9527
200	AE	CERRADO	4	1800	0.9407	0.9553	0.9591	0.9586
200	AE	CERRADO	6	1200	0.935	0.9548	0.9579	0.9545
200	AE	CERRADO	8	900	0.925	0.9514	0.9541	0.9483

4.3.8. ANEXO 2 Recomendaciones de IEEE (NORMAS IEEE - 519, U.S.A.) sobre niveles permisibles de corrientes armónicas en sistemas eléctricos de potencia^{A2}.

Límites de distorsión en Voltaje

IEEE - 519

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

Fig. 4.28 – A2 Límites de distorsión armónica en voltaje (%), IEEE 519

La tendencia en México, impulsada por Comisión Federal de Electricidad, es de implantar la norma norteamericana IEEE – 519.

CFE L0000 - 45

Limites de distorsión armónica en voltaje en % del voltaje nominal		
Nivel de tensión en la Acometida (V _n)	Distorsión armónica individual	Distorsión armónica total THD V _n
V _n ≤ 1 kV	5.0%	8.0%
1 < V _n < 69 kV	3.0%	5.0%
69 kV < V _n ≤ 161 kV	1.5%	2.5%
V _n > 161 kV	1.0%	1.5%

Fig. 4.28 – A2 Límites de distorsión armónica en voltaje (%)

$$THD_{V_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_n} \times 100\% \dots\dots\dots(4.20 - A2)$$

^{A2} Téllez Ramírez, Eugenio, DISTORCION ARMÓNICA, Automatización, productividad y calidad, S.A. de C.V.

Dónde: V_h : Magnitud de la componente armónica individual
 h : Orden armónico
 V_n : Voltaje nominal fundamental del sistema

Límites de distorsión en Corriente

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

IEEE - 519						
Límites de la distorsión armonica en corriente en la acometida						
I_{cc}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
<20*	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20 - 50	8.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50 - 100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100 - 1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
> 1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<20	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
20 - 50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
50 - 100	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
100 - 1000	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
> 1000	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<50	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
≥ 50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%

- * Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de corriente, sin importar la relación I_{cc}/I_L
- Para las armónicas pares, los límites son el 25% de los valores especificados en la tabla
- No se permite la existencia de componentes de corriente directa, que corresponden a la armónica cero.
- Si las cargas que producen las armónicas utilizan convertidores con número de pulsos q mayor a 6, los límites indicados en la tabla se incrementan por un factor.

$$\sqrt{\frac{q}{6}} \dots\dots\dots (4.22 - A2)$$

^{A2} Téllez Ramírez, Eugenio, DISTORCION ARMÓNICA, Automatización, productividad y calidad, S.A. de C.V.

La distorsión de demanda total TDD está definida como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \dots\dots\dots(4.23 - A2)$$

Dónde: I_h : Magnitud de la armónica individual
 I_L : Demanda máxima de la corriente fundamental de la carga
 h : Orden armónico impar

- I_{CC} : Debe utilizarse aquella que bajo condiciones normales de operación, resulte en la mínima corriente de corto circuito en la acometida, ya que este valor reduce la relación I_{CC}/I_L y la evaluación es más severa.
- I_L : Es la demanda máxima de la corriente fundamental en la acometida y puede calcularse como el promedio de las demandas máximas de corriente mensuales de los últimos 12 meses o como puede estimarse para usuarios que inician su operación.
- Los límites son más estrictos para los usuarios que representan mayor carga al sistema, ya que la relación I_{CC}/I_L es menor.

Los sistemas más robustos pueden transmitir mayores niveles de corrientes armónicas sin producir una distorsión excesiva de voltaje que los sistemas más débiles.

CFE L0000 - 45						
Límites de la distorsión armónica en corriente en la acometida						
I_{cc}/I_L	TDD	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$
$V_n \leq 69 \text{ kV}$						
<20	5.0%	4.0%	2.0%	1.5%	0.6%	0.3%
20 - 50	6.0%	7.0%	3.5%	2.5%	1.0%	0.5%
50 - 100	12.0%	10.0%	4.5%	4.0%	1.5%	0.7%
100 - 1000	15.0%	12.0%	5.5%	5.0%	2.0%	1.0%
> 1000	20.0%	15.0%	7.0%	6.0%	2.5%	1.4%
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
<20	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
20 - 50	4.0%	3.5%	1.75%	1.25%	0.5%	0.25%
50 - 100	6.0%	5.0%	2.25%	2.0%	0.75%	0.35%
100 - 1000	7.5%	6.0%	2.75%	2.5%	1.0%	0.5%
> 1000	10.0%	7.5%	3.5%	3.0%	1.25%	0.7%
$V_n > 161 \text{ kV}$						
<50	2.5%	2.0%	1.0%	0.75%	0.3%	0.15%
≥ 50	3.75%	3.5%	1.75%	1.25%	0.45%	0.22%

- Para las armónicas pares, los límites son el 25% de los valores especificados en la tabla
- Los límites deben ser usados como el caso mas desfavorable de operación normal. Para arranque de hornos eléctricos de arco, que toman un tiempo máximo de un minuto, se permite exceder los límites en 50%
- No se permiten corrientes de carga con componentes de corriente directa

La distorsión de demanda total TDD está definida como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \times 100\% \dots\dots\dots(4.24 - A2)$$

- Dónde: I_h : Magnitud de la armónica individual
 I_L : Demanda máxima de la corriente fundamental de la carga
 h : Orden armónico impar

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

En este trabajo se pretendió mostrar de manera simplificada, pero sin dejar a un lado la objetividad y veracidad, los principales conceptos pertenecientes a la rama de la electricidad y aplicados al tema que en nuestros días, es imprescindible; el uso eficiente de la energía y por el contrario, motivar al uso sustentable de energías renovables. Es por eso que se intenta tener una visión práctica y global de este tema.

En nuestros días, dónde la escases de los recursos naturales que nos proveen de energéticos, tanto renovables así como no renovables y debido al descontrol del índice de población mundial, falta de cultura social, uso irracional y excesivo, en una sociedad que en un principio no tomo en cuenta el uso sustentable y eficiente de las energías y que, en nuestros días, se están presentando las consecuencias; contaminación, escases de recursos, encarecimiento, crisis económicas, decremento en la calidad de vida de todos los individuos, daños irreparables al medio ambiente, etc. Es por eso que en estos momentos es indispensable atenderlos y encontrar un mejor aprovechamiento, evitar usos indiscriminados e innecesarios.

Es el objetivo de este trabajo, formar conciencia en las personas, por medio de medidas simples, soluciones y propuestas técnicas, con ejemplos para demostrar que no existe desperdicio pequeño y que contrariamente, tener una visión hacia el uso eficiente, nos permite el mejor aprovechamiento de cualquier proceso, incluyendo por supuesto, desde sus materias primas, su manufactura, su uso e inclusive hasta la forma de desecharlo cuando haya cumplido su cometido.

Esperando haber cumplido su cometido y que motive cada vez más al uso sustentable, eficaz y que este tema sea tan importante como el uso mismo que se le dé a las energías y que no solo sea un tema de relleno, sino que sea un tema obligatorio en el uso de cualquier tipo de energía.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Sampayo Sandoval, Francisco Javier, **ELECTRICIDAD Y MAGNETISMO**, UNAM, 2001
- Aguilar Galván, Alfredo, **DIPLOMADO EN ADMINISTRACIÓN Y AHORRO INTEGRAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, ingeniería eléctrica integral, S.A. de C.V., 1997
- Ingenieros Especialistas en Ahorros de Energía, **CURSO DE AHORRO DE ENERGÍA: ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA**, Energy Saving de México, 1997
- Balcells Sendra, Josep, **CALIDAD Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**, Circutor, S.A. de C.V., 2001
- Navarro Crespo, Alfredo, **CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**, Técnica Salgar, S.A. de C.V., 2001
- TB GOOD'S, **CURSO TÉCNICO AVANZADO DE PRODUCTOS ELECTRÓNICOS Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA**, TB WOODS, 2001.
- Navarro Crespo, Alfredo, **CAPACITORES DE POTENCIA**, Técnica Salgar, S.A. de C.V.
- Téllez Ramírez, Eugenio, **DISTORSIÓN ARMÓNICA**, Automatización, productividad y calidad, S.A. de C.V.
- Rosas Moya, Ramón, **CURSO DIAGNOSTICO ENERGÉTICO**, Asociación de técnicos y profesionistas en aplicación energética, 2003.

MESOGRAFÍA

MESOGRAFÍA

- <http://www.ai.org.mx/archivos/coloquios/1/EI%20Ahorro%20de%20Energia%20Elctrica%20en%20Mexico.pdf> (INTRODUCCION)
- CFE: <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>
- http://es.wikipedia.org/wiki/Campo_el%C3%A9ctrico
- http://www.unicrom.com/Tut_impedancia.asp
- Reactancia inductiva: http://es.wikipedia.org/wiki/Reactancia_inductiva
- <http://www.mty.itesm.mx/etie/deptos/ie/profesores/jabaez/clases/e832/parcial-1/2002/Relacion-V-I-elementos-pasivos.PDF>
- http://es.wikipedia.org/wiki/Capacidad_el%C3%A9ctrica
- http://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_el%C3%A9ctrica
- http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Arranque_de_motores.htm

REVISTAS TÉCNICAS

REVISTAS TÉCNICAS

- Ing. Félix Quiroz Marco Antonio, **Procedimiento para la evaluación energética de motores eléctricos**, ENERGÍA RACIONAL, Fideicomiso Para El Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), Abril – Junio 2002.